

*Un Modelo Econométrico de Demanda de Potencia Eléctrica de Distribuidores y su Respectivo Estimador
de Subsidios en Argentina*

Poletti Julián

Universidad Nacional del Litoral

Facultad de Ciencias Económicas

Economía del Sector Público

Tabla de contenido

Resumen.....	4
Abstract	4
Introducción	5
Aspectos Regulatorios del Mercado Eléctrico Mayorista	8
Orígenes y Estructura del Mercado.....	8
Generación	8
Transporte	8
Distribución	8
Usuarios.....	9
Comercializadores	9
Autogeneradores.....	9
Organización del Mercado	10
El Rol del Sector Público en el MEM	10
Sistema de Precios y Costos	11
El Precio Monómico	11
El Precio Estacional.....	12
El Porcentaje de Cobertura	13
Modelo de Demanda de Electricidad.....	14
Variables utilizadas.....	14
Temperatura Mensual.....	14
Precio Estacional Medio	14
Índice de Salarios	15
EMAE	15
Tiempo	15
Ecuación de la Regresión.....	15

Validez del Modelo	16
Validez Teórica	16
Validez Interna	18
Validez Externa	22
Resultados Obtenidos	23
Algunas Propiedades de la Demanda de Electricidad	24
Estimador de Subsidios Necesarios	26
El Estimador de Subsidios como Modelo de Regresión	26
Errores Estándar de la Regresión que Estima Subsidios	26
Heterocedasticidad.	27
Resultados del Test de Hipótesis	28
Resultados del Estimador de Subsidios	28
Algunas Propiedades del Estimador de Subsidios	30
Conclusiones	31
Referencias	32
Apéndice	35
Elasticidades de la Temperatura	35
Elasticidades del Índice de Salarios	35
Elasticidades del EMAE	35
Elasticidades del Precio Estacional Medio	36
Elasticidad del Precio Monómico	36

Resumen

El objetivo de este artículo es presentar un modelo lineal ajustado por MCO de demanda de potencia eléctrica del segmento a precios estabilizados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) argentino utilizando datos públicos de frecuencia mensual pertenecientes al período 2011-2022. El modelo en cuestión tiene una especificación correcta (test RESET: $p = 0,090$ y todas sus variables son estadísticamente significativas al 99,9%), es homocedástico (test de Breusch-Pagan: $p = 0,621$), sin problemas de autocorrelación (test de Durbin-Watson: $d = 1,923$) y presenta un $\bar{R}^2 = 0,8572$.

Para lograr el fin anteriormente mencionado, se describe el funcionamiento del MEM y el marco regulatorio que dicta normas para su funcionamiento. Luego se expone un detalle de las variables utilizadas y se hace un análisis de validez teórica, interna y externa.

Por último, se utiliza el modelo de estimación de demanda de electricidad para crear un estimador de los subsidios necesarios para financiar el funcionamiento del sistema, confirmándose mediante un test de hipótesis múltiple que el mismo es válido desde la perspectiva econométrica y, en promedio, el error porcentual del mismo es de 3,151%.

Abstract

The objective of this article is to present a linear model fitted using OLS for the demand for electrical power in the segment with stabilized prices in Argentina's Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), using publicly available monthly frequency data for the period 2011-2022. The model in question is correctly specified (RESET test: $p = 0.090$, and all its variables are statistically significant at 99.9%), is homoscedastic (Breusch-Pagan test: $p = 0,621$), doesn't have autocorrelation issues (Durbin-Watson test: $d = 1,923$) and $\bar{R}^2 = 0,8572$.

To achieve the previous objective, the functioning of the MEM and the regulatory framework that dictates rules for its operation are described. Then, a detailed explanation of the variables used is provided, and a theoretical, internal, and external validity analysis is conducted.

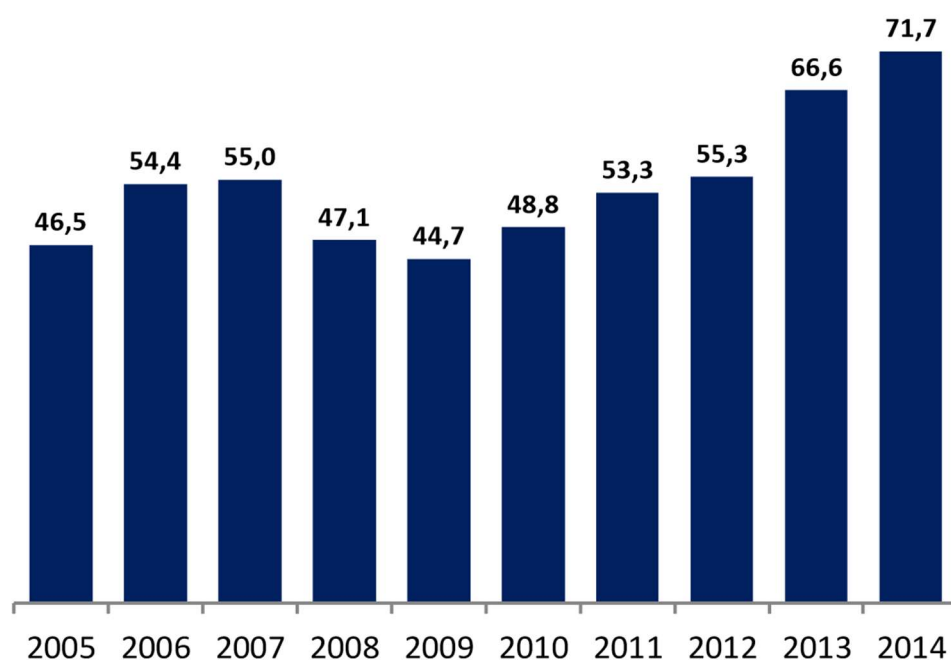
Finally, the demand estimation model is used to create an estimator of the subsidies needed to finance the operation of the system, confirming through a multiple hypothesis test that it is valid from an econometric perspective, and on average, its percentage error is 3.151%.

Introducción

Existe en Argentina un gran interés por las tarifas de los servicios públicos, por su efecto en el salario indirecto de los ciudadanos y en las cuentas públicas. Este interés se ha intensificado en los últimos tiempos por la necesidad de reducir el déficit del sector público nacional. Dentro de esta discusión destaca el caso de la energía por ser el sector que más subsidios recibe, donde a su vez el sector de producción de potencia eléctrica concentra la mayoría de los fondos públicos.

Figura 1

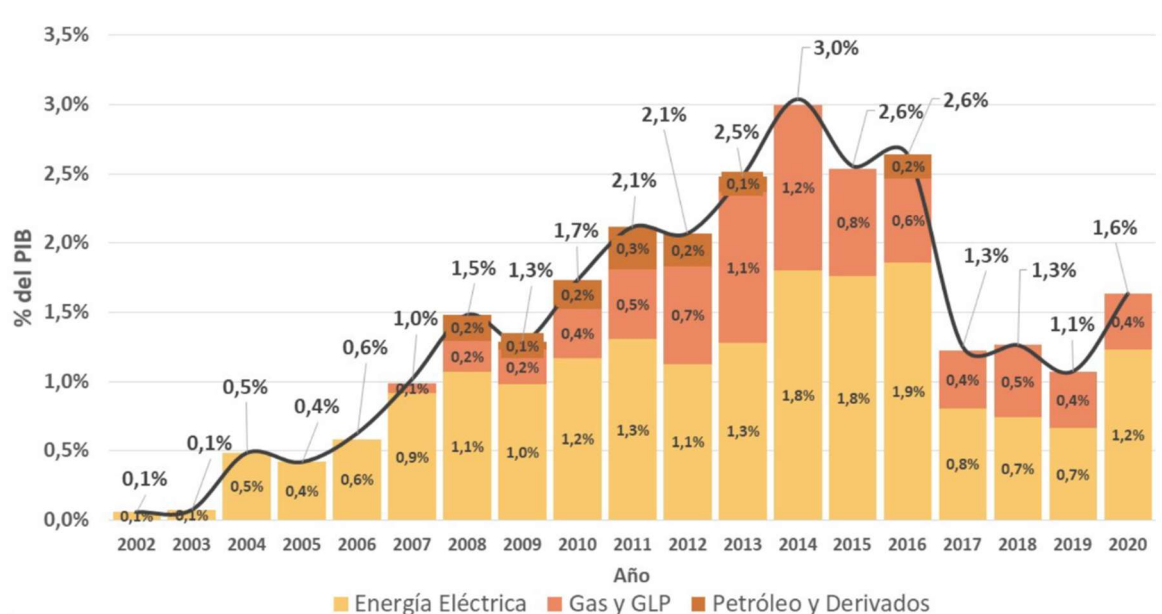
Subsidios Energéticos Como % del Total de Subsidios Entre 2005 y 2014.



Fuente: ASAP (2016) en base a datos de INDEC y Ministerio de Economía.

Figura 2

Evolución de los Subsidios a la Energía como % del PIB en U\$S Corrientes



Fuente: ADEERA (2021) en base a datos de INDEC y Ministerio de Economía.

Este interés en el mercado eléctrico y su financiamiento se ve reflejado en una multitud de trabajos académicos, entre los cuales se encuentran aquellos que estudian el proceso de privatización de las empresas y la estructura del mercado resultante (por ejemplo: Pistonesi (2000), Murillo y Finchelstein (2004) y Gerchunoff y Canovas (1995), los determinantes de la demanda residencial de electricidad (Greco y Margulis (2014), Larrere (2017), o el impacto de los subsidios en el erario público (Asociación Argentina de Presupuesto e Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi” (2016), Asociación Distribuidores Energía Eléctrica de la República Argentina (2021) y Navajas (2022).

