

Inversión en energía geotérmica para uso doméstico en México

José Carlos Trejo García¹ - Instituto Politécnico Nacional, México

Pedro Emmanuel García Ríos² - Instituto Politécnico Nacional, México

Miguel Ángel Martínez García³ - Instituto Politécnico Nacional, México

Resumen

Esta investigación busca identificar los posibles efectos del incremento en la inversión en energía geotérmica para su uso en los hogares mexicanos y su beneficio económico en las tarifas domésticas que han registrado un alza del 35% durante los últimos 10 años. Mediante el modelo econométrico panel de efectos fijos se identificaron resultados donde muestra que para el tipo de tarifa más común en la zona central, el aumento de la inversión en centrales geotérmicas está en función de la demanda cuando hay aumento de ventas internas y reducción en costos de producción. Lo anterior incentivaría a detonar el sector geotérmico para empresas del estado y privadas con beneficios monetarios y ambientales. Debido a la escasez de información en tal sector, se utilizaron únicamente los datos públicos disponibles de la Secretaría de Energía. La originalidad de la investigación permite identificar el efecto económico y la apertura de la geotermia en el mercado energético en beneficio de los mexicanos. Se concluye que con un factor de planta elevado en centrales geotérmicas, estimularía la inversión con la consiguiente reducción en las tarifas.

Clasificación JEL: Q4, Q2, L7, L5, L8.

Palabras clave: Electricidad, geotermia, factor de planta, precios medios, tarifa eléctrica.

Investment in geothermal energy for domestic use in Mexico

Abstract

This research aims to identify the possible effects of the increase in investment in geothermal energy for its use in Mexican homes and its economic benefit in domestic rates that have registered an increase of 35% during the last 10 years. Using the fixed effects panel econometric model, the identified results showed that for the most common type of rate in the central zone, the increase in investment in geothermal plants is a function of demand, because when there is an increase in internal sales and a reduction in costs of production. The foregoing would encourage the detonation of the geothermal sector for state and private companies with monetary and environmental benefits. Due to lack of information in this sector, only the public data available from the Secretaría de Energía were used. The originality of the research allows identify the economic effect and the opening of geothermal energy in the energy market for the benefit of Mexicans. It is concluded that with a high plant factor in geothermal plants, it would stimulate investment with the consequent reduction in rates.

JEL Classification: Q4, Q2, L7, L5, L8.

Keywords: Electricity, geothermal, plant factor, average prices, electricity rate.

¹ Profesor, Coordinador e Investigador SNI Nivel I (CONACyT). <https://orcid.org/0000-0003-0046-5310>. Mail: jtrejog@ipn.mx

² Autor de correspondencia. Maestro en Ciencias Económicas por la Escuela Superior de Economía e Ingeniero en Control y Automatización por la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Profesor. Mail: pedroemm101@hotmail.com

³ Profesor-Investigador de la Escuela Superior de Economía del Instituto Politécnico Nacional. Miembro del SNI Nivel I. <https://orcid.org/0000-00018410-2538>. Mail: mmartinezga@ipn.mx

*Sin fuente de financiamiento para el desarrollo de la investigación



1. Introducción

Las energías alternativas han adquirido gran importancia desde comienzos del siglo XXI, tal ha sido su influencia, que numerosos investigadores han aprovechado su viabilidad en el desarrollo de sistemas que permitan la reducción de costes económicos y ambientales. En México, el empleo de combustibles fósiles para la generación eléctrica es muy elevado, representando un 70% (Secretaría de Energía, 2019) de la capacidad total instalada en el país con tendencia a seguir usando dicha fuente para los siguientes años.

Como resultado de los problemas en las tarifas eléctricas domésticas que están aquejando actualmente a los mexicanos, es imperativo desarrollar soluciones que garanticen el bienestar de las familias, reduciendo a su vez los agentes contaminantes más severos. Es de suma importancia considerar que el consumo eléctrico ha crecido en forma constante por la cada vez mayor dependencia del uso de la electricidad en dispositivos electrónicos que han facilitado las tareas diarias del usuario en los últimos años y, cuya dependencia hacia ellos, es mayor con el paso del tiempo.

Para contrarrestar la fuerte demanda diaria del sector eléctrico donde se ofertan diferentes tipos de tarifa en relación al consumo doméstico, resaltando el Mercado Eléctrico Mayorista, producto de la reforma eléctrica del 2013, se propone una fuente de energía que ha cobrado impulso en el ámbito de las energías renovables: la energía geotérmica; este tipo de energía limpia es una alternativa óptima debido a la alta actividad volcánica del país, a su escasa emisión de gases contaminantes, las centrales geotérmicas tienen un periodo de vida de 30 años (Vaca, 2008), aunado a los impactos positivos en la productividad, al gasto y consumo eléctrico desde el ciudadano común hasta las grandes industrias (Huenges et al, 2011).

La parte innovadora de la investigación radica en una hipótesis en la que si existe mayor impulso al desarrollo del campo geotérmico en México; cuya finalidad sea detonar la inversión en la construcción de nuevas centrales geotérmicas con tecnología de punta y aprovechar su eficiencia con el fin de ofrecer tarifas eléctricas menores a los usuarios, entonces los beneficios serían sustanciales para el sector empresarial debido al bajo costo de producción que las plantas geotérmicas pueden tener en comparación con las actuales alternativas de generación. Así, el objetivo de esta investigación es identificar los efectos del incremento de la inversión en la energía geotérmica para la optimización de los hogares mexicanos desde el punto de vista de las tarifas eléctricas, ya que, un bajo costo en la producción de electricidad implicaría reducir el precio ofertado para los usuarios finales, pues si hay una disminución en el precio de la energía eléctrica, conllevaría a una maximización del costo de vida para los consumidores domésticos, permitiendo, a su vez, un mayor consumo de energía eléctrica con el mismo ingreso. Por tanto, se considera que, si hay una mayor inversión en el campo de la energía geotérmica para la generación de electricidad, entonces disminuirán las tarifas eléctricas en los hogares mexicanos; así mismo, se reducirá el gasto con el mismo consumo, logrando de esta forma mejorar el costo de vida de las familias mexicanas.

