



Agosto
2016

La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos

Documento de trabajo

Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos
Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación

Autoridades

Ministro de Energía y Minería

Ing. Juan José Aranguren

Secretario de Planeamiento Energético Estratégico

Ing. Daniel Redondo

Subsecretario de Escenarios y Evaluación de Proyectos

Lic. Mauricio Roitman

Director Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos

Lic. Sebastián Sánchez

Autores

Mg. Leonardo J. Mastronardi

Lic. Ma. Alejandra Sfeir

Lic. Sebastián Sánchez

Índice

I. Introducción	4
II. Estado del arte	5
III. Datos a utilizar y modelo de análisis	7
a. Comportamiento de la demanda y datos disponibles.....	7
b. Modelos y metodología de estimación.....	13
IV. Resultados	15
V. Conclusiones	19
VI. Bibliografía.....	21
VII. Anexo I: Cálculo de precio relativo de la electricidad respecto al gas.....	23

La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos

Mg. Leonardo J. Mastronardi¹ – Lic. Ma. Alejandra Sfeir¹ – Lic. Sebastián Sánchez¹

Resumen

El trabajo tiene como objetivo descomponer los efectos que provocan variaciones en la demanda de electricidad diaria. Con el objeto de mejorar la toma de decisiones teniendo en cuenta el impacto que el clima y otras variables tienen sobre la demanda de energía eléctrica, se presentan modelos estacionales y cuadráticos para las regiones de AMBA, Córdoba, Mendoza, Tucumán y Santa Fe. Dependiendo de la región y la especificación del modelo, la temperatura y el resto de las variables utilizadas explican entre un 65% y un 90% la demanda de energía eléctrica. Se encuentra una dependencia positiva en meses “cálidos” que oscila entre 2% y 3% por cada grado centígrado adicional de temperatura. Se revierte el efecto en meses “fríos” aumentando entre un 0.3% y un 1.4% la demanda ante la disminución de un grado adicional de temperatura. Se analiza en el trabajo que los resultados encontrados van en línea a otros estudios de la literatura.

I. Introducción

Argentina ha registrado en los últimos años un incremento de situaciones de stress y exigencia de los sistemas de distribución de energía eléctrica, afectando así el funcionamiento y configuración del sistema eléctrico en su conjunto. Se observa un pronunciamiento de la estacionalidad de la demanda con picos de energía y potencia que se desarrollan típicamente en verano y en invierno.

Con el paso de los años se puede apreciar el crecimiento tendencial de la demanda, sin embargo, es importante destacar que en los últimos 6 años se produjo un cambio estructural en la misma que viene dado por un mayor pronunciamiento de los picos de verano e invierno. Esto se infiere en la literatura como producto de la acumulación de equipos de acondicionadores de aire y de calefacción eléctrica, dada la ausencia de mecanismos de incentivos por tarifas y políticas de eficiencia energéticas adecuadas. Esta situación provoca un alto costo de mantenimiento de sistema por la necesidad de mayor potencia y de las líneas de transporte y distribución que deben estar disponibles para ser utilizadas durante los picos, es decir fuertes inversiones con un bajo factor de utilización.

¹ Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico, Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina.

El mercado eléctrico es administrado por CAMMESA. La demanda total puede dividirse en dos grandes grupos: residencial y no residenciales. Dentro de la demanda no residencial a su vez se encuentran 5 subcategorías dependiendo de la metodología de facturación y del volumen de su demanda de energía y potencia: comerciales y Grandes Usuarios de Distribuidoras (GUDIs), Grandes Usuarios Particulares (GUPAs), Grandes Usuarios Menores (GUMEs) y Grandes Usuarios Mayores (GUMAs). Dentro de las 5 subcategorías no residenciales, sólo los GUMA's tienen relación directa con CAMMESA comprando energía en el Mercado Mayorista, el resto compran la energía (y algunos contratan potencia) a través de las distribuidoras.

Como se muestra en la sección III, la estacionalidad de la demanda se produce principalmente en la porción abastecida por las distribuidoras, explicada fundamentalmente por un efecto intra-distribuidora de los usuarios residenciales y comerciales. Dicha estacionalidad tiene una fuerte relación con componentes climáticos y de actividad laboral diaria. Es por esto que el presente trabajo tiene como objetivo descomponer los efectos que provocan variaciones en la demanda de electricidad de corto plazo con el objeto de mejorar la toma de decisiones teniendo en cuenta el impacto que el clima y la actividad diaria tienen sobre la demanda de energía eléctrica.

Para el análisis se tomaron datos históricos de demanda diaria de electricidad desde enero de 2010 hasta junio de 2016 obtenida de los informes semanales de CAMMESA. El trabajo realizará una primera descomposición de factores relacionados con la actividad y el clima en la demanda diaria de las distribuidoras (que contiene clientes residenciales y no residenciales -comerciales, GUDI, GUPA y GUME-).