El presente trabajo propone un estudio con un enfoque cuantitativo con el fin de analizar la demanda de electricidad en el segmento a precios estabilizados del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y los subsidios requeridos para el funcionamiento de dicho mercado. Para este fin se procede primero a explicar los orígenes del MEM, cómo se encuentra estructurado en la actualidad y por qué el segmento a precios estabilizados concentra los subsidios.

Luego se presenta el estimador de demanda. El mismo consiste en crear una regresión lineal ajustada por mínimos cuadrados ordinarios para estimar la demanda de electricidad para el segmento. Se ha decidido utilizar un modelo de estas características por la facilidad a la hora de interpretar los resultados, la posibilidad de utilizar métodos de inferencia estadística (elaboración de

pruebas de hipótesis e intervalos de confianza) y por el hecho de que el modelo producido por este método es un estimador insesgado de varianza mínima. Posteriormente se utiliza este estimador para construir un predictor de los subsidios requeridos por el sistema. En ambos casos se realiza un análisis de la validez de los modelos.

El código fuente utilizado para crear ambos modelos, junto con la base de datos utilizada se encuentra disponible en un repositorio al que se puede acceder con el siguiente enlace:

<https://github.com/jpoletti/elec-demand-arg>.

Aspectos Regulatorios del Mercado Eléctrico Mayorista

Orígenes y Estructura del Mercado

En Argentina el marco legal que regula el sistema eléctrico está dado principalmente por las leyes N° 15.336 (“Ley Nacional de la Energía”), 23.696 (“Ley de Reforma del Estado”) y 24.065 (“Régimen de la Energía Eléctrica”), siendo las últimas dos normas las que rigieron un proceso de privatización que dieron lugar a la estructura del mercado eléctrico actual, cuyos principales aspectos se llevaron a cabo entre los años 1992-1993 (Pistonesi, 2000).

Previo a las reformas, el sistema eléctrico se encontraba dominado por tres empresas públicas del estado nacional: HIDRONOR S.A, Agua y Energía S.E y SEGBA, que junto con empresas públicas provinciales y cooperativas locales encargadas de la distribución a los usuarios se encargaban de la provisión del servicio. Durante las reformas las tres empresas nacionales fueron privatizadas y se implementó un sistema de regulación estructural donde el mercado eléctrico se reestructuró verticalmente de forma similar a la descrita por Jouravlev (2001) en tres segmentos:

Generación

Esta etapa es la encargada de producir la electricidad propiamente dicha que luego se debe transportar a los hogares, comercios e industrias. Ya que en este segmento es posible la competencia entre las distintas centrales eléctricas al privatizar se aplicó también un criterio de segmentación horizontal donde se licitaron las unidades de generación individualmente, priorizando la creación de competencia en el mercado (Murillo y Finchelstein, 2004)

Transporte

Este segmento es el encargado de “mover” la electricidad producida en las unidades de generación hacia los distribuidores y grandes usuarios, utilizando la red de alta tensión. Dado que la tecnología existente en este mercado y las economías de escala hacen que las empresas que operan en este sector sean monopolios naturales, se estructuró este mercado de forma horizontal utilizando un criterio geográfico, donde cada empresa opera la red en un área determinada.

Distribución

El sector de la distribución eléctrica es el encargado de transportar la potencia desde las redes de alta tensión hasta los usuarios finales. Dado que esta porción del mercado era la menos afectada por las actividades del estado nacional, fue también el que menos cambios sufrió en este proceso: las distintas provincias siguen siendo las encargadas de organizar la distribución de electricidad en sus respectivos territorios, en algunos casos a través de empresas públicas

provinciales, en otros casos a través de empresas privadas con entes reguladores provinciales y también mediante cooperativas locales en las distintas localidades. La excepción a este esquema se da en el gran Buenos Aires, donde previo a las reformas la distribución se organizaba a través de SEGBA, empresa del estado nacional, y luego de las reformas se lleva a cabo a través de tres empresas: EDENOR, EDESUR y EDELAP, siendo las dos primeras reguladas por el estado nacional a través del Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) y la última por la provincia de Buenos Aires. De esta forma la distribución eléctrica quedó configurada como un mercado segmentado horizontalmente mediante criterios geográficos y regulado por distintos entes provinciales u operado por empresas públicas provinciales, salvo en el caso del AMBA, donde el ente regulador es nacional.

Usuarios

Además de segmentar el mercado de electricidad desde la perspectiva de la oferta, las reformas también crearon dos tipos de usuarios: usuarios finales, que sólo pueden comprar potencia eléctrica a los distribuidores y grandes usuarios, que son parte del Mercado Eléctrico Mayorista y pueden contratar el suministro con distribuidores, generadores o comercializadores, y a su vez se subdividen en Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME), Grandes Usuarios Particulares (GUPA) y Grandes Usuarios de las Distribuidoras (GUDI), cuyas diferencias se relacionan con la potencia que consumen y qué mecanismo utilizan para comprar potencia eléctrica, entre otras (AGUEERA, s. f.). Dado que según la ley 24.065 la distribución y el transporte eléctricos son servicios públicos, las empresas de esos sectores no pueden negar las solicitudes de servicio de los usuarios.

Comercializadores

Además, existen en el MEM agentes denominados comercializadores, cuya función es actuar como intermediarios, acercando la oferta y la demanda de potencia eléctrica y brindando servicios de consultoría a sus clientes (Landrein, 2000)

Autogeneradores

Existe también otra categoría de participantes en el MEM: los autogeneradores. Los mismos son actores del mercado, generalmente empresas con grandes consumos de electricidad, que actúan como grandes usuarios y como generadores al mismo tiempo y pueden comercializar sus saldos de potencia en el MEM, ya sea para comprar como para vender (Landrein, 2000).

Organización del Mercado

Otro resultado de las reformas fue que la industria de provisión de potencia eléctrica fue organizada en dos mercados eléctricos mayoristas: el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), cuya cobertura abarcaba la mayoría del territorio nacional y conformaba el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) que servía a la región patagónica, a excepción de Tierra del Fuego. Posteriormente, en febrero de 2006, el MEMSP fue conectado a la red de alta tensión del resto del país, fusionándose con el MEM que hasta la actualidad cubre todo el territorio del país salvo Tierra del Fuego (Secretaría De Energía, s. f.)

Como parte de estas reformas se creó Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), una empresa cuyos propietarios son el estado nacional y las asociaciones empresarias de distribución, transporte, generación y grandes usuarios. La empresa es la encargada de administrar el Mercado Eléctrico Mayorista, coordinando las operaciones de despacho de potencia (incluyendo la importación y exportación de energía), estableciendo los precios mayoristas y administrando las transacciones económicas que ocurren en el mercado (CAMMESA, 2023b).

El Rol del Sector Público en el MEM

Dado lo descrito hasta ahora puede parecer que en la actualidad el estado tiene un rol mínimo en el sistema eléctrico del país, pero la realidad es que sector público es muy influyente en el funcionamiento del sistema. A nivel nacional existe el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, que se encarga de regular la calidad del servicio y las tarifas de las empresas de transporte y de las dos distribuidoras del AMBA (EDENOR y EDESUR)

A pesar del proceso de privatización, en algunas provincias se ha mantenido el servicio de distribución a través de empresas públicas, como en los casos de EPE (Santa Fe) y EPEC (Córdoba), que son las dos distribuidoras con mayor consumo de potencia del país por fuera del gran Buenos Aires (ADEERA, 2023), mientras que todas las provincias que han privatizado el servicio tienen sus propios entes reguladores (ENRE, 2018).

Además de lo anterior, el estado nacional siempre ha tenido participación en la generación hidroeléctrica a través de la administración conjunta de las represas de Salto Grande (junto con el gobierno uruguayo) y Yacyretá (junto con Paraguay), un monopolio en la generación nuclear (Nucleoeléctrica Argentina S.A, 2023) y, a partir de 2020, una participación en la generación térmica a través de las dos plantas que posee Energía Argentina S.A (Energía Argentina S.A, 2023a), que

también es la empresa responsable de las importaciones de gas natural licuado (GNL) que se utilizan, entre otras cosas, para producir electricidad (Energía Argentina S.A, 2023b).

Por último, tal como se discute en la próxima sección, el estado es el principal determinante de ciertos precios que hacen a las tarifas que pagan los usuarios del servicio y es una de las principales fuentes de financiamiento del sistema a través de los subsidios otorgados.

Sistema de Precios y Costos

Dentro del MEM existen principalmente dos mercados de provisión de potencia eléctrica: el mercado a término (MAT), donde los participantes pueden pactar contratos de provisión de potencia a futuro y el mercado spot, donde los agentes compran la potencia eléctrica que necesitan en un momento dado. Este último se encuentra a su vez subdividido en un segmento que compra potencia eléctrica al precio horario del momento y el segmento a precios estabilizados (Pesce et al., 2020). Es esta última parte del mercado spot el objeto del presente artículo, donde los distribuidores de electricidad compran a los precios estabilizados establecidos por la Secretaría de Energía.

El Precio Monómico

El denominado precio monómico es un concepto que hace referencia al precio que debería tener la potencia eléctrica para sostener el sistema eléctrico en caso de no recibir ningún tipo de subsidio. Los costos que hacen al precio monómico se pueden dividir en tres componentes principales, que a su vez tienen subdivisiones (Pesce et al., 2020):

(1) Energía: son los factores relacionados a la energía consumida para producir la energía eléctrica e incluye cinco componentes: (I) precio de la energía, que no es más que el precio spot que reciben las generadoras. (II) energía adicional, que es el costo de la energía necesaria para compensar las pérdidas por transmisión del sistema. (III) sobrecostos de combustible, que es la diferencia entre el precio que CAMMESA cobra a los generadores por el combustible y el costo real de dicho insumo. (IV) sobrecostos transitorios de despacho, que son los costos por encima del precio del mercado spot sin tener en cuenta los componentes anteriores. (V) cargo demanda excedente + contratos abastecimiento MEM + sobrecosto compra conjunta, que incluye costos por exceso de demanda de grandes usuarios y costos varios por contratos en el MEM.

