



Revista Internacional de Investigación e Innovación Tecnológica

Página principal: www.riit.com.mx

Análisis estadístico de la influencia de la demanda de potencia en tarifas de media tensión sobre la facturación final

Statistical analysis of the influence of power demand in medium voltage tariffs on final billing

Alanís-Navarro, J.A.^{a*}, Alanís-Cantú, R.^b, Castillo-Téllez, M.^c, Lavín-Delgado, J.E.^b

^a Laboratorio de Ecotecnologías, Universidad Politécnica del Estado de Guerrero, C.P.40321, Taxco de Alarcón, Guerrero, México.

^b Departamento de Ingeniería en Redes y Telecomunicaciones, Universidad Politécnica del Estado de Guerrero, C.P.40321, Taxco de Alarcón, Guerrero, México.

^c Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Campeche, C.P. 24085, San Francisco de Campeche, Campeche, México.

aalanis@upeg.edu.mx*; ralanis@upeg.edu.mx; mcastill@uacam.mx; jlavin@upeg.edu.mx

Innovación tecnológica: Predecir el cargo por capacidad, distribución y transmisión, en una tarifa de media tensión.

Área de aplicación industrial: Los usuarios de tarifa horaria en media tensión, industria e instituciones educativas.

Recibido: 15 octubre 2022

Aceptado: 19 septiembre 2023

Abstract

A biannual analysis of the High Demand Medium Voltage Hourly Rate (GDMTH) of the Federal Electricity Commission of an educational institution is presented in order to identify the electrical parameters that influence the monthly billing. A statistical and linear regression analysis of the technical and economic variables of this tariff is performed. 40.5% of the billing corresponds to energy consumption; the rest of the charges of this tariff depend on the maximum power demand (i.e., 34.9%) and fixed charges (i.e., 24.6%). It is observed that, out of the 34.9% attributed to the maximum power demand, the variable "Power in Intermediate Hours" has a strong correlation with the charge for "Distribution" and "Transmission", representing 22.9%; while the factor "Power in Peak Hours" determines the charge for "Capacity", which represents 12%, percentages that can be reduced by establishing mechanisms for saving and efficient use of energy within the institution.

It is important to highlight the concept of "Transmission Charge" is not defined in the charging concepts, so it is of interest to have a tool that allows predicting this and the other charging concepts based on the maximum power demand in the different schedules. This information is useful for industrial users and educational institutions, as well as for investors who wish to know their monthly energy billing. Finally, a series of practical recommendations are presented to reduce peak demand without affecting the primary functions of public or private institutions.

Keyword: Capacity, Distribution, Linear regression, Maximum demand, Medium voltage.

Resumen

Se presenta un análisis bianual de la tarifa Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH) de la Comisión Federal de Electricidad de una institución educativa, para identificar los parámetros eléctricos que influyen en la facturación mensual. Se realiza un análisis estadístico y de regresión lineal de las variables técnicas y económicas de esta tarifa. El 40.5% de la facturación corresponde al consumo de energía; el resto de los cargos de esta tarifa, dependen de la demanda máxima de potencia (*i.e.*, 34.9%) y de cobros fijos (*i.e.*, 24.6%). Se observa que, del 34.9% atribuido a la demanda máxima de potencia, la variable "Potencia en Horario Intermedio", tiene una fuerte correlación con el cargo por "Distribución" y "Transmisión", representando el 22.9%; mientras que el factor "Potencia en Horario Punta" determina el cargo por "Capacidad", el cual representa el 12%, porcentajes que pueden disminuir al establecer mecanismos de ahorro y uso eficiente de la energía dentro de la institución. Es importante resaltar, que el concepto de "Cargo por Transmisión", no está definido en los conceptos de cobro, por lo que resulta de interés contar con una herramienta que permita predecir éste y los demás conceptos de cobro a partir de la demanda máxima de potencia en los distintos horarios. Esta información es útil para los usuarios industriales y de instituciones educativas, así como para inversionistas que deseen conocer su facturación mensual de energía. Finalmente, se presenta una serie de recomendaciones prácticas para reducir la demanda máxima sin afectar las funciones primordiales de las instituciones públicas o privadas.

Palabras clave: Capacidad, Demanda máxima, Distribución, Media tensión, Regresión lineal.

1. Introducción

A causa de la disminución en las reservas de combustibles fósiles, el costo de generación de energía ha aumentado, independientemente de la tarifa y uso final de la energía. Aun cuando pueda existir una ligera disminución de los costos, la tendencia a mediano y largo plazo es siempre al alza ¹. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) subdivide la distribución de la energía en diferentes tarifas para las distintas regiones

del país, de las cuales se clasifican según el consumo, demanda y su aplicación o servicio, en resumen, el esquema tarifario vigente de la CFE consiste en servicios para: i) Hogar, ii) Negocio, iii) Industria, y iv) Agrícola y servicios; en este último esquema se incluyen las tarifas para servicios de riego agrícola y alumbrado público, tanto en baja como en media tensión. Cabe mencionar que los servicios para uso doméstico u hogar destacan por su gran porcentaje de usuarios,

mismas que se clasifican como: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, que a su vez dependen del tipo de clima y de la temperatura promedio mensual mínima en verano ². Por otra parte, las tarifas para negocio o de tipo comercial se subdividen en pequeña demanda en baja tensión (PDBT), las cuales se aplican para una demanda máxima de potencia menor a 25 kW-mes. De manera similar, para una demanda máxima de potencia superior a 25 kW-mes, la CFE ofrece la tarifa Gran Demanda en Baja Tensión (GDBT) ³. Asimismo, existen tarifas de media tensión, clasificadas como: Gran Demanda en Media Tensión horaria (GDMTH) ⁴; Gran Demanda en Media Tensión ordinaria (GDMTO). La tarifa GDMTO comprende demandas de potencia eléctrica menor o igual a 100 kW ⁵,

mientras que la tarifa GDMTH, está diseñada para demandas superiores a los 100 kW de potencia eléctrica, como en este caso de estudio. Finalmente, la CFE también ofrece tarifas de alta tensión, subclasificadas como “Demanda Industrial en Subtransmisión” (DIST), y la tarifa “Demanda Industrial en Transmisión” (DIT) ⁶. El objetivo de este trabajo es identificar los parámetros eléctricos utilizados por la CFE en sus tarifas de media tensión de mayor preponderancia en la facturación final de los usuarios de la tarifa de GDMTH mediante un análisis estadístico, para que el usuario sea capaz de incidir en el ahorro y uso eficiente de la energía de su institución o empresa sin afectar su funcionamiento. En la Tabla 1, se presenta la nomenclatura utilizada en este trabajo.

Tabla 1: Abreviaturas.

Símbolo	Descripción	Unidades
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía	-
C.E.	Costo normalizado de la energía	\$/kWh
CFE	Comisión Federal de Electricidad	-
C.V.	Coefficiente de variación	1, %
DAP	Derecho de alumbrado público	
DF	Demanda facturable	\$, kW
DIST	Demanda industrial en subtransmisión	-
DIT	Demanda industrial en transmisión	-
D _{máx.}	Demanda máxima	kW
DOMAP	Derecho de operación y mantenimiento de alumbrado público	-
EHB	Energía en horario base	kWh
EHI	Energía en horario intermedio	kWh
EHP	Energía en horario punta	kWh
GDBT	Gran demanda en baja tensión	-
GDMTH	Grand demanda en media tensión horaria	-
GDMTO	Gran demanda en media tensión ordinaria	-
HB	Horario base	h, \$
HI	Horario intermedio	h, \$
HP	Horario punta	h, \$
IVA	Impuesto al valor agregado	-
k	Curiosis	1

MEM	Mercado Eléctrico Mayorista	-
PDBT	Pequeña demanda en baja tensión	-
PHB	Potencia en horario base	kW
PHI	Potencia en horario intermedio	kW
PHP	Potencia en horario punta	kW
s, σ	Desviación típica	†
SCnMEM	Servicios conexos no incluidos al MEM	-
sk	Sesgo	1
SEN	Sistema Eléctrico Nacional	-
SENER	Secretaría de Energía	-
\bar{x}, μ	Media o promedio	†
\tilde{x}	Mediana	†
\hat{x}	Moda	†

† Adquiere la unidad de la variable analizada. Fuente: Elaboración propia.