Se formularon tres tipos de modelos econométricos de acuerdo a las formas funcionales a estimar: un modelo cuadrático y dos grupos de modelos de carácter estacional (para invierno y para verano por separado, en niveles y en modelos tipo log-lin). Los mismos contemplan los efectos de la temperatura y de otras variables capturando efectos mensuales, actividad diaria laboral, cambio de pendiente por días cálidos y fríos y efecto tendencial anual.

De acuerdo a los resultados de los modelos hay significatividad estadística en la modelización de los efectos de la temperatura sobre la demanda de energía de las distribuidoras. Los resultados varían la bondad de ajuste del modelo a lo largo de las regiones, siendo importantes a la hora de proyectar la demanda estacional regional teniendo en cuenta los pronósticos climáticos a 3 y 6 meses.

II. Estado del arte

La importancia de la administración de los mercados de energía eléctrica a nivel global desencadenó en los últimos tiempos diferentes estudios que relacionan la energía eléctrica con componentes climáticas como factores importantes que determinan su nivel. La predicción de la demanda eléctrica con la mayor precisión posible resulta fundamental a la hora de administrar el mercado, dado la energía

eléctrica que es consumida en un instante está siendo producida en ese mismo instante con la imposibilidad certera de poder interferir consumos.

Los trabajos relevados en la literatura encuentran una relación de no linealidad global entre la temperatura y la demanda eléctrica. Este efecto se confirma en Argentina dado que en meses invernales la relación se hace negativa mientras que en los meses estivales la relación de la demanda de electricidad con la temperatura es positiva y creciente.

Ghalehkhondabi (2016) realiza un relevamiento de la literatura más reciente (2005-2015) con una descripción de la tipificación de los modelos más utilizados a nivel mundial en términos de predicción eléctrica. Si bien la mayoría de los modelos utilizan un enfoque econométrico de cross section (similar al que se presentará en las siguientes secciones) y de series de tiempo para la predicción de demanda anual, mensual, diaria y horaria, existen nuevas aplicaciones de la neurociencia alrededor del modelaje de redes neuronales artificiales (ANN por sus siglas en inglés)²,

Mediante el planteo de modelos similares al de este documento, Blásquez et al (2012) utiliza datos climáticos mediante modelos econométricos estimar la demanda de energía eléctrica residencial mensual de diferentes regiones de España. Molnár et al (2016) utiliza datos climáticos, horas de luz diaria e información industrial para predecir la curva de carga diaria (demanda de energía eléctrica horaria) en Alemania. Análisis similares pueden consultarse en Psiloglou et al. (2009) para las ciudades de Londres y Atenas, Hondroyiannis (2004) para varias ciudades griegas, o Valor et al. (2001) en otro análisis para España.

También resulta interesante el trabajo de Watson et al (2005) con la introducción de los indicadores que se conocen en la literatura como *Heating Degree Days* (HDD) y *Cooling Degree Days* (CDD) y que capturan la variabilidad intradiaria de la temperatura respecto a una temperatura de “confort” y los utilizan para proyectar la demanda eléctrica del Reino Unido.

Aroonruengsawat y Auffhammer (2009) estiman la demanda eléctrica de California utilizando variables binarias para identificar efectos regionales dentro del estado con un modelo log-lineal (similares a los modelos iii y iv presentados en la sección III-b) y simular efectos de cambios en el clima sobre la demanda energética del estado.

Dentro de los estudios que se destacan en el caso argentino encontramos a Blancona (2000) que utiliza pronósticos climáticos para predecir la demanda de energía. Gutiérrez (2013) investiga la relación entre temperatura y demanda de energía entre 2002 para la provincia de Mendoza en las distribuidoras EDEMSA, EDESTESA, CGCRUZ y el resto de las cooperativas provinciales, encontrando

² Puede consultarse el trabajo de Beccali et al (2007) para el caso de la ciudad italiana de Palermo, o Haykin (1998) para comprender esta metodología.

fuertes relaciones con la temperatura y casi nulo efecto precio (elasticidad cercana a 0).