(2) Potencia + reserva: costos asociados a la potencia demandada en condiciones extremas (tales como olas de calor), costos fijos de la capacidad instalada y de expansión, y tiene a su vez cuatro componentes: (VI) potencia despachada, que refleja el precio base horario de la potencia para cada MW generado en las horas fuera de valle (VII) servicios asociados a la potencia, que son los

costos asociados al arranque y parada de máquinas ya sea por necesidad de potencia en el pico o por tiempos mínimos entre arranque y parada de la maquinaria. (VIII) reserva de corto plazo e instantánea, que es el costo de la maquinaria que no produce electricidad, pero se encuentra disponible inmediatamente y hasta un período de cuatro horas (IX) reserva de mediano plazo, que es el costo de mantener capacidad de generación para actuar en condiciones de pico del sistema para cubrir la demanda máxima del mismo.

(3) Transporte: comprende dos costos. (X) transporte de alta tensión (XI) distribución troncal, que ocurre entre la red de alta tensión y las empresas distribuidoras.

El precio monómico es una suma de todos estos conceptos, de tal forma que $\text{precio monómico} = (1) + (2) + (3) = (I) + (II) + (III) + (IV) + (V) + (VI) + (VII) + (VIII) + (IX) + (X) + (XI)$. De aquí se puede deducir que el precio monómico varía según cambia el precio de los combustibles utilizados en la generación térmica y su disponibilidad, la hidrología en las distintas cuencas donde se ubican las centrales hidroeléctricas y las temperaturas.

Además, CAMMESA calcula el precio monómico medio, una estadística mensual que se elabora dividiendo la sumatoria de costos de producción por la demanda abastecida por el MEM.

El Precio Estacional

Con el fin de evitar grandes fluctuaciones en el precio de la energía para los usuarios finales, la regulación inicial disponía la existencia de precios estacionales según bandas horarias (siendo las mismas “pico”, “valle”, y “horas restantes”), que a su vez dependen del momento del año. Estos precios se establecían por dos períodos por año, desde el 01/05 hasta el 31/10 y desde el 01/11 hasta el 30/04, bajo criterios establecidos por la Secretaría de Energía y utilizando bases de datos que contenían información respecto de costos y proyecciones de las empresas participantes del mercado (INFOLEG, 1992). Con el fin de cubrir posibles diferencias entre los precios estacionales y los costos del sistema, se conformó un fondo de estabilización operado por CAMMESA, que es compensado en el período siguiente.

Este sistema funcionó con cambios menores hasta la promulgación de la ley N° 25.561 (“Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario”) que en efecto causó un congelamiento de los precios estacionales (INFOLEG, 2002). Esta política, junto con el proceso inflacionario del país causó que el precio de la electricidad sea cada vez menor tanto en términos reales como en comparación con el costo de producción, por lo que es posible pensar en una transición de un esquema de regulacionismo asignativo a otro de regulacionismo redistributivo (Asensio, 1998). Durante el período 2016-2019 se llevó a cabo un proceso de recomposición de tarifas que causó un

aumento del precio estacional medio en términos reales y respecto del precio monómico, pero el precio pagado por las empresas distribuidoras nunca llegó a alcanzar a los costos del sistema.

Además, con el pasar del tiempo comenzaron a aplicarse distintos esquemas de segmentación de tarifas por usuarios, que en un principio dividían a los usuarios por motivo de consumo (residenciales, comerciales e industriales) y por cantidad de potencia consumida, y recientemente se agregó una segmentación por niveles de ingreso en el caso de los usuarios residenciales (ASAP e Instituto Mosconi, 2016).

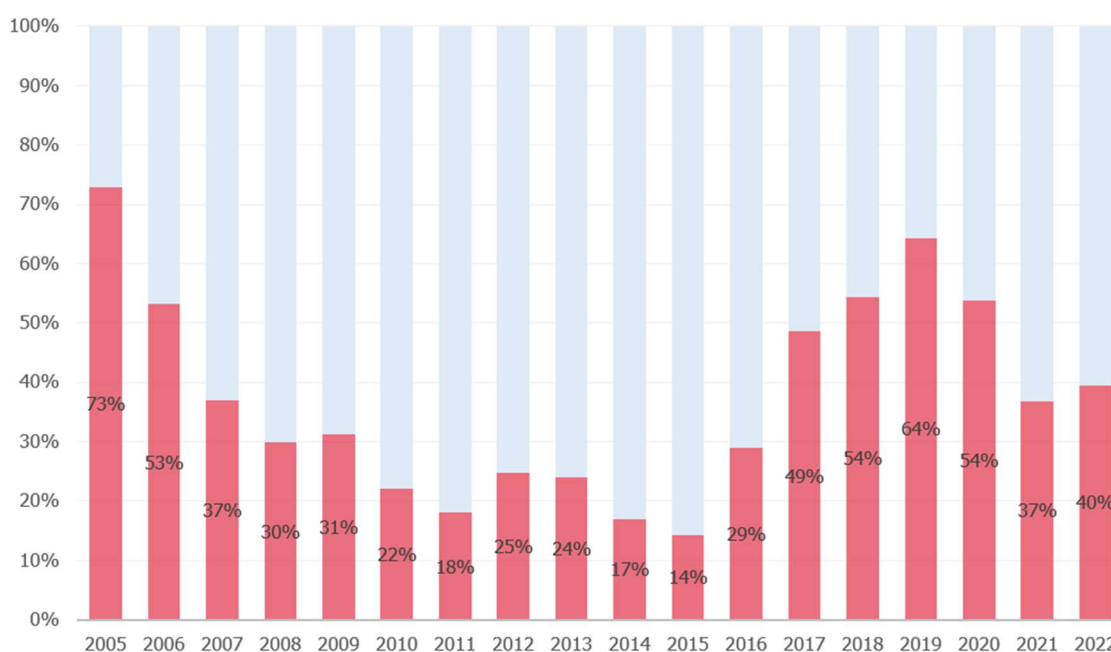
Al igual que lo que sucede con el caso del precio monómico, CAMMESA calcula el precio estacional medio mensual (también denominado precio monómico estacional en los informes anuales de la empresa), que es el cociente entre la facturación de CAMMESA a los distribuidores y la potencia utilizada por dichos distribuidores.

El Porcentaje de Cobertura

CAMMESA también calcula una estadística denominada el porcentaje de cobertura, que es la relación porcentual entre el precio monómico medio y el precio estacional medio y es un indicador de la necesidad de subsidios del sistema eléctrico en Argentina.

Figura 3

Porcentaje de Cobertura Por Año



Fuente: (CAMMESA, 2023a)

Modelo de Demanda de Electricidad

En esta sección se describe la regresión que hace predicciones sobre la potencia eléctrica comprada por las distribuidoras de electricidad. Primero se detallan las variables independientes utilizadas, luego se describe la ecuación de la regresión, se hace un análisis de validez del modelo, se presentan los resultados de la regresión y por último se hace inferencia respecto de los parámetros para deducir propiedades económicas del modelo planteado.

Variables utilizadas

Aquí se describen las variables utilizadas en el modelo presentado, junto con los motivos de su inclusión y las fuentes de información utilizadas.

Temperatura Mensual

Se ha incorporado esta variable al modelo dado que los equipos de calefacción y refrigeración son uno de los principales usos de la electricidad. Si bien los consumidores finales (tanto residenciales como comerciales e industriales) de la potencia eléctrica se encuentran en todo el país, estos datos se han obtenido de la Dirección General de Estadística y Censos de la Ciudad de Buenos Aires (2023), por ser la única fuente que se ha encontrado que produce datos con periodicidad mensual y por ser datos representativos del AMBA, donde se concentra una gran proporción del consumo de electricidad del país. Dado que durante este período los datos provistos son los registros de temperatura máxima y mínima, se ha calculado el promedio entre ambos valores.

Precio Estacional Medio

Esta variable se ha incluido por el hecho de que en la teoría microeconómica el precio es una variable determinante tanto para la demanda de bienes/servicios finales como de factores de producción (bienes intermedios). La misma se ha extraído de los informes anuales de CAMMESA (2023a). En el caso de esta variable se ha realizado un ajuste por inflación. Dado que los datos producidos por el INDEC entre 2007 y 2016 no son fiables, se ha utilizado un índice que empalma el IPC producido por la provincia de San Luis (Dirección Provincial de Estadística y Censos, 2023) en el

periodo 2011-2016 y el IPC producido por el estado nacional (INDEC, 2022) en el periodo 2017-2022.¹

Índice de Salarios

Esta variable, producida por el INDEC (INDEC, 2023b), se utiliza como variable proxy del ingreso de los hogares, que es otro componente fundamental en cualquier modelo de demanda de bienes finales. Esta variable también se ha deflactado utilizando el mismo procedimiento que en el caso de la variable anterior.

EMAE

Esta variable, cuya fuente también es el INDEC (INDEC, 2023a) se incorpora como indicador de actividad económica, necesario para modelar el consumo de electricidad como insumo de producción.

Tiempo

Esta variable se incorpora para dar cuenta de otras tendencias que afectan a la demanda de electricidad por no son capturadas por las variables existentes. Por ejemplo: un aumento de adopción de equipos de climatización u otros electrodomésticos en los hogares, adopción de procesos productivos más dependientes de la electricidad, utilización de equipos con mayor eficiencia energética, etc.

La variable t es una variable discreta de tal forma que en enero de 2011 es igual a 1, en febrero del mismo año es igual a 2 y así sucesivamente hasta llegar a 144 en diciembre de 2022.