Para llevar a cabo el análisis en esta investigación, se considera a la zona centro en México (Michoacán, Jalisco, Guanajuato, Hidalgo, Puebla y Querétaro) con recursos geotérmicos económicamente viables (Hiriart, 2011); la región está administrada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Para lograr lo anterior, se propone la transformación de la industria eléctrica mexicana a una industria libre de combustibles fósiles para la zona centro del país con proyección al 2032 (PROSEDEN 2018) mediante la energía geotérmica cuya solución represente un gasto menor en las familias con el mismo consumo eléctrico, esto, con el aumento de la inversión en nuevas plantas generadoras de electricidad donde utilicen la energía geotérmica como insumo.

2. Resultados de investigaciones previas respecto al mercado eléctrico y la geotermia en México.

Debido a la poca información en investigaciones relacionadas al sector de la energía geotérmica y su repercusión en las tarifas eléctricas, se consultan las bases de datos de Secretaría de Energía, Comisión Federal de Electricidad y Comisión Reguladora de energía.

La Secretaría de Energía (2019), argumenta que en 2013, con la entrada de la nueva Ley de la Industria Eléctrica en México, el mercado bilateral se modificó en su cadena de valor, y con ella, la relación entre generadores y usuarios finales. La Ley dio el origen y desarrollo al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); este mecanismo estipula que los usuarios finales con una demanda mayor a 1 megavatio (MW) cuentan con alternativas distintas al suministro básico de la CFE para abastecerse de energía bajo la figura de usuario calificado. Esta nueva organización ha modificado el mercado para enfocarse principalmente en costos de generación ya que anteriormente las empresas privadas sólo podían generar y comercializar electricidad a baja escala, como el sector doméstico. De acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en 2017, la capacidad instalada en México sumaba 75,685 MW con un 20.55% en proyectos renovables, a su vez, el crecimiento del mercado bilateral continúa creciendo. Once empresas están involucradas en proyectos eléctricos solamente a nivel nacional para el año 2017.

Jaime M.E Vaca Serrano (2008), presenta un modelo de costeo de nueve pozos en las zonas geotérmicas de Cerro Prieto, BC; el modelo de costeo se basa en el costo por pozo, la producción inicial de vapor, la declinación por año de vapor, intereses de las obras de perforación y el punto de equilibrio de cada pozo geotérmico. Sus resultados permiten conocer el costo por tonelada de vapor y el precio de venta para determinar la tasa de descuento y el tiempo de retorno de la inversión inicial.

Alejandro Molina Vargas (2017), aborda en su investigación sobre el giro del mercado de la industria eléctrica mexicana; los Productores Independientes de Energía (PIE) producen la energía eléctrica a un menor costo que el resto del sistema, pero dadas las restricciones aún existentes en las redes de transmisión de la CFE, los PIE no pueden comercializar electricidad y, por lo tanto, la competencia que existe en la actividad de la generación no se traduce en menores tarifas eléctricas para el usuario, pero existen elementos para una política de reestructuración en la industria eléctrica mexicana.

Alejandra Enríquez et al (2019), abordan que los precios han continuado aumentando año con año a pesar de la inclusión de nuevos competidores en el sector eléctrico nacional; las restricciones en la transmisión de electricidad (que elevan las tarifas por congestión eléctrica) tienen un papel central en el incremento de los precios, como también, a la falta de inversión en la red de transmisión eléctrica. Este fenómeno se ha acrecentado a partir de la implementación de la reforma

energética durante el 2016 – 2017, destacando la península de Yucatán como la principal zona que tiene congestiones en la transmisión eléctrica.

El modelo que se utiliza en el artículo de Alejandra Enríquez et al (2019) para determinar el costo de producción de electricidad es un modelo estimado por efectos fijos ya que considera que el precio de los insumos son factores fijos durante todo el año, los salarios son negociados por los sindicatos de electricistas a principios de año, el costo común de los combustibles utilizados en las centrales eléctricas se distribuye de manera uniforme en todo el territorio nacional (independientemente de la tecnología utilizada en las plantas generadoras) y, finalmente, el capital es relativamente fijo durante el año si no hay construcción de nuevas plantas generadoras de electricidad.

En el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (2019), considera que en los últimos años la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha retirado algunos reactores de las plantas geotérmicas más antiguas, como Cerro Prieto en Baja California; estos cambios en la infraestructura de las centrales geotérmicas ha generado, a su vez, una disminución en la oferta de electricidad para los consumidores, sin embargo, la empresa estatal espera adicionar nueva infraestructura que permita potenciar la capacidad instalada de las centrales existentes para producir electricidad, como también, construir nuevas centrales geotérmicas, y, de esta forma, elevar la capacidad instalada a nivel nacional.

Según datos de la CFE, México cuenta con cuatro centrales geotérmicas operativas en todo el territorio nacional que representan el 1.2% de la capacidad total (958 MW) y el 1.8% de la generación de electricidad del país que corresponde a 6,041 gigavatios por hora (GWh), como se puede observar en la Tabla 1 y Mapa 1.

Tabla 1. Evolución de la capacidad instalada de centrales geotérmicas 2018 – 2032

Central Geotérmica	Estado	Capacidad Instalada (MW)
Cerro Prieto	Baja California	720
Las Tres Vírgenes	Baja California Sur	10
Los Azufres	Michoacán	188
Los Humeros	Puebla	40
		Total: 958 MW

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía, 2019.

Mayormente, la inversión se concentrará a partir del año 2025 al 2032 con una inversión estimada de \$29,092 millones de pesos. La inversión destinada a centrales generadoras de electricidad permitirá generar 842 MW de capacidad bruta adicionales, como se observa en el Mapa 1.



Mapa 1. Capacidad adicional en centrales geotérmicas 2018-2032

Fuente: Elaborado por la SENER, 2019.