1.1 Tarifa GDMTH

La tarifa GDMTH está diseñada para usuarios con demandas máximas mensuales de 100 kW o mayores. En la tarifa GDMTH se cobran los siguientes conceptos: i) cargo por cada kilowatt-hora de consumo de energía según el horario: base (HB), intermedio (HI) y punta (HP); ii) cargo por cada kilo-watt (kW) de Distribución; iii) cargo por cada kilo-watt (kW) de Capacidad; iv) cargo por bajo factor de potencia eléctrica, hasta por un 120%; v) 16% del Impuesto al Valor Agregado; y vi) 14% por Derecho, Mantenimiento y Operación del Alumbrado Público, DOMAP, ver Tabla 2; estos tres últimos conceptos se cobran como un porcentaje del subtotal. Adicionalmente a estos cobros, en esta tarifa existen otros cargos de menor impacto en la facturación final, como el cobro para el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el CENACE es un “organismo público descentralizado cuyo objeto es ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico

Nacional (SEN); la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantizar imparcialidad en el acceso a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución”⁷, y un cargo por los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (SCnMEM), mismos que la CFE establece como necesarios para garantizar la “Calidad”, “Confiabilidad”, “Continuidad” y “Seguridad” (control y soporte de voltajes, arranque de emergencias, primordialmente)⁴.

Cabe aclarar que, en el esquema tarifario anterior, los cargos por “Distribución” y por “Capacidad”, se cobraban en un solo denominado “Demanda facturable”, el cual consistía en penalizar “los picos” de demanda de potencia eléctrica o de demanda máxima⁸. Los conceptos que se cobran en esta tarifa de media tensión dependen de la región tarifaria asignada por la CFE⁴. El tema del cobro por concepto “Bajo factor de potencia” y “Demanda facturable” es detallada por Flores-López *et al.*, (2015)⁹.

Tabla 2. Conceptos de cobro específicos de la tarifa GDMTH durante el mes de mayo de 2022, para el caso de Taxco de Alarcón, Guerrero, división Centro-Sur.

Horario	Cargo	Costo	Unidades
-	Fijo	314.31	\$/mes
Base	Variable	0.9175	\$/kWh
Intermedia	Variable	1.6158	\$/kWh
Punta	Variable	1.8281	\$/kWh
-	Distribución	242.43	\$/kW
-	Capacidad	344.31	\$/kW

Fuente: Elaboración propia con información de la CFE ⁴.

1.2 Cargo por Capacidad

La demanda máxima a la que se deberá aplicar el “cargo por capacidad”, expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores obtenidos de la Ec. (1), *i.e.*, el valor de kilo-watt para calcular el cargo por capacidad, se considera el valor mínimo, ya sea de la demanda máxima en el periodo punta, o lo que resulte de la operación ubicada de lado derecho de la Ec. (1).

$$\text{Capacidad (kW)} = \min \left\{ D_{\text{máx.punta}}, \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 \cdot d \cdot FC} \right] \right\} \text{ (Ec. 1)}$$

Donde:

$D_{\text{máx.punta}}$: demanda máxima coincidente con el horario de punta (kW),

Q_{mensual} : consumo energético mensual registrado en el mes de facturación (kWh),

d: días del periodo de facturación (días), según el mes,

FC: factor de carga (adimensional).

El factor de carga para la tarifa GDMTH es de 0.57 o 57 %, ver el apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018 ¹⁰. Para el caso de que no haya periodo de punta, como el caso de Baja California y Baja California Sur, y con los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utiliza la Ec. (2).

$$\text{Demanda (kW)} = \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 \cdot d \cdot FC} \right] \text{ (Ec. 2)}$$

1.3 Cargo por Distribución

La demanda máxima a la que se debe aplicar el “cargo por distribución” expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definen en la Ec. (3). Es decir, el valor de kilo-watt para calcular el cargo por distribución, se considera el valor mínimo, ya sea de la demanda máxima mensual durante el periodo a facturar, o lo que resulte de la operación ubicada de lado derecho de la Ec. (3).

$$\text{Distribución (kW)} = \min \left\{ D_{\text{máx.mensual}}, \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 \cdot d \cdot FC} \right] \right\} \text{ (Ec. 3)}$$

Donde:

$D_{\text{máx.mensual}}$: demanda máxima registrada durante el mes al que corresponde la facturación (kW).

1.4 Demanda máxima medida

Se determinan mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilo-watts, durante cualquier intervalo de 15 min del periodo en el que el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 min en el periodo correspondiente, cualquier fracción de kilo-watt de demanda medida se

considera como kilo-watt completo. Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos una demanda inferior a 100 kW, puede solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa GDMTO ⁵.

1.5 Regiones tarifarias y horarios de cobro

La Comisión Federal de Electricidad clasifica a la república mexicana en diez regiones: 1) Central, 2) Oriental, 3) Occidental, 4) Noroeste, 5) Norte, 6) Noreste, 7) Baja California, 8) Peninsular, 9) Baja California Sur, y 10) Sistema Mulegé, este último está ubicado entre Baja California y Baja California Sur, ver Figura 1. De manera similar, la CFE tiene un catálogo de costos para las diferentes tarifas en función de la región. Además, en esta tarifa, el horario base, intermedio y punta, dependen de la estación del año y de la región tarifaria, consultar la Figura 2 (CFE, 2022a), para este caso de estudio se considera la zona sur, consultar la Tabla 2. El establecimiento de los

horarios de base, intermedio y punta mostrados en la Figura 2, son como se describe a continuación: a) Región Baja California, del 1° de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre; b) Región Baja California, del último domingo de octubre al 30 de abril; c) Región Baja California Sur, del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre; d) Región Baja California Sur, del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril; e) Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur, del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre y, f) Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur, del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril. Cabe aclarar que se ha utilizado un esquema de colores similar a un semáforo, para identificar los horarios a evitar, por su alto costo por kilo-watt hora, porque la información gráfica brinda información adicional concreta para un mejor entendimiento ¹¹.



Figura 1: Regiones tarifarias de la República Mexicana.
 Fuente: Elaboración propia con información de la CFE ¹².