Ecuación de la Regresión

El modelo presentado es el siguiente:

$$\hat{q}_t = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \hat{\beta}_2 t_{mp} + \hat{\beta}_3 \ln(p_e) + \hat{\beta}_4 w + \hat{\beta}_5 a + \hat{\beta}_6 t$$

Donde t_{mp} es la temperatura, p_e es el precio estacional medio, w es el índice de salarios, a es el Estimador Mensual de Actividad Económica y t es el tiempo. Si se reemplazan los parámetros por respectivos valores ajustados por MCO se obtiene:

¹ Este IPC que combina la serie producida por la provincia de San Luis y el INDEC es de elaboración propia y se encuentra disponible en <https://www.alphacast.io/datasets/inflation-argentina-long-term-cpi-data-monthly-29891>

$$\hat{q}_t = 15274960 + 38758 t_{mp}^2 - 1426205 t_{mp} - 332004 \ln(p_e) + \\ 320936 w + 15812 a + 22256 t$$

Validez del Modelo

Aquí se analiza la validez del modelo presentado desde tres perspectivas: validez teórica, que refiere al ajuste del modelo propuesto a la teoría microeconómica; validez interna, donde se examina el cumplimiento de los supuestos de los modelos de regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios y validez externa, donde se analiza la validez del modelo propuesto al ser aplicado en otras poblaciones.

Validez Teórica

Si se parte del supuesto de que la demanda de electricidad es la suma de la demanda de los usuarios finales más la demanda de comercios e industrias, y además se supone usuarios y empresas representativas, donde estas últimas sólo utilizan la electricidad como insumo de producción, entonces la demanda de electricidad total de los distribuidores q debe ser:

$$q = q_c + q_p = hf_{qc}(p_c, m, t_{mp}) + lf_{qp}(p_p, q_l, t_{mp})$$

Donde q_c y q_p son la demanda de electricidad de usuarios finales y empresas, h y l son la cantidad de usuarios y de empresas, f_{qc} y f_{qp} son las funciones de demanda de cada usuario residencial representativo y cada empresa representativa mientras que p_c y p_p son los precios que pagan por la electricidad, respectivamente. Por último, m y q_l son el ingreso del consumidor representativo y la cantidad de la canasta de bienes que produce la empresa representativa (medida a precios de mercado), mientras que t_{mp} es la temperatura.

Dado lo anterior, y teniendo en consideración las propiedades de las funciones de demanda de bienes finales, si se supone que la electricidad es un bien (o servicio) normal entonces se debe cumplir que:

$$\frac{\partial q_c}{\partial p_c} < 0 \text{ y } \frac{\partial q_c}{\partial m} > 0$$

Mientras que en el caso de la electricidad como insumo de producción se debe cumplir que:

$$\frac{\partial q_p}{\partial p_p} < 0 \text{ y } \frac{\partial q_p}{\partial q_l} > 0$$

Por la forma en la que se encuentra definido q , de lo anterior surge que:

$$\frac{\partial q}{\partial p_c} < 0, \quad \frac{\partial q}{\partial p_p} < 0, \quad \frac{\partial q}{\partial m} > 0 \quad y \quad \frac{\partial q}{\partial q_l} > 0$$

Dado que el precio medio de este mercado (\bar{p}) es equivalente a $(p_c q_c + p_p q_p)/q$, el hecho de que $q > 0$, $q_c > 0$ y $q_p > 0$ implica que $\partial \bar{p} / \partial p_c > 0$ y $\partial \bar{p} / \partial p_p > 0$, lo que junto con las propiedades de las derivadas de q respecto de p_c y p_p implican que $\partial q / \partial \bar{p} < 0$.

Si bien el modelo presentado es un modelo de series de tiempo, dado que sólo se evalúa el consumo de electricidad (y no el consumo en general, ni el ahorro), no resulta conveniente tener en cuenta aspectos de ingresos y consumo intertemporal en el caso de la demanda de usuarios residenciales, de tal forma que la demanda de electricidad está dada por la siguiente expresión:

$$q_t = q_{ct} + q_{pt} = h_t f_{qc}(p_{ct}, m_t, t_{mp}) + l_t f_{qp}(p_{pt}, q_{lt}, t_{mp})$$

Dado todo lo anterior, las condiciones impuestas al modelo desde la perspectiva de la teoría económica son:

$$\frac{\partial q_t}{\partial p_t} < 0, \quad \frac{\partial q_t}{\partial m_t} > 0 \quad y \quad \frac{\partial q_t}{\partial q_{lt}} > 0$$

Al analizar el modelo de regresión propuesto:

$$\hat{q}_t = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \hat{\beta}_2 t_{mp} + \hat{\beta}_3 \ln(p_e) + \hat{\beta}_4 w + \hat{\beta}_5 a + \hat{\beta}_6 t$$

Se pueden calcular las derivadas parciales respecto de las variables que corresponden a las previamente mencionadas, por lo que:

$$\frac{\partial \hat{q}_t}{\partial p_e} = \frac{\hat{\beta}_3}{p_e}, \quad \frac{\partial \hat{q}_t}{\partial w} = \hat{\beta}_4 \quad y \quad \frac{\partial \hat{q}_t}{\partial a} = \hat{\beta}_5$$

En el primer caso se cumple la propiedad dado que el Precio Estacional Medio (p_e) siempre es positivo y que $\hat{\beta}_3 = -332004$.

En el segundo caso también se cumple la propiedad porque $\hat{\beta}_4 = 320936$.

Por último, dado que se verifica que $\hat{\beta}_5 = 15812$, entonces se cumple la última propiedad.

En conclusión, los parámetros del modelo presentado cumplen con las propiedades que el modelo debería tener desde la perspectiva de las teorías microeconómicas del consumidor y de la producción.

Validez Interna

En esta sección se examina el cumplimiento de los supuestos de la regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios a partir de los cinco ejes indicados por Stock y Watson (2012) que pueden afectar la insesgadez y consistencia del modelo: variables omitidas, error de especificación de la forma funcional, errores de medición en las variables, selección muestral y causalidad simultánea. Además, se demuestra que los errores estándares de los parámetros son consistentes, lo que implica que el modelo no sufre problemas de heterocedasticidad o autocorrelación y no es necesario utilizar errores estándar robustos.

Variables Omitidas. Tal como se mencionó en la sección anterior, desde la perspectiva teórica las variables relevantes relacionadas al consumo de potencia eléctrica son el ingreso de los usuarios finales, lo que producen las empresas, la cantidad de usuarios residenciales y comerciales/residenciales, los precios que ambos tipos deben pagar por la electricidad deben pagar por la electricidad (variable incorporada en el modelo a través del precio estacional medio) y la temperatura. Además, dado que la regresión presentada en este artículo es un modelo con un componente temporal, es necesario incorporar datos que permitan tener en cuenta cambios en el comportamiento de los hogares y las empresas a lo largo del tiempo, como puede ser la incorporación de más electrodomésticos en los hogares o la utilización de procesos productivos que consuman menos electricidad en las empresas.

Si bien en algunos casos se encuentran las variables medidas directamente de forma mensual, en otros casos esas variables no existen (o no se publican de forma mensual), por lo que resultó necesario utilizar variables proxy.

En particular, se ha utilizado el índice de salarios (ajustado por inflación) para medir el ingreso real de los hogares, el promedio entre la temperatura máxima y mínima de CABA para medir la temperatura en todo el país y el tiempo para medir la cantidad de usuarios y los cambios en los patrones de consumo de electricidad. No resultó necesario utilizar variables proxy para medir la actividad económica (ya que para este fin se ha utilizado el EMAE) ni para medir el precio estacional medio.

Dado lo anterior, parece posible afirmar que en el modelo presentado no existen problemas de variables omitidas.

Error de Especificación de la Forma Funcional. Este aspecto fue analizado mediante la utilización del test RESET de Ramsey (1969) que consiste en elaborar una regresión que incluya las primeras k (en este caso, $k = 3$) potencias de las variables independientes (con la excepción de las

ya incluidas en el modelo) y hacer un test F sobre las mismas para evaluar si son estadísticamente significativas. En el caso del modelo presentado, el p -valor del test es de 0,08999, lo que rechaza la hipótesis alternativa de que la regresión se encuentre mal especificada.

Además, se verifica que todas las variables incluidas en el modelo son estadísticamente significativas al 99,99%.

Errores de Medición en las Variables. En principio no se observan problemas de medición en las variables utilizadas. A pesar de lo anterior, existen dos elementos que posiblemente amenacen la validez interna del modelo.

- En el período 2011-2016 el precio estacional medio y el índice de salarios se ajustan utilizando el IPC de San Luis, pero dicho índice no necesariamente es representativo de la variación de precios a nivel nacional.
- Los datos de temperatura utilizados sólo son representativos de ciudad de Buenos Aires (y, posiblemente, del Área Metropolitana de Buenos Aires). Si bien en esa región geográfica se concentra un gran porcentaje de la demanda de electricidad del país, lo correcto hubiese sido la utilización de algún índice de temperatura para todo el país, pero dicha información no se ha encontrado al elaborar el presente artículo.

Selección Muestral. El motivo por el que se ha seleccionado el período 2011-2022 para la elaboración de este trabajo es que durante el mismo se encuentran disponibles todos los datos necesarios.

Aunque en principio no existen motivos para afirmar que la muestra seleccionada no es representativa, el hecho de que no existen todos los datos necesarios en períodos anteriores no permite afirmar que la muestra seleccionada es representativa para los mismos.

Además, resulta posible que en el futuro se den cambios estructurales en la demanda de electricidad (por ejemplo, un proceso de adopción masiva de vehículos eléctricos) que hagan que en esos casos el estimador \hat{q}_t no sea consistente, insesgado o un buen predictor de la demanda de electricidad.