Comisión Reguladora de Energía (2011), argumenta que mediante una simulación Montecarlo y, con fundamento en un modelo volumétrico y un modelo de descompresión gradual, el Dr. Gerardo Hiriart estudia zonas con recursos geotérmicos viables para su uso en generación de electricidad en todo el país. Considerando la zona central del país en el presente artículo, se analizan doce zonas con recursos geotérmicos viables, dando como resultado, un total aproximado de 389 MW en adición a los 951 MW actuales que generan las centrales geotérmicas (Secretaría de Energía, 2019). Por otra parte, el Instituto de Investigaciones Legislativas del Senado de la República (2003), describe las tarifas eléctricas en relación a la región y el clima, ya que estos factores hacen que sean diferentes.

Al no existir regiones en el país donde el clima sea frío e inferior a la temperatura media mensual en verano (CFE contempla los 25 °C), no existen tarifas por debajo de los 0°C. Sin embargo, no solamente están sujetas las tarifas eléctricas en función de la temperatura climática; si un consumidor doméstico registra un consumo eléctrico superior al tipo de tarifa se le sujeta a la denominación: Tarifa Doméstica de Alto Consumo, como se observa en la Tabla 2 y Mapa 2.

Tabla 2. Tarifas eléctricas para el sector doméstico

Tipo de tarifa eléctrica	Temperatura media mensual en verano (°C)	Cantidad consumida (kWh/mes)
Tarifa 1	--	250 kWh/mes
Tarifa 1A	25 °C	300 kWh/mes
Tarifa 1B	28 °C	400 kWh/mes
Tarifa 1C	30 °C	850 kWh/mes
Tarifa 1D	31 °C	1000 kWh/mes
Tarifa 1E	32 °C	2000 kWh/mes
Tarifa 1F	33 °C	2500 kWh/mes

Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto de Investigaciones Legislativas del Senado de la República, 2003.



Mapa 2. Distribución de los tipos de tarifas en la zona centro y occidente del país

Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto de Investigaciones Legislativas del Senado de la República, 2003.

3. Metodología

Considerando las variables propuestas del presente estudio, se tienen las mismas por cada entidad federativa o estado (con un total de 5 estados estudiados). El periodo de tiempo a analizar es del 2010 al 2017 donde se consideró ordenar la información en una base de datos de panel debido a que incluye un conjunto de agentes económicos para un periodo determinado de tiempo y combina ambos tipos de datos (horizonte temporal y estructural). Adicionalmente, en el estudio y en el mismo periodo se tienen datos con una serie temporal y datos en corte transversal (que son los estados

analizados). Aplicar una estimación en datos de panel permite analizar dos aspectos que forman parte de la heterogeneidad no observable dentro de un problema de estudio: efectos individuales específicos y los efectos temporales.

Los efectos individuales específicos afectan de manera diferente a cada una de las variables de estudio incluidas en una muestra donde son invariantes en el tiempo y afectan de forma directa las decisiones que se tomen en tales variables, mientras que los efectos temporales afectan por igual a todas las variables. Un ejemplo de este último aspecto es el INPP (Índice Nacional de Precios al Productor) orientado al sector eléctrico residencial y los tipos de tarifas que son ofertados a nivel nacional.

El modelo de regresión en datos de panel o estimación en datos de panel es el siguiente:

$$Y_{it} = a_{it} + b_1X_{1it} + b_2X_{2it} + \dots + b_kX_{kit} + U_{it} \quad \text{con } i = 1, \dots, n; t = 1, \dots, T \quad (1)$$

Donde i es cada unidad de estudio (información de corte transversal), t a la dimensión en el tiempo, a es un vector de intercepto que puede contener entre 1 y $n + t$ parámetros, b es un vector de K parámetros, X_{it} es la i -ésima observación del momento t para las K variables explicativas $X_1, X_2, X_3, \dots, X_K$. La muestra total de las observaciones involucradas en el modelo de regresión en datos de panel o estimación en datos de panel está dada por $n \times T$. El modelo, a su vez, se representa en la Tabla 6 con la siguiente estructura ya con algunas variables del presente estudio:

Tabla 3. Estructura sintética de datos de panel de las principales variables comprendidas (periodo 2010 – 2017)

Tiempo	Estado	Inversión en centrales geotérmicas (millones de pesos) Y	Consumo eléctrico por estado (Kilowatt - hora) X_1	Tasa de crecimiento del INPP (sector eléctrico doméstico) X_2	Ventas internas de la tarifa 1A Doméstico (Kilowatts - hora) X_3	Precios medios de la tarifa 1A Doméstico (centavos por Kilowatts - hora) X_4
Ene 2010	Guanajuato	0	757,989,090	0.0357	163,982,838	101.08
...	Guanajuato
Dic 2017	Guanajuato	1,052,000,000	1,218,810,000	0.0137	278,425,375	105.95
Ene 2010	Hidalgo	0	194,566,260	0.0357	163,982,838	101.08
...	Hidalgo
Dic 2017	Hidalgo	1,052,000,000	395,830,000	0.0137	278,425,375	105.95

Fuente: Elaboración propia con fundamento en el artículo "Datos de Panel". (ver Baronio y Vianco, 2014)

Sin embargo, el consumo aumenta de forma gradual a pesar de tener un comportamiento oscilatorio y de la misma manera las tarifas ya que en ambos casos tienen un comportamiento estacional predeterminado. Se debe considerar que la inversión en centrales geotérmicas es la variable dependiente de las tarifas, consumo eléctrico doméstico, INPP enfocado al sector eléctrico doméstico, como también en la capacidad instalada de las centrales geotérmicas por estado y a nivel nacional. Debido a que las principales variables tienen comportamientos estacionarios y no son aleatorias: donde el error constante por cada individuo o variable v_i es aleatorio, significa que no hay

seguridad del valor exacto en el origen que pueda tener para cada individuo o variable, el modelo regresor de efectos fijos es el adecuado para el estudio (Montero, 2011). Lo anterior tiene justificación con la prueba de Hausman. Este modelo es el que tiene menos suposiciones sobre el comportamiento de sus residuos.