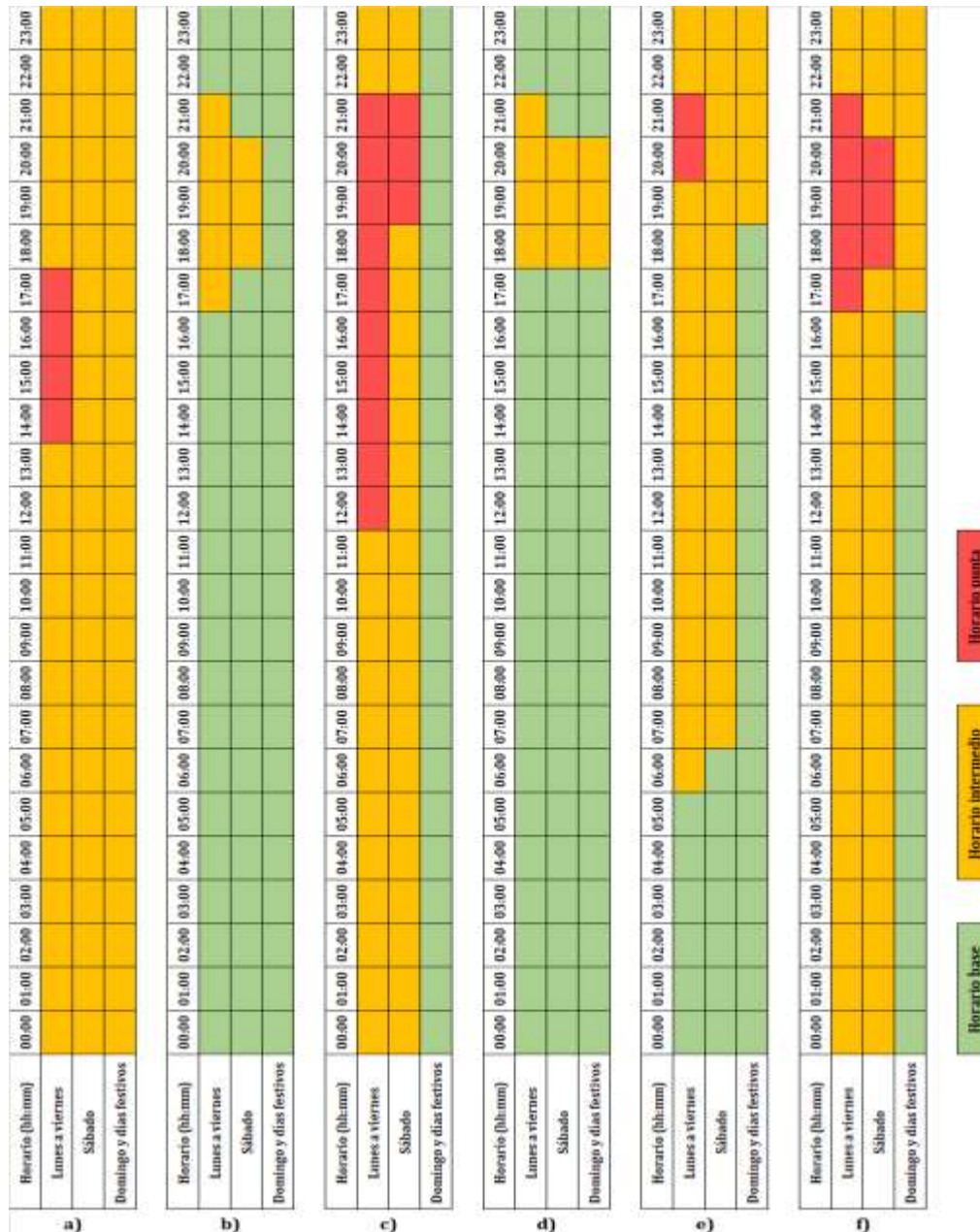


Figura 2. Distribución semanal de los horarios de cobro para las distintas regiones tarifarias de la CFE.
Fuente: Elaboración propia con información de la CFE ⁴.

1.6 GDMTH versus GMDTO

En el caso de la tarifa GDMTO, se cobran los mismos conceptos en la tarifa GDMTH, *i.e.*, cargo por capacidad, cargo por distribución, cargo por bajo factor de potencia, excepto por el costo de la energía, la cual tiene un costo único por kilowatt-hora de energía consumida (variable según el mes de facturación y

ajustes de la CFE), al mes de mayo del año 2022 el costo es de \$1.200 /kWh ⁵.

En este trabajo se analiza la tarifa GDMTH con información tecno-económica de dos años de una institución educativa, ya que por la confidencialidad de las instituciones para con su información, esto imposibilita conseguir información histórica numérica

adicional de otros usuarios o de otros países. **2. Métodos experimentales**

Se realiza un estudio técnico-económico de la tarifa GDMTH de media tensión de la CFE, las condiciones de aplicabilidad, los conceptos de cobro, así como los conceptos de mayor impacto en la facturación final, especificando también las regiones tarifarias que utiliza la CFE. Una vez presentados los detalles de esta tarifa, se hace una recopilación de la información de enero de 2019 a diciembre de 2020 de la facturación de un servicio en tarifa GDMTH en la región tarifaria Sur. La muestra consiste de veintisiete parámetros tecno-económicos de una institución educativa, recopilados mensualmente durante dos años; es decir, 648 datos continuos y/o discretos que se utilizan en la tarifa analizada. Posteriormente, la totalidad de los datos es procesada en hojas de cálculo para presentar de forma resumida los datos del costo promedio de los conceptos que se cobran en esta tarifa. Se estudia el costo de la energía mediante el cálculo del costo normalizado al consumo de energía, considerando la información de los dos años mediante estadística descriptiva. Se analiza la dependencia que existe entre la potencia máxima en el horario intermedio (PHI) y la potencia máxima en el horario de punta (PHP) sobre el cargo por “Distribución”, “Capacidad” y “Transmisión”. Para comprender el impacto económico de los distintos parámetros eléctricos de un servicio de media tensión, se comparan los términos PHI y PHP expresados en kilo-watts, *versus* los cobros por “Distribución”, “Capacidad”, y “Transmisión”. Asimismo, se realiza un análisis de regresión lineal de este conjunto de datos para predecir casos particulares de demanda de potencia y su impacto en la facturación mensual, además de proponer recomendaciones de ahorro concretas que permitan disminuir la facturación final del usuario.

La metodología a seguir es como se describe a continuación: i) Recopilación de datos; ii) Obtención de gráficos de dispersión; iii) Detección de datos atípicos; iv) Depuración de datos; v) Identificación de posibles dependencias entre variables técnicas y/o económicas y; vi) Análisis de regresión lineal.

3. Discusión de Resultados

Como resultado de un análisis numérico del periodo analizado de los diferentes conceptos y parámetros eléctricos que se cobran en esta tarifa, en la gráfica de barras de la Figura 3 se muestra el promedio en pesos mexicanos y en porcentaje del periodo bajo estudio de: i) cargo por distribución, ii) cargo por capacidad, iii) cargo por transmisión, iv) energía en horario base (EHB), v) energía en horario intermedio (EHI), vi) energía en horario punta (EHP), vii) IVA, viii) DOMAP y, ix) varios (CENACE, SCnMEM y Suministro).

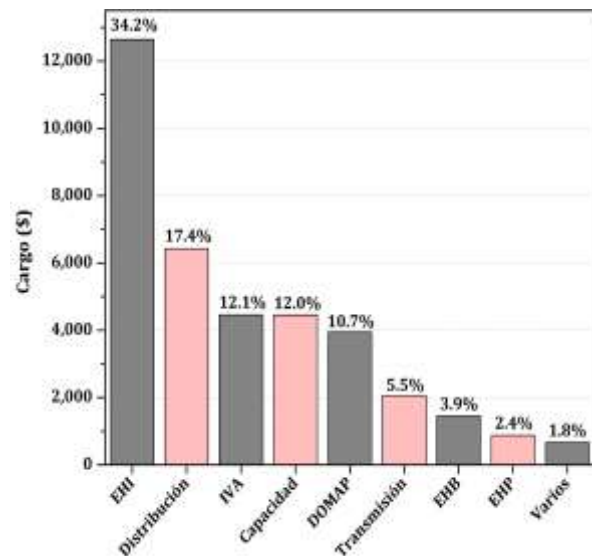


Figura 3. Promedio y porcentaje de la facturación final de cada concepto de cobro. Fuente: Elaboración propia.

Como puede observarse, los cuatro principales conceptos que determinan el importe de la facturación final mensual, son: a) la energía consumida durante el horario

intermedio, los cargos por: b) Distribución, c) Capacidad y, d) Transmisión. Los conceptos por IVA y DOMAP no se consideran como variables de interés, al no poder influir sobre ellos como usuarios, si se desea disminuir el cobro por estos conceptos, entonces se debe disminuir el subtotal de la facturación mensual. Esta forma de cobro es similar a la de otros países, como la India ¹³, y sustancialmente distinta comparada con el método de fijación de precios basado en el coste incremental a largo plazo (LRIC) ¹⁴.

3.1 Análisis estadístico

Se realiza un análisis estadístico de algunos parámetros eléctricos y económicos de la tarifa GDMTH de la CFE, el cual consiste en obtener las principales medidas de posición o de tendencia central, *i.e.*, media, mediana y moda; las medidas de dispersión o variabilidad, *i.e.*, desviación típica, varianza y coeficiente de variación y; las medidas de forma o apuntamiento, *i.e.*, sesgo y curtosis ^{15, 16}, ver Tabla 3.

Tabla 3. Resumen del análisis de estadística descriptiva. Se muestran las principales medidas de tendencia central, medidas de dispersión, medidas de forma y apuntamiento.