Causalidad Simultanea. Desde la perspectiva teórica no existen motivos para creer que existen sesgos de causalidad simultánea. En particular:

- La temperatura durante un periodo no se encuentra determinada por la demanda de electricidad durante ese mismo periodo.

- El precio medio estacional es determinado directa o indirectamente por la política de tarifas determinada por el gobierno, no por la demanda de electricidad.
- Los salarios están determinados por factores tales como la productividad del trabajo o el tipo de cambio real, pero no están relacionados con la demanda de electricidad.
- La demanda de electricidad como insumo de producción se encuentra determinada por la actividad económica, pero no existe la misma relación en la dirección opuesta.
- El paso del tiempo evidentemente no está determinado por la demanda de electricidad en Argentina.

Consistencia de los Errores Estándar. Existen dos amenazas a la consistencia de los Errores estándar de los modelos lineales ajustados por MCO: la heterocedasticidad (varianza no constante en los residuales) y la autocorrelación (correlación entre distintos valores de la variable dependiente en la serie de tiempo).

Heterocedasticidad. Para demostrar que la regresión presentada es homocedástica se ha utilizado el test de Breusch-Pagan (Breusch y Pagan, 1979) que consiste en contrastar la hipótesis nula (H_0) de que el modelo es homocedástico contra la hipótesis alternativa (H_A) de que el modelo es heterocedástico. La prueba se realiza creando una regresión lineal donde la variable independiente son los residuales del modelo original al cuadrado y los regresores son los mismos que en el modelo que se desea probar, es decir:

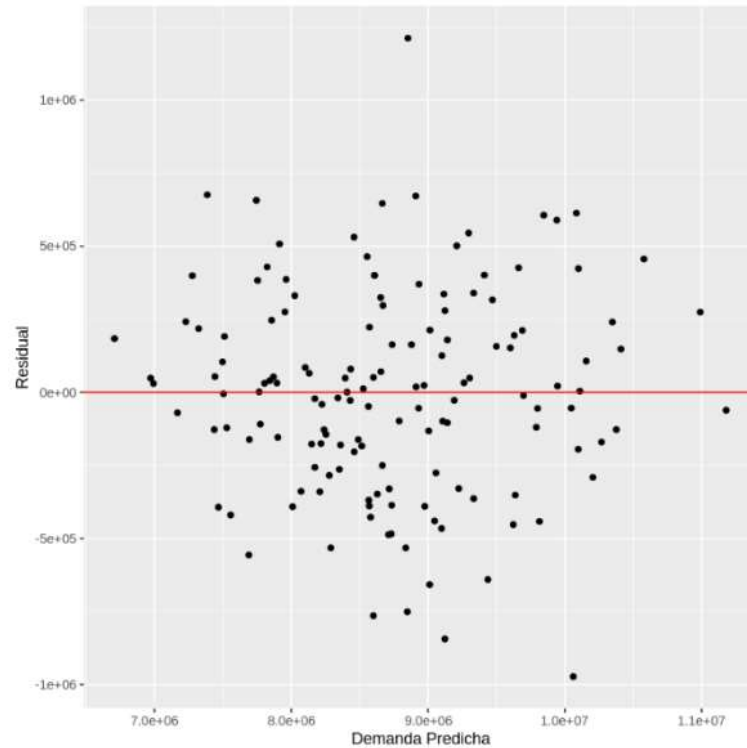
$$\widehat{u^2} = \gamma_0 + \gamma_1 x_1 + \gamma_2 x_2 + \dots + \gamma_k x_k + v$$

y a partir de ese modelo se realiza un test χ^2 donde el estadístico de prueba es $n \times R_{nuevo}^2$, donde n es el tamaño de la muestra y R_{nuevo}^2 es el R^2 de la regresión de los errores al cuadrado.

En el caso del modelo aquí propuesto, el p -valor de esta prueba es de 0,6206, lo que con un nivel de significancia de 0,05 rechaza la hipótesis nula y se concluye que los residuales del modelo tienen varianza constante.

Figura 4

Residuales y Demanda Predicha, Medidas en KW



Autocorrelación. Con el fin de demostrar que el modelo no tiene problemas de autocorrelación se ha utilizado el test de Durbin-Watson (Durbin y Watson, 1951). En este caso, se plantea la hipótesis alternativa (H_A) de que los residuos están correlacionados entre sí en contraste con la hipótesis nula (H_0) de que los errores no están correlacionados. El estadístico de prueba que se calcula es el siguiente:

$$d = \frac{\sum_{t=2}^T (e_t - e_{t-1})^2}{\sum_{t=1}^T e_t^2}$$

Donde T es la cantidad de observaciones. A partir de este estadístico se pueden dar las siguientes situaciones:

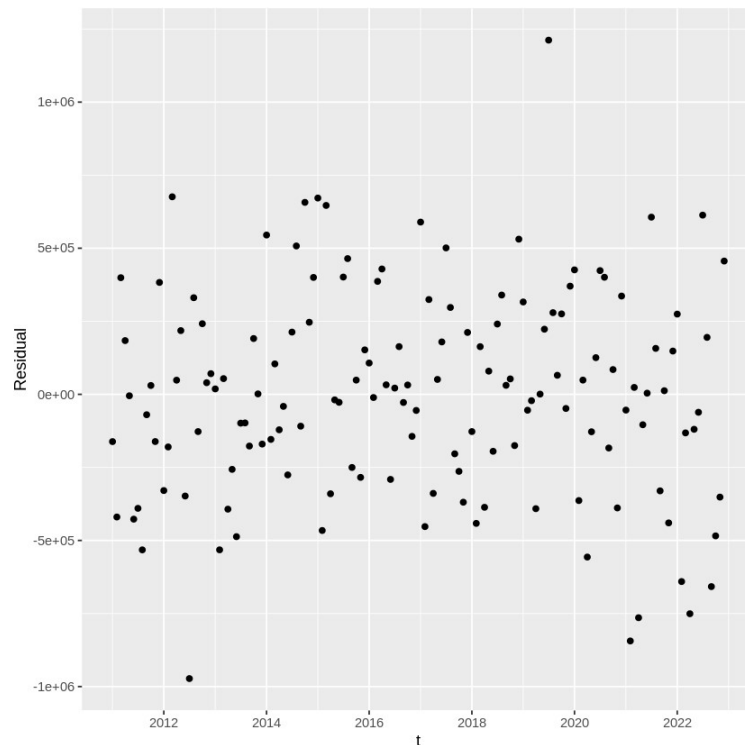
- Si se cumple que $d < d_{L,\alpha}$ se concluye que los términos de error se encuentran correlacionados positivamente.
- Si $(4 - d) < d_{L,\alpha}$ existe evidencia estadística que los errores están correlacionados negativamente.
- Si $d > d_{U,\alpha}$ no existe evidencia de que los errores estén correlacionados de forma positiva.

- Si $(4 - d) > d_{U,\alpha}$ se concluye que los errores no están correlacionados entre sí negativamente.
- En el caso de que $d_{L,\alpha} < d < d_{U,\alpha}$ no es posible llegar a conclusiones respecto de la correlación positiva. Lo mismo ocurre en el caso de $d_{L,\alpha} < (4 - d) < d_{U,\alpha}$ con la correlación negativa.

En el caso de la regresión que se presenta en este artículo, el estadístico d tiene un valor de 1,923, por lo que con un nivel de significancia $\alpha = 0,05$ se puede afirmar que no existen problemas de autocorrelación.

Figura 5

Residuales a lo Largo del Tiempo, Medidos en KW



Validez Externa

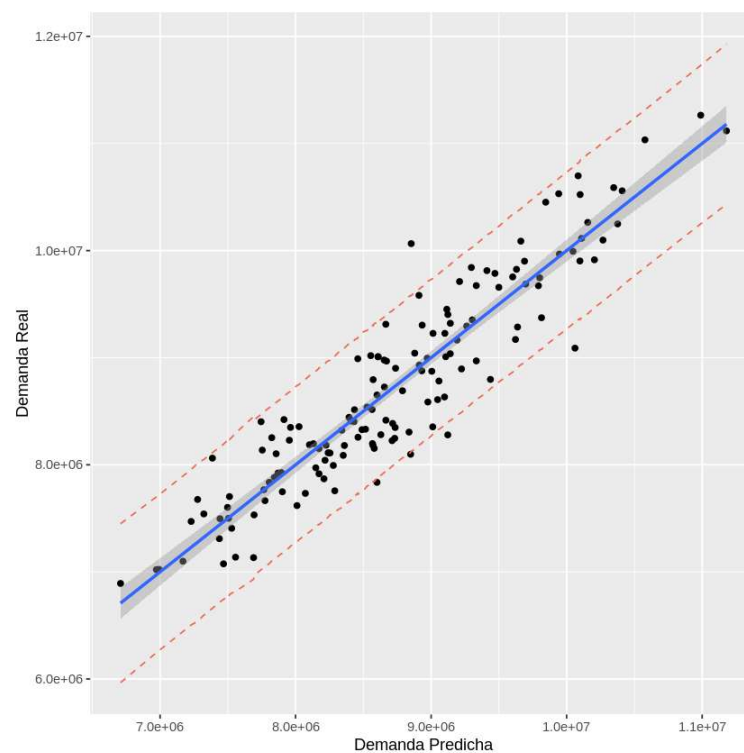
Dadas las diferencias regulatorias entre los distintos mercados eléctricos de sus respectivos países, las diferencias existentes en términos de adopción de electrodomésticos y sistemas de climatización eléctricos de parte de los consumidores y la mayor o menor preponderancia de industrias con gran uso de electricidad, resulta poco probable que el modelo que se presenta en este artículo pueda ser utilizado en países distintos a Argentina.