La estructura del modelo Regresor de Efectos Fijos es la siguiente:

$$Y_{it} = \alpha_i + \beta X_{it} + u_{it} \quad (2)$$

Donde: $\alpha_i = \alpha + v_i$, por lo tanto, la ecuación (2) quedaría de la siguiente manera:

$$Y_{it} = \alpha_i + \beta X_{it} + v_i + u_{it} \quad (3)$$

Donde, α es un vector de intercepto que puede contener entre 1 y $n + t$ parámetros, X_{1it} es la i -ésima observación del momento t para las K variables explicativas $X_1, X_2, X_3, \dots, X_K$, β es un vector de K parámetros, v_i es la parte fija y u_{it} la parte aleatoria que cumple con los requisitos de los Mínimos Cuadrados Ordinarios que el error ε_{it} tiene.

Para llevar a cabo esta operación, se utilizan variables ficticias de carácter cualitativo “dummy” (variable ficticia que toma sólo valores de: 0 no existe y 1 como existe) y se introducen por cada individuo y se estima mediante el método de MCO. La ecuación (3) puede quedar de la siguiente forma:

$$\bar{Y}_{it} = \alpha_i + \bar{X}_{it}\beta + v_i + \bar{u}_i \quad (4)$$

Y la diferencia de la ecuación (3) y (4) quedaría de la siguiente manera:

$$Y_{it} - \bar{Y}_{it} = (X_{it} - \bar{X}_{it})\beta + (u_{it} - \bar{u}_i) \quad (5)$$

Una vez seleccionado el modelo a utilizar en la investigación, se describen a continuación las variables a utilizar en la estimación de datos de panel y en la estimación de efectos fijos. En total son 27 variables, incluyendo la variable dependiente (inversión en centrales geotérmicas). La inversión en centrales geotérmicas está sustentada por los estudios de las zonas con recursos geotérmicos realizados por el Dr. Gerardo Hiriart (Comisión Reguladora de Energía, 2011) en cinco estados del área geográfica central y, por administración de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en el área central y occidental; por lo que los estados estudiados son: Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Michoacán y Puebla. En total, hay doce zonas con recursos geotérmicos económicamente viables para su desarrollo y construcción de centrales geotérmicas donde la inversión en centrales geotérmicas generaría un estimado de 389 a 409 MW de energía eléctrica. Antes de evaluar económicamente si todas las variables son significativamente explicativas respecto a la inversión, en la Tabla 4 se muestran todas las variables involucradas con fundamento a la información obtenida, donde se muestra el nombre a utilizar en el modelo econométrico, la unidad de medida y el tipo de variable.

Tabla 4. Descripción de las variables a utilizar para la estimación en datos de panel y estimador de efectos fijos

Nombre de la variable real	Nombre de la variable a utilizar en el modelo	Unidad de medida	Tipo de variable
Capacidad de centrales geotérmicas por estado	<i>capacidad_centrales_estado</i>	Kilowatts	Independiente
Capacidad efectiva de producción de electricidad mediante geotermia a nivel nacional	<i>capacidad_energ_geotermia</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Consumo de energía eléctrica por entidad federativa	<i>consumo_energ_por_entidad</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Tasa de crecimiento del Índice Nacional de Precios al Productor	<i>tasa_crecimiento_INPP</i>	Porcentaje	Independiente
Inversión en centrales geotérmicas	<i>inv_generación_uso_de_energía_g</i>	Millones de pesos	Dependiente
Precios medios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: residencial	<i>PMResidencial</i>	Centavos por kilowatts-hora	Independiente
Precios medios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1	<i>PM1Doméstico</i>	Centavos por kilowatts-hora	Independiente
Precios medios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1A	<i>PM1ADoméstico</i>	Centavos por kilowatts-hora	Independiente
Precios medios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1B	<i>PM1BDoméstico</i>	Centavos por kilowatts-hora	Independiente
Precios medios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1C	<i>PM1CDoméstico</i>	Centavos por kilowatts-hora	Independiente
Precios medios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1D	<i>PM1DDoméstico</i>	Centavos por kilowatts-hora	Independiente
Precios medios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1E	<i>PM1EDoméstico</i>	Centavos por kilowatts-hora	Independiente
Usuarios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1	<i>UE1Doméstico</i>	Número de usuarios	Independiente
Usuarios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1A	<i>UE1ADoméstico</i>	Número de usuarios	Independiente
Usuarios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1B	<i>UE1BDoméstico</i>	Número de usuarios	Independiente

Nombre de la variable real	Nombre de la variable a utilizar en el modelo	Unidad de medida	Tipo de variable
Usuarios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1C	<i>UE1CDoméstico</i>	Número de usuarios	Independiente
Usuarios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1D	<i>UE1DDoméstico</i>	Número de usuarios	Independiente
Usuarios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1E	<i>UE1EDoméstico</i>	Número de usuarios	Independiente
Usuarios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo DAC (Alto consumo)	<i>UEDACDoméstico</i>	Número de usuarios	Independiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1	<i>VI1Doméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1A	<i>VI1ADoméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1B	<i>VI1BDoméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1C	<i>VI1CDoméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1D	<i>VI1DDoméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1E	<i>VI1EDoméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo DAC (Alto consumo)	<i>VIDACDoméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Secretaría de Energía (SENER), Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI), así como el uso del paquete econométrico *Stata*, 2021.

Una vez comprendida toda la información de la base de datos y organizada en datos de panel, se procede a hacer las siguientes evaluaciones econométricas para depurar variables que no sean estadísticamente significativas en el modelo: regresión lineal mediante Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), prueba de multicolinealidad mediante el Factor de Inflación de la Varianza (VIF) y prueba de correlación mediante la matriz de correlación.