Parámetro	Media (\bar{x}, μ)	Mediana (\tilde{x})	Moda (\hat{x})	Mínimo	Máximo	Suma	Desviación típica (s, σ)	CV	Sesgo (s_k)	Curtosis (k)
EHB (kWh)	2,168	2,155	--	1,674	2,741	52,040	276	12.7%	0.189	-0.458
EHI (kWh)	9,539	9,902	--	3,787	17,924	228,944	4,666	48.9%	0.270	-1.389
EHP (kWh)	583	569	--	299	893	13,984	194	33.2%	0.089	-1.409
PHB (kW)	23	14	11	11	102	--	24	102.5%	2.863	7.578
PHI (kW)	97	115	44	33	168	--	49	50.2%	-0.170	-1.720
PHP (kW)	15.5	12	12	10	48	--	7.88	50.9%	3.297	13.015
Dmáx. (kW)	30	30	19	16	50	--	11	38.2%	0.342	-1.404
Er (kWh)	2	0	0	0	30	41	6	356.5%	4.740	22.874
FP (%)	100	100	100	100	100	--	0	0.0%	--	--
Suministro (\$)	497	498	505	475	505	11,936	8	1.7%	-0.668	-0.037
Distribución (\$)	6,424	6,341	4,326	3,461	10,671	154,182	2,348	36.5%	0.280	-1.362
Capacidad (\$)	4,452	3,961	--	3,180	6,434	106,855	1,095	24.6%	0.627	-1.143
Transmisión (\$)	2,049	2,049	--	1,135	3,370	49,177	754	36.8%	0.302	-1.382
CENACE (\$)	97	97	64	55	158	2,336	34	35.4%	0.324	-1.384
GB (\$)	1,449	1,459	--	1,144	1,852	34,787	183	12.6%	0.359	-0.210
GI (\$)	12,642	13,157	--	4,632	24,561	303,419	6,432	50.9%	0.292	-1.317
GP (\$)	875	847	825	453	1,373	20,989	286	32.7%	0.116	-1.367
SCnMEM (\$)	67	68	39	38	109	1,618	24	35.6%	0.291	-1.419
Energía (\$)	28,057	27,324	--	15,419	45,050	673,363	9,626	34.3%	0.340	-1.177
FP (\$)	-714	-696	--	-1138	-398	-17,130	241	-33.7%	-0.340	-1.176
IVA (\$)	4,454	4,341	--	2,484	7,104	106,906	1,501	33.7%	0.340	-1.177
DAP/DOMAP (\$)	3,944	3,753	3,000	1,000	6,216	94,654	1,312	33.3%	0.005	-0.253
C.E. (\$/kWh)	2.99	2.95	--	2.77	3.50	--	0.1918	6.41%	1.031	0.633

Fuente: Elaboración propia.

Debido a la variación temporal del costo de la energía se realizó una normalización de la facturación final mensual respecto a la energía total consumida en los tres horarios, y se expresa en términos de “pesos por kilowatt-hora” (\$/kWh), esto representa una forma adecuada de comparar el cobro que se realiza por el concepto de energía,

independientemente del costo de la energía y el consumo energético, ver Figura 4. Los datos históricos presentan una media de \$2.99 /kWh; en cuanto a la variabilidad de los datos, estos presentan una desviación típica de \$0.192 /kWh, y un coeficiente de variación de 6.41%.

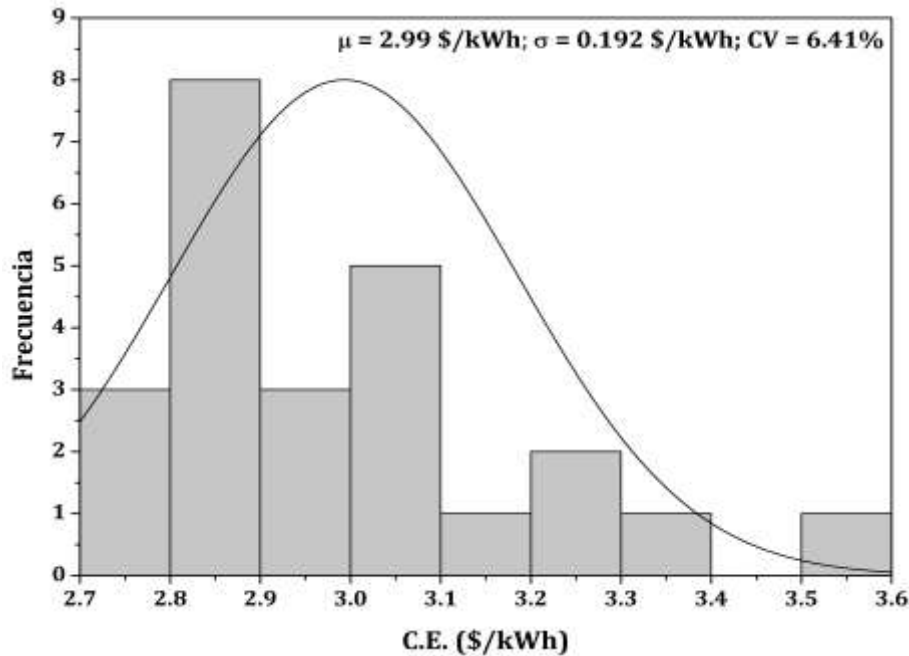


Figura 4. Histograma de la relación costo/energía expresada en pesos por kilowatt-hora (\$/kWh).
Fuente: Elaboración propia.

Es importante profundizar en los cargos por “Distribución”, “Capacidad” y “Transmisión” presentados en la Figura 3, al representar un impacto significativo en la facturación final mensual en la tarifa GDMTH, aproximadamente un 35%. En la Figura 5 se muestra el histograma histórico de ambos años del cargo por “Distribución” y se compara con una distribución estadística Gaussiana. Se puede observar que el cobro por este concepto está en el intervalo de \$3,000 a \$11,000, con un importe acumulado

de \$154,182, lo que representa el 17.4% de la facturación mensual. En la Figura 6 se muestra el histograma del cargo por “Capacidad”, concepto que representa el 12% de la facturación total mensual. El importe acumulado de este cargo asciende a \$106,855. Además, se presenta lo correspondiente al cargo por “Transmisión”, con un acumulado de \$49,177, mismo que representa el 5.5% de la facturación mensual, ver Figura 7.

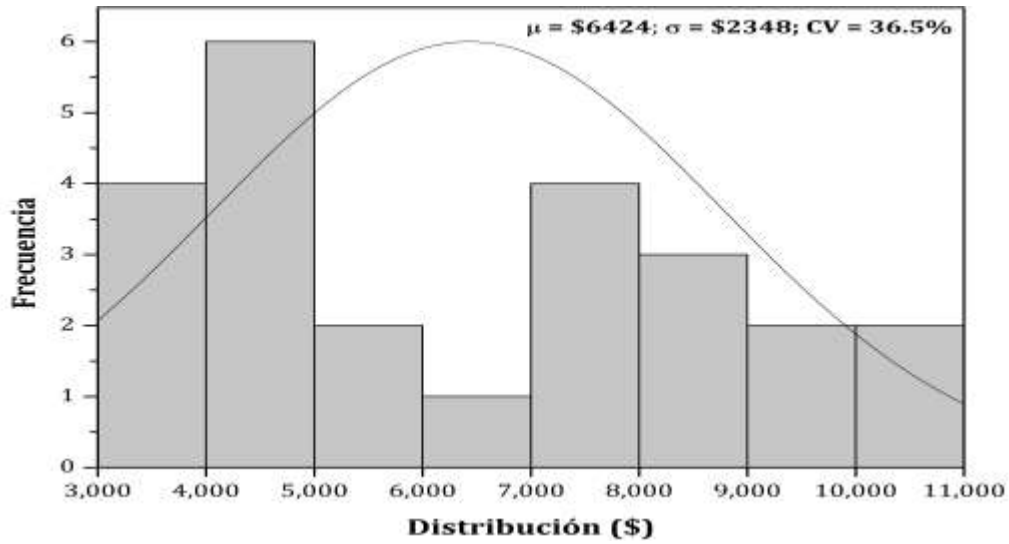


Figura 5. Histograma del cargo por Distribución. Fuente: Elaboración propia.