Resultados Obtenidos

Esta regresión presenta un $\bar{R}^2 = 0,8572$ y como se ha detallado anteriormente no es heterocedástica ni tiene problemas de autocorrelación. Además, se puede observar que el error porcentual absoluto promedio (o, por sus siglas en inglés, MAPE)² es de 3,15%, donde la mayor subestimación es de -10,70% y la mayor sobreestimación es de 12,04%

Figura 6

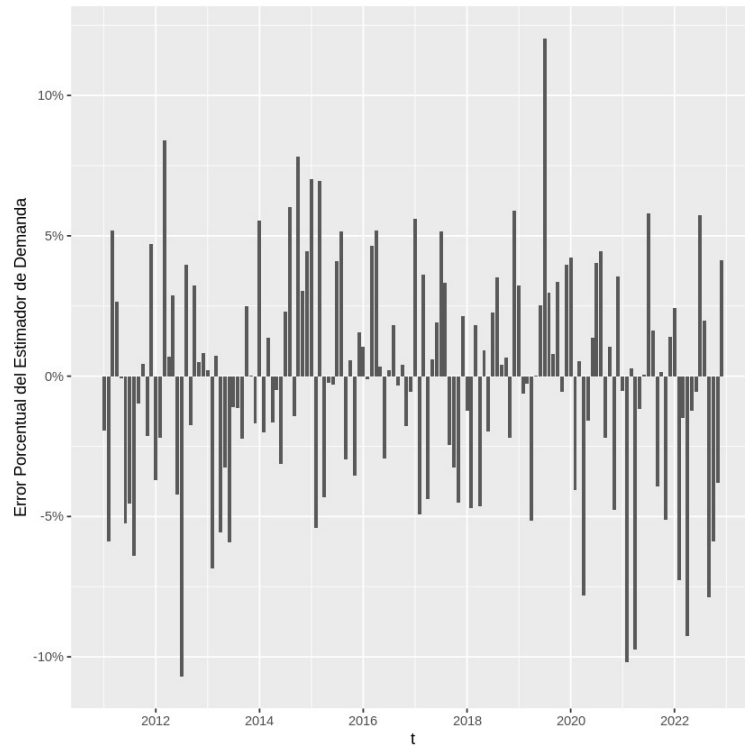
Demanda Real vs Demanda Predicha, Medidas en KW



² Esta métrica muestra la diferencia promedio entre el valor medido y el predicho por la regresión, medida como porcentaje. Su expresión es $\frac{100}{T} \sum_{t=1}^T \left| \frac{u_t}{q_t} \right|$.

Figura 7

Error Porcentual del Estimador de Demanda de Electricidad a lo Largo del Tiempo



Algunas Propiedades de la Demanda de Electricidad

Dado que se ha demostrado que el modelo presentado cumple con las condiciones necesarias para ser válido desde el punto de vista teórico y econométrico, es posible inferir algunas propiedades interesantes de la demanda de electricidad en el mercado estabilizado, entre las que se encuentran:

- Es posible encontrar el valor de t_{mp} que minimiza la demanda de electricidad, siendo el mismo aproximadamente 18,4 °C.
- Dado que $\widehat{\beta}_6 = 22.256$, es posible afirmar que, en promedio, la demanda de electricidad aumenta 22.256 KW por mes.
- Si se analizan las elasticidades de la demanda respecto de salarios (η_w^q) y actividad económica (η_a^q), es posible afirmar que la demanda de electricidad responde más a los cambios en los salarios (registrados por el índice de salarios) que a los cambios en la actividad económica (registrados por el EMAE) si se verifica que $\frac{320936}{5812} > \frac{a}{w}$, condición que se cumple durante todo el período estudiado. Esto resulta congruente

con el hecho de que en este mercado la mayor parte de la potencia eléctrica demandada proviene de los usuarios residenciales.

- Se puede observar que tanto el precio estacional medio como la actividad económica son inelásticas en todo el período estudiado.

Estimador de Subsidios Necesarios

Como ya se ha mencionado anteriormente, durante el periodo estudiado en este artículo (2011-2022) el segmento del MEM a precios estabilizados siempre ha necesitado financiamiento externo para funcionar, dado que los precios estacionales no cubrían los costos del sistema eléctrico. Estos subsidios han sido aportados por el estado mediante transferencias a CAMMESA, por las empresas que forman parte del mercado (con su respectivo empeoramiento de la calidad del servicio) o por una combinación de ambas fuentes (ASAP e Instituto Mosconi, 2016).

Es posible cuantificar los subsidios mediante la siguiente expresión:

$$s_t = (p_m - p_e)q_t$$

Donde s_t es el subsidio requerido por el sistema en el mes t , p_m es el precio monómico medio en ese mismo mes, p_e es el precio estacional medio y q_t es la demanda de electricidad del segmento a precios estabilizados.

Dado lo anterior, resulta posible estimar el subsidio necesario utilizando el modelo de estimación de demanda de electricidad presentado anteriormente:

$$\hat{s}_t = (p_m - p_e)\hat{q}_t$$

El Estimador de Subsidios como Modelo de Regresión

Es posible probar si \hat{s}_t es un estimador válido desde el punto de vista econométrico al proponer la siguiente regresión ajustada por mínimos cuadrados ordinarios:

$$\hat{s}_t' = \hat{\gamma}_0 + \hat{\gamma}_1(p_m - p_e)\hat{q}_t$$

Y hacer una prueba de hipótesis donde la hipótesis nula es $H_0: \hat{\gamma}_0 = 0, \hat{\gamma}_1 = 1$ y la hipótesis alternativa es $H_A: \hat{\gamma}_0 \neq 0, \hat{\gamma}_1 \neq 1$. Si se utiliza un intervalo de confianza al 95% un p -valor mayor a 0,05 rechaza la hipótesis alternativa, por lo que el modelo puede considerarse válido.

Si se reemplazan los coeficientes por sus valores ajustados se obtiene la siguiente expresión:

$$\hat{s}_t' = 3281000 + 0,9758(p_m - p_e)\hat{q}_t$$

Errores Estándar de la Regresión que Estima Subsidios

Para determinar si se deben utilizar errores robustos resulta necesario evaluar si \hat{s}_t es heterocedástico o tiene problemas de autocorrelación, cuestión que se evalúa en esta sección.

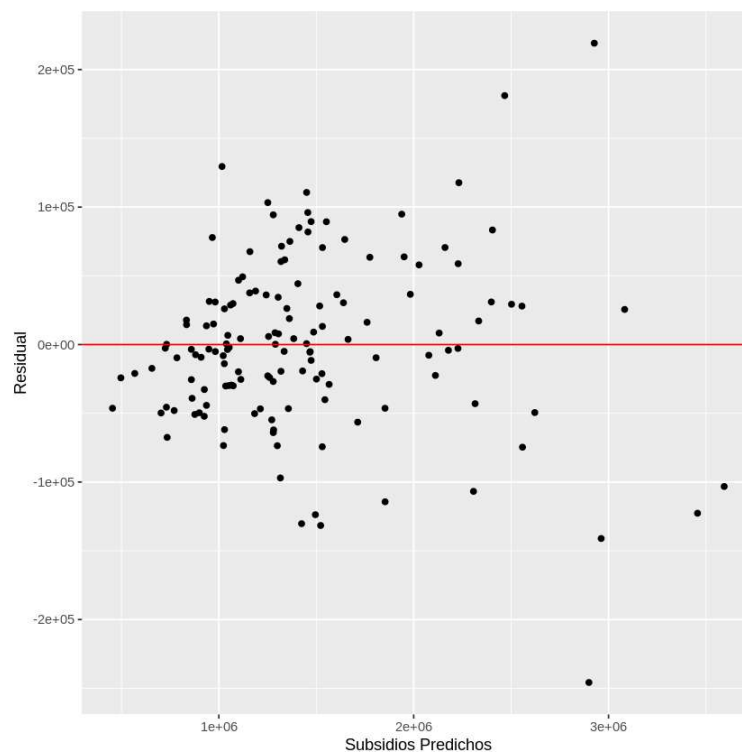
Heterocedasticidad. En este caso no resulta necesario hacer una prueba estadística para afirmar que el modelo es heterocedástico. Esto se debe a que si $q_t = \widehat{\beta}_0 + \widehat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \widehat{\beta}_2 t_{mp} + \widehat{\beta}_3 \ln(p_e) + \widehat{\beta}_4 w + \widehat{\beta}_5 a + \widehat{\beta}_6 t + u_t$, entonces:

$$s'_t = \widehat{\gamma}_0 + \widehat{\gamma}_1(p_m - p_e)[\widehat{\beta}_0 + \widehat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \widehat{\beta}_2 t_{mp} + \widehat{\beta}_3 \ln(p_e) + \widehat{\beta}_4 w + \widehat{\beta}_5 a + \widehat{\beta}_6 t + u_t] + v_t$$

De lo anterior surge que el error de predicción de s'_t será igual a $\widehat{\gamma}_1(p_m - p_e)u_t + v_t$. Dado que $\widehat{\gamma}_1 > 0$ y que $\partial s'_t / \partial (p_m - p_e) > 0$, entonces se puede afirmar que el error de predicción aumentará a medida que los subsidios predichos se incrementen y por lo tanto la varianza de los residuales no será constante.