Para la prueba de multicolinealidad, se utiliza el Factor de Inflación de la Varianza (VIF) con la finalidad de determinar en qué medida la multicolinealidad afecta a la estimación y el contraste de un modelo.

$$VIF(\hat{\beta}_j) = \frac{1}{1-R^2_j} \tag{6}$$

Donde $VIF(\hat{\beta}_j)$ es la razón entre la varianza observada y la que se pudiera obtener si las variables independientes X_{Kj} pudieran no estar correlacionadas con el resto de los regresores del modelo. El Factor de Inflación de la Varianza (VIF) describe en qué medida aumenta la varianza del estimador a consecuencia de la no ortogonalidad (que no sea perpendicular) de los regresores. Se considera que hay un problema de multicolinealidad cuando el Factor de Inflación de la Varianza (VIF) de algún coeficiente de las variables analizadas es mayor a 10, esto se traduce también si el coeficiente de determinación obtenido de la regresión de X_{Kj} sea mayor a 0.90, en otras palabras, si $R^2_j > 0.90$. Si el Factor de Inflación de la Varianza VIF es menor a 10, se considera que no hay problema de multicolinealidad.

De las 26 variables independientes que se someten respecto a la variable dependiente mediante el software estadístico *Stata* (donde se hacen las pruebas de regresión lineal múltiple y la prueba del Factor de Inflación de la Varianza), se obtienen sólo 6 variables independientes estadísticamente significativas respecto a la variable dependiente (inversión en centrales geotérmicas); las 20 variables independientes restantes tuvieron graves problemas de multicolinealidad respecto a la variable dependiente.

A continuación, se muestran las variables independientes que son representativas respecto a la inversión en centrales geotérmicas:

Tabla 5. Descripción de las variables a utilizar para la estimación en datos de panel y estimador de efectos fijos

Nombre de la variable real	Nombre de la variable a utilizar en el modelo	Unidad de medida	Tipo de variable
Inversión en centrales geotérmicas	<i>inv_generaciónusodeenergíag</i>	Millones de pesos	Dependiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1	<i>VI1Doméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1A	<i>VI1ADoméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1C	<i>VI1CDoméstico</i>	Kilowatts-hora	Independiente
Precios medios de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional: Tarifa tipo 1	<i>PM1Doméstico</i>	Centavos por kilowatts-hora	Independiente

Tasa de crecimiento del Índice Nacional de Precios al Productor	<i>tasa_crecimiento_INPP</i>	Porcentaje	Independiente
Capacidad efectiva de producción de electricidad mediante geotermia a nivel nacional	<i>capacidad_energ_geotermia</i>	Kilowatts-hora	Independiente

Fuente: Elaboración propia con datos del paquete econométrico *Stata*.

4. Resultado y discusión

El modelo Regresor de Efectos Fijos está directamente relacionado con el estimador de Panel de Datos debido al tipo de información analizada; se tienen series periódicas e información en corte transversal. Por lo tanto, el modelo Regresor de Efectos Fijos resulta viable para estimar el comportamiento de las variables estudiadas en la investigación. Se debe tener en cuenta que, de las 26 variables independientes observadas, únicamente consiguieron ser significantes estadísticamente 6 de ellas respecto a la variable dependiente (Tabla 5). Para minimizar la alta variabilidad y problemas de heteroscedasticidad, se utilizaron logaritmos naturales. La forma del modelo Regresor de Efectos Fijos que utiliza la paquetería estadística *Stata* con las variables a utilizar es el siguiente:

$$Y_{it} - \bar{Y}_{it} = (X_{it} - \bar{X}_{it})\beta + (u_{it} - \bar{u}_i) \quad (7)$$

Donde,
 Variable dependiente

$$Y = \text{Ln} \text{inv}_{\text{generación usodeenergíag}}$$

Variables independientes

$$\begin{aligned} A &= \text{LnVI1Doméstico} \\ B &= \text{LnVI1ADoméstico} \\ C &= \text{LnVI1CDoméstico} \\ D &= \text{LnPM1Doméstico} \\ E &= \text{tasa_crecimiento_INPP} \\ F &= \text{Lncapacidad_energ_geotermia} \end{aligned}$$

Quedando,

$$Y - \bar{Y} = [(A, B, C, D, E, F) - \overline{(A, B, C, D, E, F)}]\beta + (u_{it} - \bar{u}_i) \quad (7.1)$$

Donde: $(u_{it} - \bar{u}_i)$ es la diferencia con la parte absoluta de u_i y, es a su vez, la parte aleatoria que cumple con los requisitos de MCO que el error ε_{it} puede tener β , que es un vector de las 6 variables independientes conformadas. En la Tabla 6 se muestran los resultados del modelo:

Tabla 6. Resultados del modelo Regresor de Efectos Fijos

<i>Lninv_generaciónusodeenergíag</i>	Coef.	Std. Err.	t	P> t
<i>LnVI1Doméstico</i>	8.75	2.750241	3.18	0.00
<i>LnVI1ADoméstico</i>	4.43	.6516821	6.80	0.00
<i>LnVI1CDoméstico</i>	-1.71	.361071	-4.74	0.00
<i>LnPM1Doméstico</i>	-8.46	2.717341	-3.11	0.00
<i>tasa_crecimiento_INPP</i>	-5.12	2.239195	-2.29	0.02
<i>Lncapacidad_energ_geotermia</i>	-16.4962	2.472734	-6.67	0.00

Fuente: Elaboración propia con datos del paquete econométrico *Stata*.