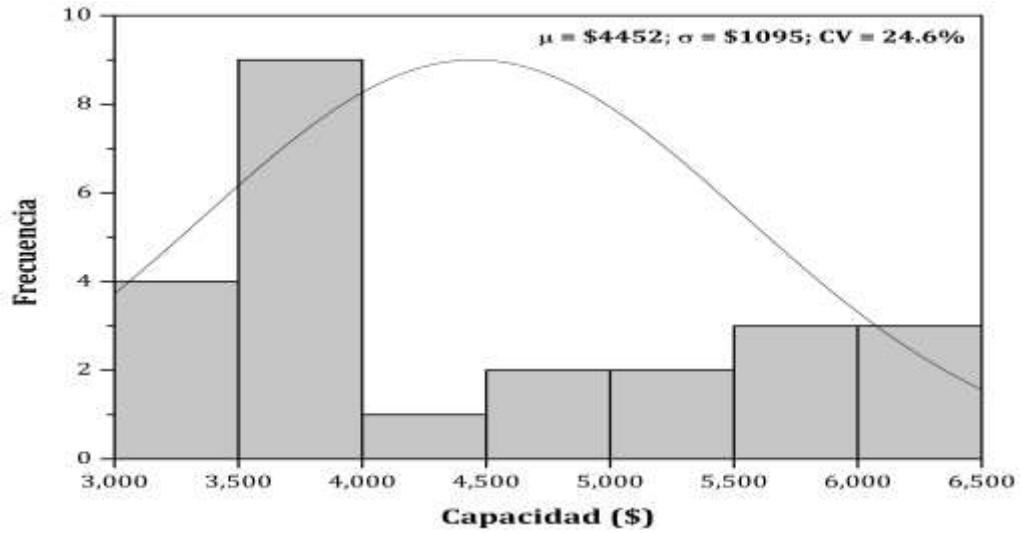


Figura 6. Histograma del cargo por Capacidad. Fuente: Elaboración propia.

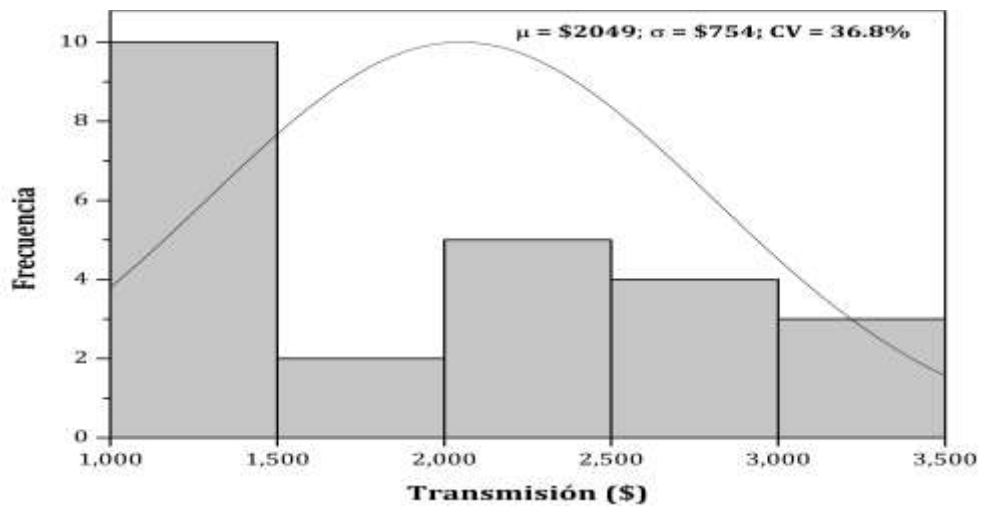


Figura 7. Histograma del cargo por Transmisión. Fuente: Elaboración propia.

3.2. Correlación de variables técnicas y económicas

En esta sección se presenta información relevante de algunos parámetros eléctricos que impactan de manera evidente en la facturación final mensual, en los cuales, el usuario puede incidir de manera directa implementando técnicas de ahorro y uso eficiente de la energía. Como resultado del análisis previo de las gráficas de las variables, se seleccionaron aquellas que presentan una tendencia gráfica no obvia: por ejemplo, la evidente relación entre el consumo de energía y la facturación final mensual; a mayor

consumo energético, mayor cobro por este concepto. Resulta interesante observar la dependencia con la demanda máxima en periodo punta y la demanda máxima mensual que se presentan en las Ec. (1) y Ec. (2), no obstante, acerca del cargo por el concepto de “Transmisión”, la CFE, no presenta alguna ecuación asociada a dicho parámetro. A continuación, se presentan las gráficas de los conceptos y parámetros eléctricos mencionados, éstas son las relaciones: Distribución (PHI), ver Figura 8; Capacidad (PHP), ver Figura 9 y; Transmisión (PHI), ver Figura 10.

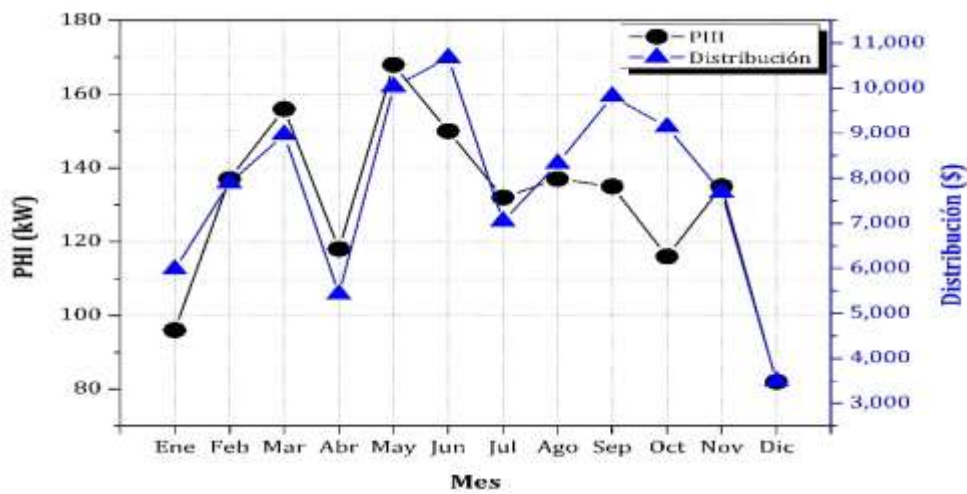


Figura 8. Potencia en horario intermedio, PHI, y cargo por “Distribución” del año 2019. Fuente: Elaboración propia.

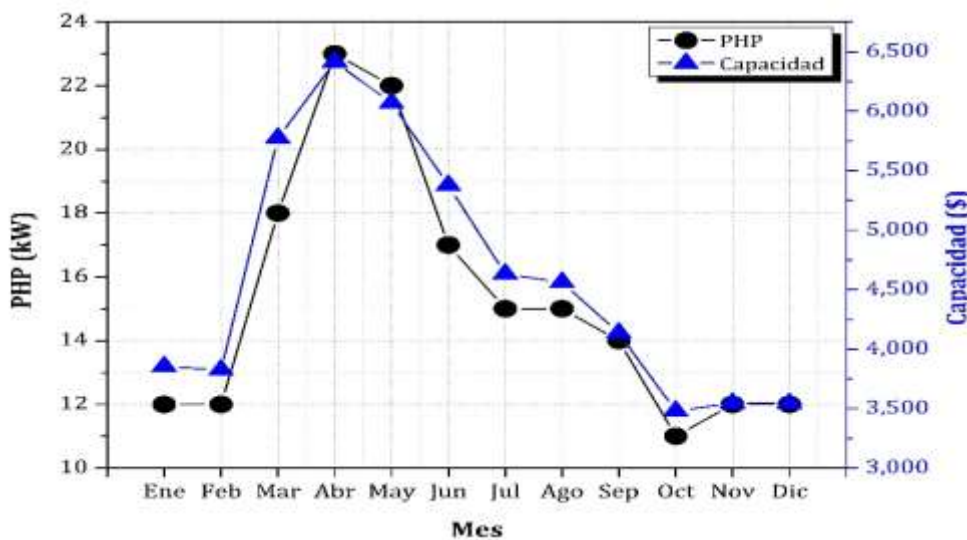


Figura 9. Potencia en horario punta, PHP y cargo por “Capacidad” del año 2020. Fuente: Elaboración propia.