Figura 8

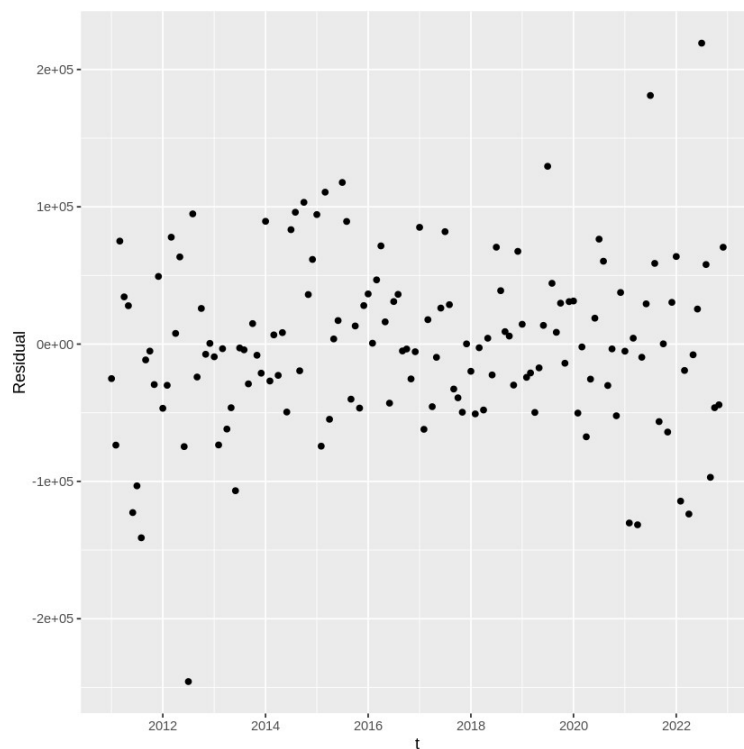
Residuales y Subsidios predichos, medidos en pesos constantes de enero de 2011.



Autocorrelación. En este caso nuevamente se aplica la prueba de Durbin-Watson para determinar si la regresión presenta problemas de autocorrelación. En este caso se verifica que el estadístico de prueba (d) tiene un valor de 1,797, por lo que con un nivel de significancia de 0,05 se puede afirmar que este modelo no presenta problemas de autocorrelación.

Figura 9

Residuales a lo largo del tiempo, medidos en pesos constantes de enero de 2011.



Resultados de la prueba de Hipótesis

Una vez confirmado que la regresión no tiene problemas de autocorrelación pero es heterocedástica se procede a realizar la prueba de hipótesis anteriormente descrita utilizando errores robustos a la heterocedasticidad. Se verifica que $p = 0,199$ por lo que con un nivel de significancia de 0,05 no se puede rechazar la hipótesis nula.

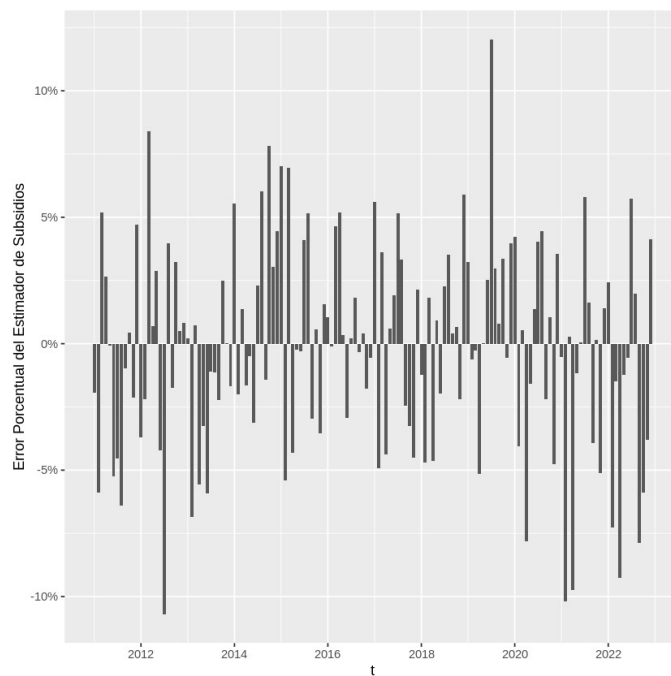
Dado lo anterior, se considera que el estimador de subsidios necesarios mediante la expresión $\hat{s}_t = (p_m - p_e)\hat{q}_t$ es correcto desde el punto de vista estadístico.

Resultados del Estimador de Subsidios

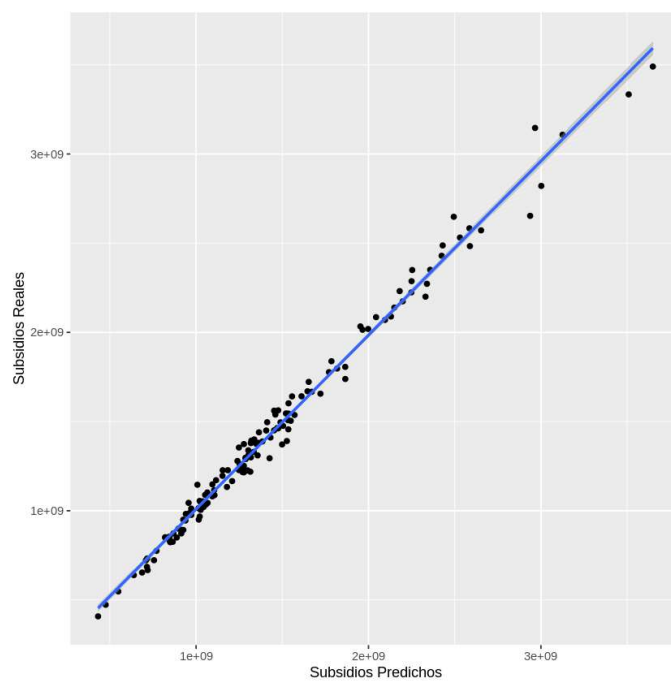
Dado que este estimador de subsidios funciona multiplicando la regresión de demanda de electricidad por un parámetro $(p_m - p_e)$ los errores porcentuales de predicción son los mismos en ambos casos: el error porcentual absoluto promedio es de 3,15%, la mayor subestimación es de -10,70% y la mayor sobreestimación es de 12,04%.

Figura 10

Error Porcentual del Estimador de Subsidios a lo Largo del Tiempo

**Figura 11**

Subsidios Reales vs Subsidios Estimados, Medidos en Pesos Constantes de Enero de 2011



Algunas Propiedades del Estimador de Subsidios

- En el caso de la temperatura, el índice de salarios y el EMAE se verifica que las elasticidades de los subsidios respecto de esas variables (η_{tmp}^s , η_w^s y η_a^s , respectivamente) son iguales a la elasticidad de la demanda de electricidad respecto de las mismas variables ($\eta_{tmp}^s = \eta_{tmp}^q$, $\eta_w^s = \eta_w^q$ y $\eta_a^s = \eta_a^q$) por lo que en el caso de estas variables es posible extraer las mismas conclusiones que en el caso del estimador de demanda.
- La elasticidad de los subsidios respecto del precio monómico medio está dada por la expresión $\eta_{p_m}^s = \frac{p_m}{p_m - p_e}$. Dado que en todo el período considerado se cumple que $p_m > p_e$ entonces el precio monómico medio siempre es elástico respecto de los subsidios energéticos. Además, se observa que esta variable es la más elástica durante todo el período estudiado.
- La elasticidad de los subsidios respecto del precio estacional medio está dada por la expresión $\eta_{p_e}^s = \frac{(q_t + \widehat{\beta}_3)p_e}{s_t}$. Esto implica que la elasticidad del precio estacional medio respecto de los subsidios energéticos es mucho mayor que la elasticidad precio de la demanda de electricidad, e incluso ocurre que en 41 meses es elástica.

Conclusiones

En el presente artículo se ha construido un modelo interpretable y con validez interna y teórica que permite hacer predicciones relativamente confiables de la demanda de electricidad en el segmento del mercado eléctrico mayorista que funciona con precios estabilizados. Se ha verificado también que si se multiplican las predicciones de dicho modelo por la diferencia entre los costos y el precio medio del sistema es posible hacer buenas predicciones respecto del financiamiento necesario del sistema y que este estimador es económicamente válido.

Es posible extraer algunas conclusiones económicas relevantes de estas regresiones. Resulta particularmente relevante desde la perspectiva fiscal que durante el período estudiado la elasticidad de los subsidios respecto del precio monómico siempre es mayor a 1 y es la variable de mayor elasticidad, lo que enfatiza el hecho de que los subsidios otorgados dependen más de los costos del sistema que del precio estacional medio, determinado en gran medida por la política de tarificación llevada a cabo.

Otra conclusión interesante está relacionada con las elasticidades del precio estacional medio. En el caso de la demanda de electricidad se observa que la máxima elasticidad de esta variable es aproximadamente 0,048, por lo que en este mercado la demanda es extremadamente inelástica. Pero en el caso del estimador de subsidios la elasticidad siempre es mucho mayor, llegando a ser mayor a 1 en 41 de los 144 meses de la muestra. De aquí se puede concluir que una política de reducción de subsidios mediante el aumento real de precio estacional medio puede reducir significativamente la necesidad de financiamiento del sistema sin grandes disminuciones en la cantidad de potencia demandada.

Otro resultado llamativo es la poca relación que existe entre la actividad económica (medida a través del EMAE) y la demanda de electricidad, siendo el máximo valor $\eta_{\alpha}^q = 0,35$. Dado que en esta variable la elasticidad es igual en el caso de los subsidios y de la demanda, resulta que la actividad económica no parece ser un factor relevante en la política de subsidios.

Resulta importante destacar que futuros cambios estructurales en la demanda de electricidad pueden hacer que la regresión presentada deje de ser válida. En ese caso puede ser necesario ajustar nuevamente los parámetros o cambiar la estructura del modelo (añadir/quitar variables, agregar interacciones, etc.)

Es también posible que se puedan hacer mejores predicciones de los subsidios si se construye desde el principio una regresión dedicada a hacer predicciones sobre esa variable.