En la Tabla 6 se muestra la relación que tienen las variables independientes respecto a la inversión con base en el valor del coeficiente de cada una de ellas; la variable independiente *LnVI1Doméstico* (que corresponde a las Ventas Internas de la Tarifa Tipo 1 Doméstico) tiene una relación positiva respecto a la inversión en centrales geotérmicas, ya que, por cada unidad logarítmica que aumenten las ventas internas de energía eléctrica por tarifa a nivel nacional (Tarifa tipo 1) la inversión en centrales geotérmicas se verá impulsada positivamente en ocho punto setenta y cinco veces; en otras palabras, la inversión aumenta ya que esta está en función de las necesidades del mercado por el lado de la demanda de las zonas aledañas a las plantas geotérmicas. Lo anterior, aun cuando no han existido investigaciones en este sector previamente, mediante la técnica econométrica propuesta, ayuda a contar con elementos importantes para continuar su análisis en el campo de la geotermia que abone información para su estudio y optimización; de esta manera, se puede justificar que la Tarifa Tipo 1 Doméstico es la que tiene mayor número de usuarios, como se muestra en el Gráfico 1:

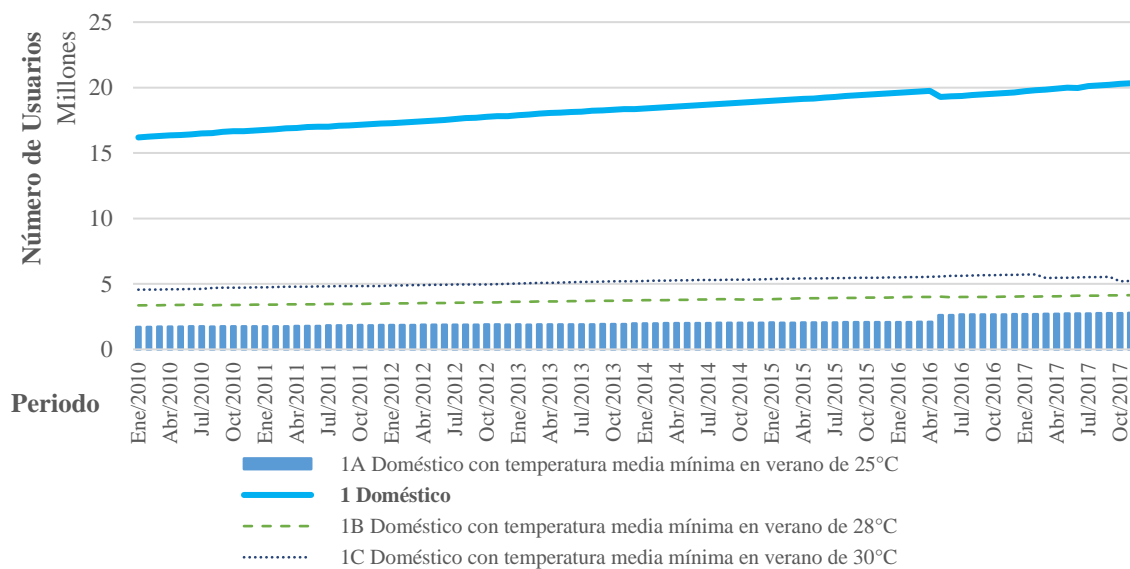


Gráfico 1. Número de usuarios por tipo de tarifa a nivel nacional

Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía (SENER), 2019.

A pesar de que las variables de Usuarios Domésticos por Tarifa: *UE1Doméstico*, *UE1Adoméstico*, *UE1Bdoméstico*, *UE1Cdoméstico*, *UE1Ddoméstico*, *UE1Edoméstico*, *UEDACAltoconsumo* no tienen relevancia estadística y presentan problemas de multicolinealidad, si tienen relevancia para determinar las ventas internas por tipo de tarifa, ya que si hay mayor número de usuarios en un tipo de tarifa (1A), habrá mayores ventas. La variable independiente: *LnVI1Adoméstico* (que corresponde a las Ventas Internas de la Tarifa Tipo 1A Doméstico) tiene una relación positiva respecto a la inversión en centrales geotérmicas, ya que, por cada unidad logarítmica que aumenten las ventas internas para este tipo de tarifa, la inversión en centrales geotérmicas crecerá por la demanda de dicha tarifa cuatro veces. Sin embargo, en el Gráfico 1 se mostró que el número de usuarios de la Tarifa 1A no es subsecuente en relación al número de usuarios de la Tarifa Tipo 1 a nivel nacional, pero si lo es para la región central y occidente del país, según administración geográfica de la Comisión Federal de Electricidad (ver Mapa 2. Distribución de los tipos de tarifas de la zona centro y occidente del país).

La variable independiente: *LnVI1Cdoméstico* (que corresponde a las Ventas Internas de la Tarifa Tipo 1C Doméstico) tiene una relación negativa respecto a la inversión en centrales geotérmicas, ya que, por cada unidad logarítmica que aumente la demanda de ventas internas para este tipo de tarifa, la inversión en centrales geotérmicas decrecerá uno punto siete veces. Esto se debe a que para la región central del país, este tipo de tarifa sólo se encuentra en el área central del estado de Michoacán, precisamente para la región de "Tierra Caliente" (ver Mapa 2. Distribución de los tipos de tarifas de la zona centro y occidente del país). La variable independiente: *PM1Doméstico* (que corresponde a los Precios Medios Ofertados de la Tarifa Tipo 1 Doméstico), tiene una relación negativa respecto a la inversión en centrales geotérmicas, ya que, por cada unidad logarítmica que aumenten los precios medios ofertados de este tipo de tarifa, el rendimiento de la inversión en centrales geotérmicas decrecerá ocho veces. Lo anterior se justifica debido a que los precios medios están directamente relacionados con los costos totales de producir electricidad a base de geotermia, ya que, si se tiene un factor de planta para cada central geotérmica superior al 60%; donde es el cociente de la generación bruta de electricidad generado por la capacidad instalada total de la planta por horas al año en pleno funcionamiento (Zweifel et al, 2017), los costos totales de producción se reducen y resulta una opción más rentable que las demás alternativas de generación, lo que se traduce en un aumento de la inversión en centrales geotérmicas si el factor de planta es elevado (Gehring et al, 2012). Como antecedente, las plantas geotérmicas del país tienen un promedio de factor de planta del 67.84% desde enero de 2010 hasta diciembre de 2017, según Secretaría de Energía (2019).