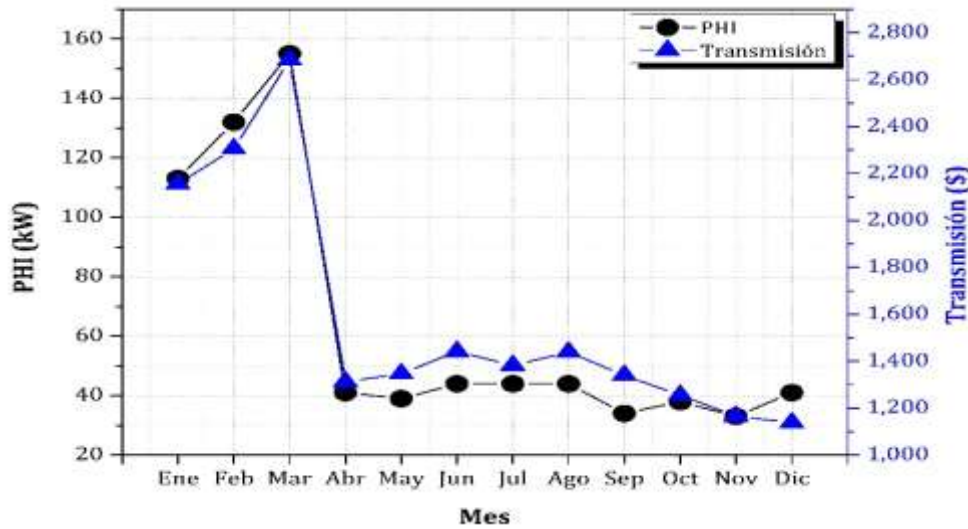


Figura 10. Potencia en horario intermedio y cargo por “Transmisión” del año 2020. Fuente: Elaboración propia.

En la Figuras 9 y 10 se puede observar la tendencia de disminución de los parámetros PHI y el cargo por Distribución, al inicio de la declaración de la contingencia por COVID-19, no obstante, la aparente interdependencia después de la contingencia en ambas variables de cada gráfica, es irrefutable. Para confirmar dicha tendencia e interdependencia entre cada par de variables eléctricas y económicas, es necesario realizar un análisis de regresión lineal, mismo que se describe a continuación.

3.3 Análisis de regresión lineal

En este apartado se presentan los principales resultados del análisis de regresión lineal de los parámetros eléctricos y económicos de interés, PHI, PHP, así como los cargos por Distribución, Capacidad y Transmisión. El ajuste lineal de las variables PHI y cargo por Distribución se presenta en la Figura 11, el cual tiene correlación positiva fuerte, con un coeficiente $R^2 = 0.81214$. El grado de correlación entre las variables PHP y cargo por Capacidad es $R^2 = 0.3853$, lo que hace suponer un débil grado de correlación, ver Figura 12. En esta gráfica se observa la posibilidad de la presencia de un dato desviado, atípico o disperso del conjunto de

datos (extremo derecho). Por tal motivo se emplearon técnicas para su detección, las cuales consistieron en determinar si el posible dato atípico, *i.e.*, $PHP = 48$ kW, correspondiente al mes de abril de 2019, se encuentra dentro del intervalo de confianza de tres veces la desviación típica (σ), $\pm 3\sigma$ respecto a la media¹⁷. Como se muestra en la Tabla 3, la desviación típica del parámetro PHP es $\sigma = 7.88$ kW, mientras que la media es $\overline{PHP} = 15.5$ kW; por tanto, $3\sigma = 23.64$ kW. Comparando el valor del posible dato atípico, se concluye que está fuera del intervalo de confianza ($\overline{PHP} + 3\sigma = 39.14$ kW), ya que 48 kW es mayor al valor de referencia, 39.14 kW. Una vez confirmada la presencia del dato atípico, se elimina y se realiza nuevamente el ajuste de regresión lineal de ambas variables: Capacidad (PHP). El resultado se presenta en la Figura 13, con un coeficiente R^2 de 0.937, comparado con $R^2 = 0.3853$, con la presencia del dato disperso. Finalmente, el ajuste lineal de las variables PHI y el cargo por Transmisión, se observa en la Figura 14, ajuste que exhibe un coeficiente $R^2 = 0.81213$, parámetros que muestran una correlación positiva fuerte. Alanís *et al.*, (2017) describen la clasificación completa del grado y tipo de correlación¹⁸.

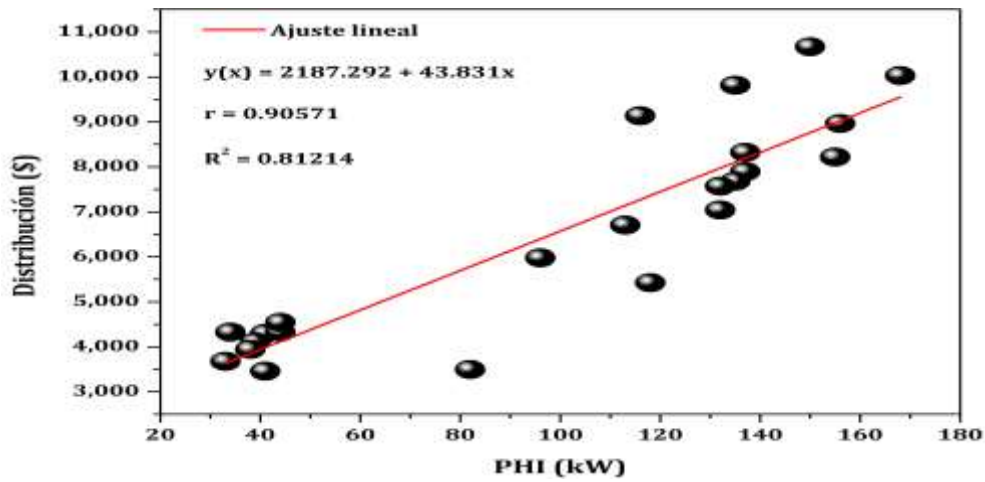


Figura 11: Ajuste lineal de las variables PHI y cargo por Distribución. Fuente: Elaboración propia.

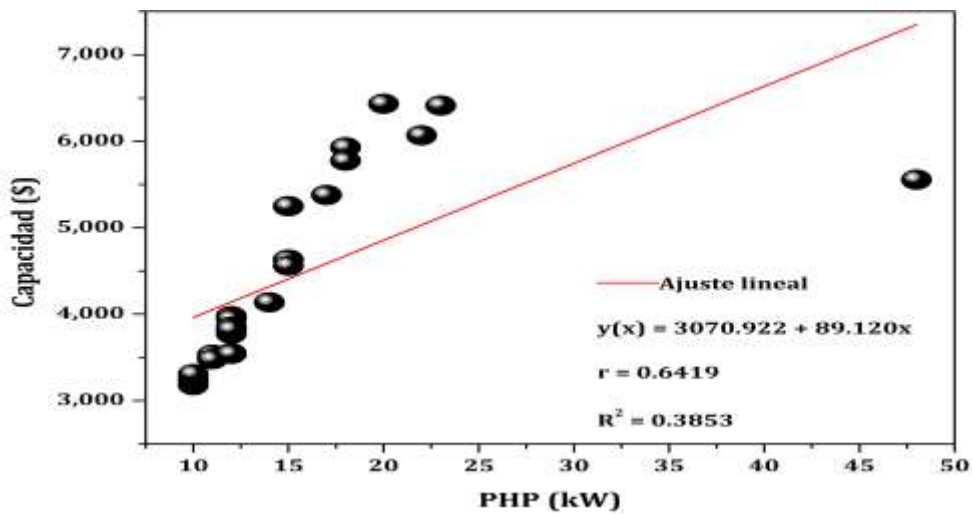


Figura 12: Ajuste lineal de las variables PHP y cargo por Capacidad con presencia de dato atípico. Fuente: Elaboración propia.