Referencias

- ADEERA. (2023). *Informe Anual de Demanda*. <https://www.adeera.org.ar/>
- AGUEERA. (s. f.). *INFORMACIÓN ÚTIL – Aqueera*. Recuperado 20 de noviembre de 2023, de <https://www.agueera.com.ar/informacion-util/>
- Asensio, M. A. (1998). Los Monopolios Naturales y La Política Pública. *Centro de Estudios Científicos y Técnicos*. <https://dokumen.tips/documents/asensio-los-monopolios-naturales-y-la-politica-publica.html>
- Asociación Argentina de Presupuesto, & Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”. (2016). *Los Subsidios Energéticos en Argentina*. <https://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/12/LOS-SUBSIDIOS-ENERG--TICOS-EN-ARGENTINA-RESUMEN-EJECUTIVO.pdf>
- Asociación Distribuidores Energía Eléctrica de la República Argentina. (2021). *Subsidios en Energía y en Electricidad*. <https://www.adeera.org.ar/>
- Breusch, T. S., & Pagan, A. R. (1979). A Simple Test for Heteroscedasticity and Random Coefficient Variation. *Econometrica*, 47(5), 1287-1294. <https://doi.org/10.2307/1911963>
- CAMMESA. (2023a). *Informe Anual* [dataset]. <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>
- CAMMESA. (2023b). *Información Institucional*. <https://cammesaweb.cammesa.com/empresa/>
- Dirección General de Estadística y Censos de la Ciudad de Buenos Aires. (2023). *Temperatura media, máxima media y mínima media (°C). Ciudad de Buenos Aires. Enero 1991 / mayo 2023* [dataset]. <https://www.estadisticaciudad.gob.ar/eyc/?p=27702>
- Dirección Provincial de Estadística y Censos. (2023). *IPC San Luis* [dataset]. <http://www.estadistica.sanluis.gov.ar/indice-de-precios-al-consumidor-san-luis/>
- Durbin, J., & Watson, G. S. (1951). Testing for Serial Correlation in Least Squares Regression. II. *Biometrika*, 38(1/2), 159-177. <https://doi.org/10.2307/2332325>
- Energía Argentina S.A. (2023a). Centrales Térmicas Manuel Belgrano y San Martín. *Energía Argentina*. <https://www.energia-argentina.com.ar/index.php/centrales-termicas/>
- Energía Argentina S.A. (2023b). *Terminales de regasificación de GNL*. <https://www.energia-argentina.com.ar/index.php/gas/gnl/>

ENRE. (2018, marzo 16). *Entes Reguladores provinciales de energía eléctrica y gas natural*. Argentina.gob.ar. <https://www.argentina.gob.ar/energia/entes-reguladores-provinciales-de-energia-electrica-y-gas-natural>

Gerchunoff, P., & Canovas, G. (1995). Privatizaciones en un contexto de emergencia económica. *Desarrollo Económico*, 34(136), 483. <https://doi.org/10.2307/3467281>

Greco, M. E., & Margulis, L. D. (2014). *Análisis de los Determinantes de la Demanda Residencial de Eenergía Eléctrica en Argentina*.

INDEC. (2023a). *Estimador Mensual de Actividad Económica* [dataset]. <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-9-48>

INDEC. (2022, noviembre 15). *Índice de precios al consumidor*. <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-5-31>

INDEC. (2023b). *Índice de salarios*. <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-4-31-61>

INFOLEG. (1992, enero 16). *Resolución 61/92*. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/19333/norma.htm>

INFOLEG. (2002, enero 6). *EMERGENCIA PUBLICA Y REFORMA*. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/71477/norma.htm>

Jouravlev, A. S. (2001). *Necesidades de información y regulación estructural*. CEPAL, Div. de Recursos Naturales e Infraestructura.

Landrein, M. (2000). *Evaluación de contratos de futuros y opciones eléctricos en Argentina*.

Larrere, G. (2017). *Hacia la normalización del sistema eléctrico argentino: Un análisis de la demanda residencial*.

Murillo, M. V., & Finchelstein, D. (2004). Privatización y poder de mercado: El caso de la generación de energía eléctrica en la Argentina. *Desarrollo Económico*, 44(173), 131-144. <https://doi.org/10.2307/3455870>

Navajas, F. (2022). *Los subsidios a la energía en la Argentina en 2022*. http://www.fiel.org/publicaciones//OTRAS_INVE_1649099873299.pdf

Nucleoeléctrica Argentina S.A. (2023). *Institucional*. <https://www.na-sa.com.ar/es/Institucional>

Pesce, G., Pedroni, F., Alabi, E. E., & Rocco, P. D. (2020, octubre 23). *Mercado de energía eléctrica mayorista en la Argentina: ¿Y si hubiese riesgo de precio?*

Pistonesi, H. (2000). *Sistema eléctrico argentino: Los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. Naciones Unidas, CEPAL, Div. de Recursos Naturales e Infraestructura, Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ «Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe».

Ramsey, J. B. (1969). Tests for Specification Errors in Classical Linear Least-Squares Regression Analysis. *Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological)*, 31(2), 350-371.

Secretaria De Energía. (s. f.). *Informe del Sector Electrico 2006-2010*. Recuperado 20 de noviembre de 2023, de <http://datos.energia.gob.ar/>

Stock, J. H., & Watson, M. M. (2012). *Introduccion a la Econometria* (3.^a ed.). Pearson Educación S.A.

Apéndice

Elasticidades de la Temperatura

La elasticidad de la temperatura respecto de la demanda de electricidad está dada por:

$$\eta_{tmp}^q = \frac{\partial q_t}{\partial t_{mp}} \frac{t_{mp}}{q_t} = \frac{(2\widehat{\beta}_1 t_{mp} + \widehat{\beta}_2) t_{mp}}{q_t} = \frac{2\widehat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \widehat{\beta}_2 t_{mp}}{q_t} = \frac{77516 t_{mp}^2 - 1426205 t_{mp}}{q_t}$$

Si se define $d = p_m - p_e$, entonces la elasticidad de la temperatura respecto de los subsidios es:

$$\eta_{tmp}^s = \frac{\partial s_t}{\partial t_{mp}} \frac{t_{mp}}{s_t} = \frac{(d2\widehat{\beta}_1 t_{mp} + d\widehat{\beta}_2) t_{mp}}{s_t} = \frac{d(2\widehat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \widehat{\beta}_2 t_{mp})}{dq_t} = \frac{2\widehat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \widehat{\beta}_2 t_{mp}}{q_t} = \eta_{tmp}^q$$

Elasticidades del Índice de Salarios

Según el modelo presentado, la elasticidad del índice de salarios respecto de la demanda de electricidad es:

$$\eta_w^q = \frac{\partial q_t}{\partial w} \frac{w}{q_t} = \frac{\widehat{\beta}_4 w}{q_t} = \frac{320936w}{q_t}$$

Y nuevamente se cumple que la elasticidad de esta variable respecto de los subsidios es igual que respecto a la demanda de electricidad:

$$\eta_w^s = \frac{\partial s_t}{\partial w} \frac{w}{s_t} = \frac{d\widehat{\beta}_4 w}{dq_t} = \frac{\widehat{\beta}_4 w}{q_t} = \eta_w^q$$

Elasticidades del EMAE

La elasticidad del EMAE respecto de la demanda de electricidad es la siguiente:

$$\eta_a^q = \frac{\partial q_t}{\partial a} \frac{a}{q_t} = \frac{\widehat{\beta}_5 a}{q_t} = \frac{15812a}{q_t}$$

Y al igual que en los casos anteriores la elasticidad de la demanda de electricidad y de los subsidios son equivalentes

$$\eta_a^s = \frac{\partial s_t}{\partial a} \frac{a}{s_t} = \frac{d\widehat{\beta}_5 a}{dq_t} = \frac{\widehat{\beta}_5 a}{q_t} = \eta_a^q$$

Elasticidades del Precio Estacional Medio

La elasticidad precio de la demanda de electricidad está dada por:

$$\eta_{p_e}^q = \frac{\partial q_t}{\partial p_e} \frac{p_e}{q_t} = \frac{\widehat{\beta}_3}{q_t} = \frac{332004}{q_t}$$

Y la elasticidad respecto de los subsidios es:

$$\eta_{p_e}^s = \frac{\partial s_t}{\partial p_e} \frac{p_e}{s_t}$$

La derivada es equivalente a:

$$\begin{aligned} \frac{\partial s_t}{\partial p_e} &= - \left(\widehat{\beta}_0 + \widehat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \widehat{\beta}_2 t_{mp} + \frac{\widehat{\beta}_3 p_e}{p_e} + \widehat{\beta}_3 \ln(p_e) + \widehat{\beta}_4 w + \widehat{\beta}_5 a + \widehat{\beta}_6 t \right) = \\ &= - \left(\underbrace{\widehat{\beta}_0 + \widehat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \widehat{\beta}_2 t_{mp} + \widehat{\beta}_3 \ln(p_e) + \widehat{\beta}_4 w + \widehat{\beta}_5 a + \widehat{\beta}_6 t}_{=q_t} + \widehat{\beta}_3 \right) = -(q_t + \widehat{\beta}_3) \end{aligned}$$

Por lo que la expresión de la elasticidad es:

$$\eta_{p_e}^s = \frac{-(q_t + \widehat{\beta}_3)p_e}{s_t}$$

Elasticidad del Precio Monómico

La elasticidad del precio monómico respecto de los subsidios está dada por:

$$\eta_{p_m}^s = \frac{\partial s_t}{\partial p_m} \frac{p_m}{s_t}$$

$$\frac{\partial s_t}{\partial p_m} = \widehat{\beta}_0 + \widehat{\beta}_1 t_{mp}^2 + \widehat{\beta}_2 t_{mp} + \widehat{\beta}_3 \ln(p_e) + \widehat{\beta}_4 w + \widehat{\beta}_5 a + \widehat{\beta}_6 t = q_t$$

$$\eta_{p_m}^s = \frac{q_t p_m}{s_t} = \frac{q_t p_m}{(p_m - p_e) q_t} = \frac{p_m}{(p_m - p_e)}$$