Por otro lado, la variable independiente *tasa_crecimiento_INPP* (que corresponde a la Tasa de Crecimiento del Índice Nacional de Precios al Productor para el mercado eléctrico doméstico), tiene una relación negativa respecto a la inversión en centrales geotérmicas (variable dependiente), ya que, por cada unidad logarítmica que aumente la Tasa de Crecimiento del INPP, la inversión en centrales geotérmicas decrecerá cinco veces por el aumento de los costos de producción, por lo tanto, se traduce en mayores precios de insumos, menor producción y esto impactaría en las tarifas ofertadas, pues estas tendrían que aumentar para conseguir los beneficios esperados. Esto se justifica debido a que la CFE tiene una estructura de mercado oligopólica donde tiene control absoluto de los precios ofertados de energía eléctrica, a su vez, esta estructura de mercado no ha

tenido grandes modificaciones desde que la empresa tiene el control y dominio del mercado eléctrico. Por tal situación y, considerando que empresas como: Iberdrola, Mexichem, Grupo México, Minera Autlán, Enel Green Power, Acciona, Ilioss, Intergen, Genermex y AES Corporation (SENER, 2019), estas le venden su producto y participación en el mercado eléctrico a la CFE. Es de esperar que el INPP enfocado al mercado eléctrico doméstico dependa intrínsecamente de los beneficios que pueda obtener la CFE por producir electricidad mediante energía geotérmica.

Por tal motivo, y, con fundamento al estudio realizado por Alejandra Enríquez et al (2019), la CFE no encuentra beneficio alguno en incentivar la construcción de centrales eléctricas que ofrezcan una capacidad operativa inferior a 1500 MW, pues tal capacidad de generación son la brecha entre obtener beneficios o no tenerlos. Adicionalmente, el INPP está directamente relacionado por la fluctuación de precios que puede tener el petróleo y sus derivados; si se considera que México genera el 70% de electricidad mediante combustibles fósiles y sólo 2% con energía geotérmica (donde la CFE tiene el control operacional en este tipo de centrales), esto ocasiona pérdidas de beneficios que la CFE puede obtener si genera electricidad mediante tecnologías no rentables para la empresa y el consiguiente aumento de las tarifas ofertadas para compensar su pérdida.

Por último, la variable independiente *Lncapacidad_energ_geotermia* (que corresponde a la Capacidad efectiva de producción de electricidad mediante geotermia a nivel nacional). tiene una relación negativa respecto a la inversión en centrales geotérmicas, ya que, por cada unidad logarítmica que aumente la capacidad efectiva de electricidad mediante geotermia a nivel nacional, la inversión en centrales geotérmicas decrecerá aproximadamente dieciséis veces. Esta relación se debe a la ausencia de datos de más centrales geotérmicas operativas, por tal motivo, se considera la capacidad instalada a nivel nacional, donde solamente hay cuatro centrales geotérmicas, dos de ellas, ubicadas en el área central-occidental (según administración geográfica de la CFE). Es necesario mencionar que se generó una variable "dummy" que considerara cualitativamente si hay central geotérmica en ese estado o no la hay ("1" si la hay "0" si no) donde económicamente no tuvo relevancia estadística y con ello se prescindió de su uso en el modelo.

Si aumenta la inversión en centrales geotérmicas, habría mayores ventas de energía eléctrica para dos tipos de tarifa domésticas, a su vez, los precios medios ofertados del tipo de tarifa con mayor número de usuarios (que corresponde al Tipo 1) decrecerían, traducéndose en menores costos de producción debido al uso de esta tecnología que ha demostrado tener mayor eficiencia respecto a las actuales soluciones contaminantes y no contaminantes, teniendo en consecuencia, un efecto positivo en el consumo de electricidad para los usuarios domésticos. Con el advenimiento de nuevas tecnologías y el uso cada vez más intensivo de ellas, el consumo eléctrico seguirá aumentando con el paso de los años, por ello, se requiere incentivar el uso de energías no contaminantes para producir electricidad como la energía geotérmica que represente un gasto menor para los hogares.

5. Conclusiones

A pesar del bajo desarrollo que ha tenido la energía geotérmica en la construcción de centrales eléctricas en territorio nacional mexicano, sigue siendo una alternativa viable si se desea bajar los altos índices de contaminación como también las principales tarifas ofertadas a los usuarios domésticos. Es importante destacar que uno de los retos en el desarrollo de la metodología aplicada fueron los escasos datos para poder proyectar y justificar el aumento de la oferta eléctrica mediante la inversión en centrales geotérmicas en adición al estudio de la demanda con las ventas internas de energía. Los resultados obtenidos muestran la escasez de centrales en el territorio central del país donde sólo se cuentan con dos unidades operativas en dos estados de los cinco estudiados en la investigación. Por esto, resulta importante destacar que, empíricamente, si hubiera un aumento de la oferta eléctrica para los usuarios, sería como consecuencia de una mayor inversión en la construcción de nuevas centrales eléctricas donde utilicen la geotermia como insumo principal; en una primera parte, justifica los resultados obtenidos versus la hipótesis y objetivo en donde se identificó que el país y su administración requieren mayor atención al sector para la apertura del mercado de la energía geotérmica que ayude a cubrir necesidades de la población en regiones aledañas y necesitadas (menores costos y con mejor uso de los recursos naturales).

Si la CFE incentivara la inversión en centrales geotérmicas, no habría necesidad de aumentar la infraestructura de transmisión para el sector central-occidental (según administración de CFE), cuando menos para el corto plazo, siempre y cuando se encuentren yacimientos geotérmicos adicionales a los estudios realizados que sean causantes de sobrecargas en las líneas de transmisión operativas. Sin embargo, con la investigación se muestra que la CFE no tiene incentivos por invertir en centrales generadoras a base de energía limpia, pues ninguna de ellas tiene un margen superior en capacidad efectiva de generación eléctrica, mismos que para la CFE son la brecha entre tener beneficios o no tenerlos. A pesar de lo anterior, la empresa estatal sigue con la proyección de mejorar su infraestructura actual con la adición de nuevos reactores en las centrales geotérmicas ya existentes, como también, en la construcción de nuevas centrales a partir del año 2025; dando como resultado, un aumento en la producción eléctrica de 557 MW en adición a los 958 MW actuales según PROSEDEN 2018 - 2032. Un proyecto futuro de los que actualmente tiene la CFE es el de la región de Carapan, Michoacán, donde prevé la construcción de una central eléctrica de tecnología geotérmica con una capacidad de producción bruta de 100 MW para el 2027.