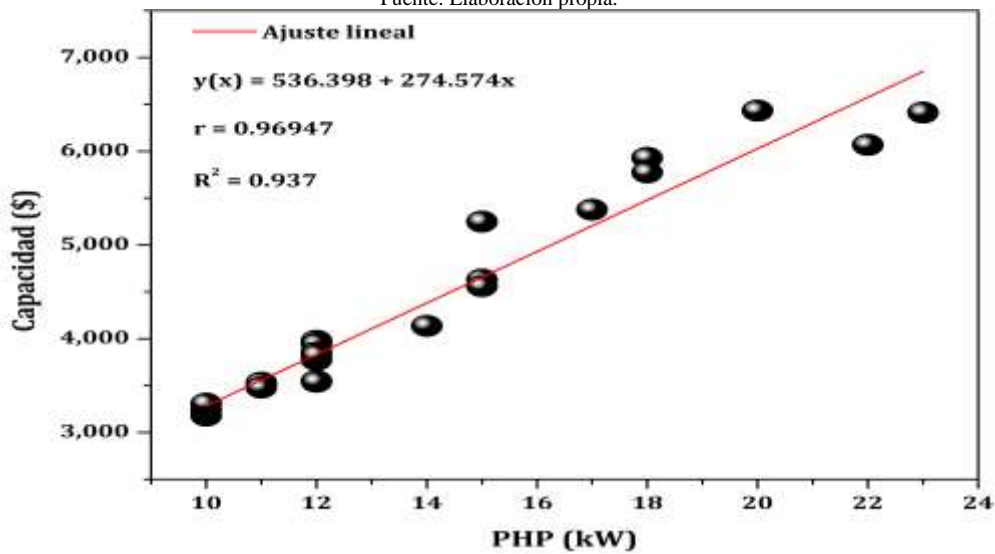


Figura 13: Ajuste lineal de las variables PHP y cargo por Capacidad, sin dato atípico. Fuente: Elaboración propia.

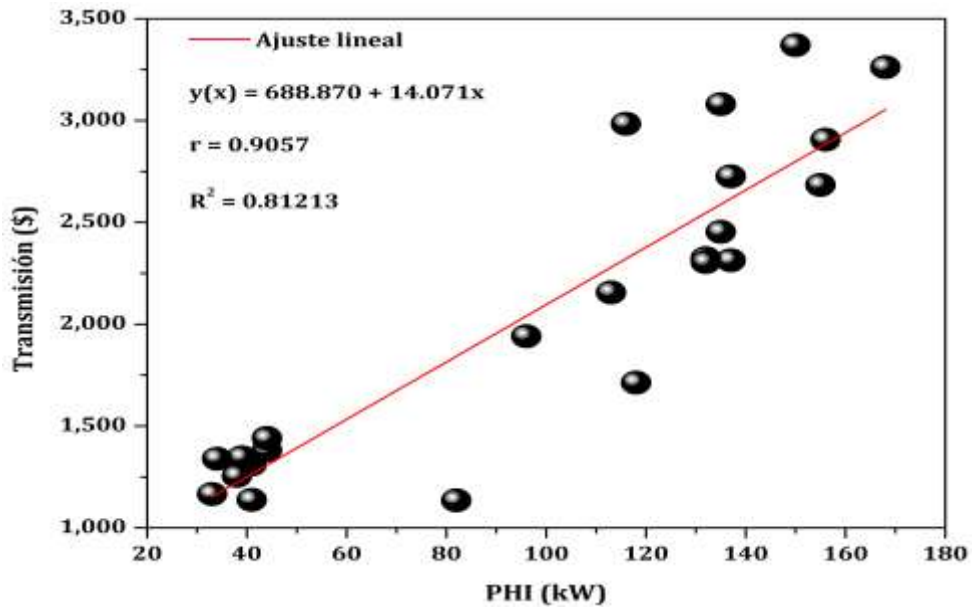


Figura 14: Ajuste lineal de las variables PHI y cargo por Transmisión.
Fuente: Elaboración propia.

3.4 Predicción del cargo por “Distribución”, “Capacidad” y “Transmisión”

Una vez obtenidas las ecuaciones de las funciones mostradas en la Tabla 4: Distribución (PHI), Capacidad (PHP) y Transmisión (PHI), se evalúan en un amplio intervalo para predecir los cargos por

“Distribución”, “Capacidad” y “Transmisión”, cuando la demanda máxima en los horarios intermedio y de punta sean de hasta 200 kW. Dada la extrapolación de dichas funciones se espera tener cargos en el orden de \$10,953, \$3,503 y \$55,451 para los conceptos de cargo por “Distribución”, “Transmisión” y “Capacidad” de la energía, respectivamente, ver Figura 15.

Tabla 4. Funciones obtenidas por regresión lineal y sus coeficientes de correlación para predecir el cobro por los conceptos de “Distribución”, “Capacidad” y “Transmisión”.

Función	Ajuste lineal	Coefficiente R ²
Distribución (PHI)	$2187.292 + 43.831 \cdot \text{PHI}$	0.81214
Capacidad (PHP)	$536.398 + 274.574 \cdot \text{PHP}$	0.9370
Transmisión (PHI)	$688.870 + 14.071 \cdot \text{PHI}$	0.81213

Fuente: Elaboración propia.

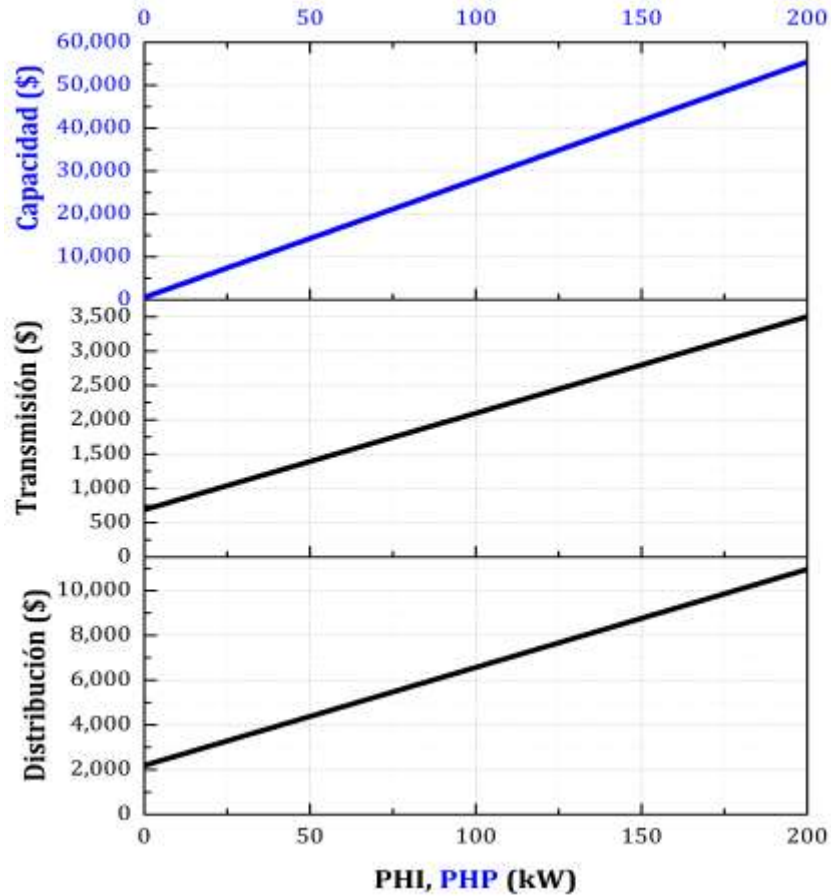


Figura 15. Estimado de los cargos por “Distribución”, “Capacidad” y “Transmisión” con hasta potencias máximas durante el horario intermedio y de punta de 200 kW. Fuente: Elaboración propia.

Es importante observar que, en este caso prospectivo, el pico de demanda en el horario punta (PHI) incide directamente en el concepto de cobro “Capacidad” de la CFE; de manera similar, se observa que la demanda máxima en el horario intermedio (PHI), influye en los cargos por “Distribución” y “Transmisión”.

3.5 Discusión

En este escrito se presenta un trabajo de investigación aplicada en la reducción del consumo de energía, mediante un análisis estadístico y de regresión lineal de la demanda máxima de potencia en los diferentes horarios de la tarifa sobre la facturación mensual. En los lineamientos de la CFE respecto a la tarifa en cuestión, no se indica la forma de cobro del concepto de

“Cargo por Transmisión”, aspecto que en el presente trabajo se subsana, identificando los parámetros de que depende. Adicionalmente, este trabajo pretende incidir en el ámbito académico, tras presentar la metodología para el análisis de información, como el manejo de datos atípicos, que, en principio, se puede reproducir en diversas áreas de la ingeniería y educación. Los conceptos más significativos después del consumo en horario intermedio, corresponde a los cargos por “Distribución”, “Capacidad” y “Transmisión”. El costo promedio normalizado de energía asciende a \$2.99 /kWh, con un coeficiente de variación de 6.41%. Del mismo modo, resulta interesante observar la dependencia entre los parámetros expresados en kilo-watts, como PHI y PHP con los términos económicos dados por cargos por Distribución, Capacidad

y Transmisión, destacando que este último concepto de cobro, no está definido en la documentación oficial.

4. Conclusiones

Se presenta un análisis técnico y económico de los cargos por “Distribución”, “Capacidad” y “Transmisión” que se cobran en la tarifa de GDMTH. Se logró establecer un ajuste lineal con una correlación positiva-fuerte, en los tres casos analizados, expresadas como las funciones: Distribución (PHI); Capacidad (PHP); Transmisión (PHI), permitiendo estimar o predecir a cuánto ascenderían los cargos por dichos conceptos si la potencia en horario intermedio y/o punta fuera de hasta 200 kW, siendo de \$10,953, \$3,503 y \$55,451, respectivamente. Es relevante mencionar que en las fuentes oficiales no se presenta una metodología para determinar el cobro por el cargo de Transmisión, por lo que el ajuste de regresión para este parámetro, resulta de especial interés práctico para los usuarios de esta tarifa. Por otra parte, para disminuir el parámetro PHI, se recomienda al usuario de esta tarifa, alternar el encendido de aparatos de mayor demanda de energía eléctrica, evitando que inicien o reinicien su funcionamiento simultáneamente, p.ej., sistemas de aire acondicionado, motores y motobombas. En el caso de usuarios del sector industrial se recomienda aprovechar al máximo el horario base y/o intermedio según su región tarifaria y la clasificación de horarios mostrados en la Figura 2, así como programar sus actividades para evitar encender simultáneamente equipos de gran demanda de potencia eléctrica. Cabe recordar que para determinar los parámetros PHI y PHP e impactar en los cargos por “Distribución”, “Capacidad” y “Transmisión”, y finalmente, en la facturación final mensual, la CFE calcula el promedio máximo cada 15 min en incrementos cinco minutos, y que un solo

valor grande de potencia, puede incrementar el promedio significativamente de los parámetros eléctricos PHI y PHP, con el inevitable impacto negativo en la facturación mensual, recordando que cerca del 35% del importe de la facturación, se atribuye estos dos parámetros: PHI y PHP. Finalmente, también se recomienda evitar el consumo de energía en el horario punta, en este horario pueden programarse actividades de mantenimiento preventivo a maquinaria o asignarlo como el periodo de asueto de los trabajadores.

Referencias

1. Enríquez, A., Ramírez, J.C., & Rosellón, J. (2020). “COSTOS DE GENERACIÓN, INVERSIÓN Y PRECIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO”. *Investigación económica*, 78, 58-79. doi: <https://doi.org/10.22201/fe.01851667p.2019.309.70119>
2. CFE. (2021a). *Esquema tarifario vigente: Hogar*. Comisión Federal de Electricidad. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRECasa/Casa.aspx> (Consultado el 20 de agosto de 2021).
3. CFE. (2021b). *Esquema tarifario vigente: Negocio*. Comisión Federal de Electricidad. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Negocio.aspx> (Consultado el 20 de agosto de 2021).
4. CFE. (2022a). *Tarifa GDMTH*. Comisión Federal de Electricidad.

- <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>. (Consultado el 14 de mayo de 2022).
5. CFE. (2022b). *Tarifa GDMTO*. Comisión Federal de Electricidad. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Tarifas/GranDemandaMTO.aspx>. (Consultado el 14 de mayo de 2022).
 6. CFE. (2021c). *Esquema tarifario vigente: Industria*. Comisión Federal de Electricidad <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Industria.aspx>. (Consultado el 20 de agosto de 2021).
 7. CENACE. (2021). *Quiénes Somos*. *Centro Nacional de Control de Energía*. <https://www.cenace.gob.mx/CENACE.aspx>. (Consultado el 20 de agosto de 2021).
 8. CFE. (2017). *Tarifa H-M*. Comisión Federal de Electricidad. https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp?Tarifa=HM. (Consultado el 20 de agosto de 2021).
 9. Flores López, E.A., Bahena Landa, M.Y., & Alanís Navarro, J.A. (2015). “Análisis del factor de potencia eléctrico”. *Theorema*, 2, 76-80. https://53cbf482-2029-4fc7-b7c4-e043d725d976.filesusr.com/ugd/38df4a_0c3a6cb5a36044329496f31cd90425bc.pdf.
 10. CFE. (2019). ANEXO ÚNICO DEL ACUERDO Núm. A/064/2018: *METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL CÁLCULO Y AJUSTE DE LAS TARIFAS FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO*. Comisión Federal de Electricidad. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Acuordos/DescargaAcuerdo.aspx?id=31&anio=2019&idCliente=2&tipo=CRE>. (Consultado el 20 de agosto de 2021).
 11. Alanís Navarro, J.A., Alanís Cantú, R. (2021). “Análisis gráfico de datos de encuestas: un enfoque de 3D a 2D”. *En Desafío de la investigación en tecnologías para la educación* (154-164). Puebla: BUAP. https://drive.google.com/file/d/1Xd4z84vRRK75RghFa_G5lu0Im_znW_Jx/view?usp=sharing
 12. SENER. (2020). *Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional*. *En Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035*. Ciudad de México. Secretaría de Energía. [https://base.energia.gob.mx/dgaic/DAP/SubsecretariaElectricidad/ConjuntosProyectosInversion/SENER_07ProgramaDesarrolloSistemaElectricoNacional2021-2035\(PRODESEN\).pdf](https://base.energia.gob.mx/dgaic/DAP/SubsecretariaElectricidad/ConjuntosProyectosInversion/SENER_07ProgramaDesarrolloSistemaElectricoNacional2021-2035(PRODESEN).pdf)
 13. Tonge, K., Mane, V., Burad, S., Urkunde, V., & Aghav, K. (2020, July). “Demand based Variable Electricity Tariff Meter”. *In 2020 International Conference on Communication and Signal Processing (ICCSP)* (pp. 1452-1455). *IEEE*. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6345446>, <https://doi.org/10.1109/ICCSP48568.2020.9182391>
 14. Ding, Y., Li, Y., Pineda, S., Østergaard, J., & Jin, T. (2012, July). “The impact

of dynamic electricity tariff on long-run incremental cost". *In 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting* (1-5). IEEE.

<https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345446>,
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6345446>

15. Nieves Hurtado, A. & Domínguez Sánchez, F.C. (2010). *Probabilidad y estadística para ingeniería: un enfoque moderno* (1^{ra} ed.). México D.F. McGraw-Hill.
16. Martínez Bencardino, C. (2012). *Estadística y muestreo* (13^{ra} ed.). Bogotá. Ecoe Ediciones.
17. Santoyo S. (2017). A Brief Overview of Outlier Detection Techniques. *Towards Data Science*. <https://towardsdatascience.com/a-brief-overview-of-outlier-detection-techniques-1e0b2c19e561> (Consultado el 28 de agosto de 2021).
18. Alanís Navarro, J.A., Casarrubias Bahena, D., Alanís Cantú, R. & Lavín Delgado J.E. (2017). "Correlación y regresión lineal de variables climatológicas para el diseño de ecotecnologías y arquitectura bioclimática". *Revista de Arquitectura y Diseño*, 1 (2), 1-12. https://www.ecorfan.org/spain/researchjournals/Arquitectura_y_Diseño/vol1num2/Revista_de_Arquitectura_y_Dise%C3%B1o_V1_N2_1.pdf