En respuesta al panorama limitado en el sector de la geotermia por parte de la CFE (pues sólo son prospectivas de crecimiento), las empresas privadas podrían tener protagonismo si se quiere incentivar la inversión en este tipo de centrales, pues podrían obtener beneficios al producir electricidad mediante esta energía, mismos que la empresa estatal no tiene. Para lograr lo anterior, las empresas de la iniciativa privada tendrían que depender lo menos posible de la CFE de tal manera que puedan ofertar su energía eléctrica directamente a los usuarios (sin tener que vender su energía generada) donde esta empresa sea la que oferte sin intervención de la empresa estatal. Para ello, los ofertantes privados deberían tener su propia infraestructura de transmisión y distribución eléctrica, con la recomendación de que, en la etapa inicial, se oferte energía eléctrica a los usuarios domésticos que se encuentren cerca de la central generadora, así las empresas no tendrían un gasto mayor en

transmisión de electricidad a larga distancia. Lo anterior sería posible si se consideran las abundantes zonas con recursos geotérmicos viables en la región central del país.

Con una mayor apertura en el mercado eléctrico, las empresas privadas podrían ofertar energía eléctrica a un precio menor debido a menores costos de producción, así como al factor de planta que las centrales geotérmicas pueden tener (donde en la investigación se muestra que, teniendo un factor de planta superior al 60%, los costos por producir son menores que las demás soluciones de generación eléctrica).

Finalmente, el consumo eléctrico irá aumentando en proporción al número de usuarios que utilicen la energía eléctrica como medio principal para satisfacer sus actividades diarias, por lo que se requieren soluciones que permitan ofertar energía eléctrica sin ocasionar más daños ambientales (emisiones de gases, uso de combustibles, entre otros), como también, que sean soluciones cuyo objetivo sea reducir el precio final ofertado hacia los usuarios. Es necesario que México transite hacia el camino de la vanguardia tecnológica de generación eléctrica para los próximos años: una garantía de servicio eléctrico de mayor calidad y no contaminante a las próximas generaciones, disponible y sin afectaciones al ingreso familiar. La energía geotérmica es prueba de ello, pues es un recurso casi permanente.

Referencias

- [1] Baronio, A. & Vianco, A. (2014). *Panel de Datos*. Universidad Nacional de Río Cuarto, 1, 24.
- [2] Castillo, J. (2017). *Empresas que competirán con la Comisión Federal de Electricidad. 2020*, de cceea Sitio web: <https://cceea.mx/blog/tecnologia/empresas-que-competiran-con-la-comision-federal-de-electricidad>
- [3] Comisión Federal de Electricidad. (2022). *Comisión Federal de Electricidad. 2022*, de Comisión Federal de Electricidad Sitio web: <https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>
- [4] Comisión Reguladora de Energía, Hiriart, G., Gutiérrez, A., Quijano, F., Ornelas, L., Espíndola, S., & Hernández, I. (2011, mayo). *Evaluación de la Energía Geotérmica en México* (No. 1). Comisión Reguladora de Energía. <https://doi.org/10.1787/9789264280960-7-es>
- [5] Gehringer, M. & Loksha, V. (junio 2012). *Manual de geotermia: cómo planificar y financiar la generación de electricidad*. Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético, Banco Mundial 2, 1 - 117.
- [6] Geothermal Training Programme, Flores, M., Ramírez, M., & Morales, L. (2014, marzo). *Geothermal Activity And Development In Mexico - Keeping The Production Going* (N.º 1). United Nations University.
- [7] Huenges, E., & Ledru, P. (Eds.). (2011). *Geothermal energy systems: exploration, development, and utilization*. John Wiley & Sons. ISBN 978-3-527-40831-3 <https://doi.org/10.1002/9783527630479.index>
- [8] Instituto de Investigaciones Legislativas del Senado de la República. (2003, febrero). *Información Básica de las Tarifas Eléctricas en México*. Instituto de Investigaciones Legislativas.
- [9] Instituto Nacional de Estadística y Geografía. (2021). *Instituto Nacional de Estadística y Geografía*, de Instituto Nacional de Estadística y Geografía Sitio Web: <https://www.inegi.org.mx> <https://doi.org/10.1093/acrefore/9780199366439.013.575>
- [10] Molina, A. (enero - junio 2017). *Estructura de la industria eléctrica mexicana: El modelo de Comprador Único*. Economía. Teoría y Práctica, 46, 71-95. <https://doi.org/10.24275/etypuam/ne/462017/molina>
- [11] Montero, R. (2011): *Efectos fijos o aleatorios: test de aplicación*. Documentos de Trabajo en Economía aplicada. Universidad de Granada. España. <https://doi.org/10.4272/978-84-9745-525-1.ch1>

- [12] Secretaría de Energía. (2019). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*. Secretaría de Energía, 1, 330. 2017, De CENACE y SIE Base de datos.
- [13] Secretaría de Energía. (2019). *Sistema de Información Energética*. 2020 de Secretaría de Energía Sitio web: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas&fromCuadros=true>
- [14] Taylor, P. & Lavagne, O. (julio 2008). *Energy Efficiency Indicators for Public Electricity Production from Fossil Fuels*. IEA Information Paper, 1, 23. 2008, De Office of Energy Technology and R&D in co-operation with Energy Statistics Division Base de datos. <https://doi.org/10.1787/9789264061996-en>
- [15] Vaca, J. (enero - junio 2008). *Modelo de costeo de pozos geotérmicos aplicado para el caso del campo geotérmico de Cerro Prieto*, BC. Geotermia, 21, 51 - 58.
- [16] Zweifel, P., Praktiknjo, A., & Erdmann, G. (2017). *Energy Economics: Theory And Applications*. Berlin, Germany: Springer. ISSN 2192 - 4333 <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53022-1>