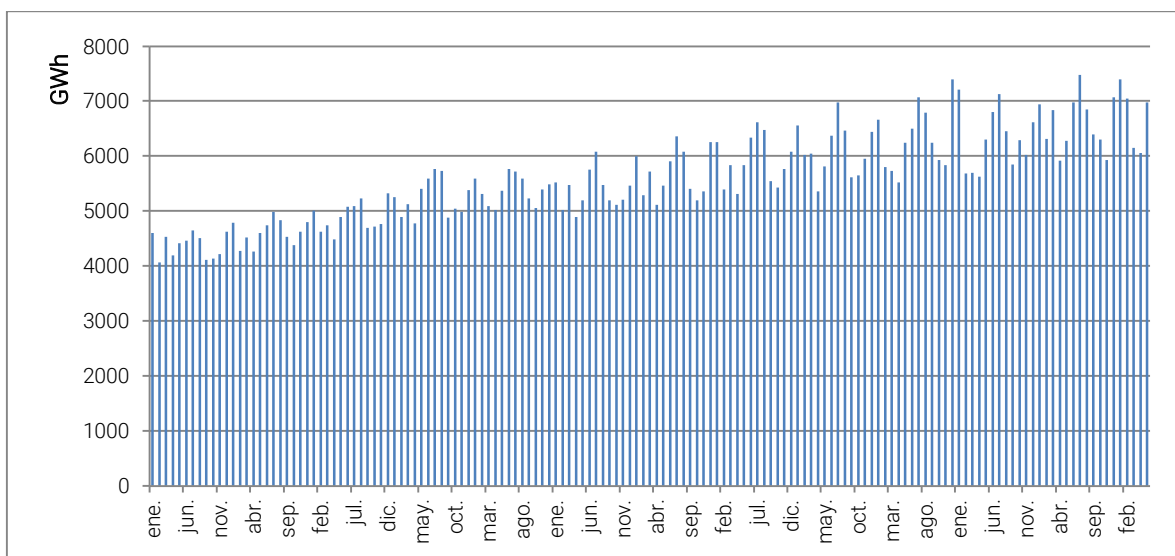
Por otra parte, Beyrne, Trajtenberg y Malvicino (2015) estudian el comportamiento diario de la demanda total de Argentina en términos de la temperatura de un pool de ciudades encontrando efectos intradiarios específicos en modelos en econométricos en niveles y log-lineales. Zotelo (2016) realiza análisis de regresión simple respecto a la energía y a la potencia demandada contrastándola con pronósticos climáticos a 3 meses con el objeto de analizar el desempeño de sus pronósticos del clima (temperaturas y olas de frío y calor) respecto al impacto en la demanda total de energía del país estimada.

III. Datos a utilizar y modelo de análisis

a. Comportamiento de la demanda y datos disponibles

Como se mencionó en la introducción, Argentina tiene picos de demanda en verano (con altas temperaturas) y en invierno (con bajas temperaturas). El Gráfico 1 muestra el comportamiento de la demanda mensual en su conjunto utilizando datos de CAMMESA entre enero de 2004 y junio de 2016. Puede observarse el aumento tendencial que acompañó el crecimiento del país de los últimos 12 años, pero también se destaca a partir del año 2010-2011 en adelante la forma en que los períodos de pico mensual comienzan a separarse (y pronunciarse) respecto de los períodos de valle mensual. Esto de acuerdo a la inferencia que realizan Beyrne, Trajtenberg y Malvicino (2015) podría ser producto de la acumulación de aparatos de acondicionadores de aire y calefacción eléctrica. Dada la ausencia de mecanismos de incentivos al consumo eficiente, esta situación provoca un alto costo al sistema por la potencia demandada y las líneas de transporte y distribución que deben estar disponibles para ser utilizadas, con un bajo factor de utilización.

Gráfico N° 1: Demanda total de energía eléctrica en Argentina. Años 2004-2016 en Gigawatts/hora.



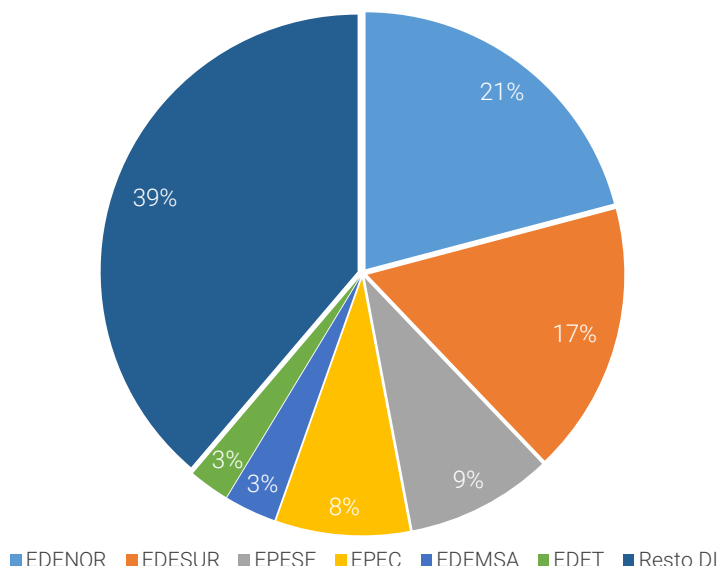
Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA.

La demanda de energía se concentra en los principales centros urbanos. Dadas las características regulatorias del sector eléctrico, las distribuidoras constituyen monopolios regionales abasteciendo la demanda por áreas de concesión. Mediante la utilización de la base de datos soporte del informe mensual de CAMMESA, se obtiene la participación de los principales agentes distribuidores de CAMMESA en términos de energía requerida al mercado mayorista. Las distribuidoras EDENOR y EDESUR que abastecen el Área Metropolitana de Buenos Aires, EPEC (Córdoba), EDET (Tucumán), EDEMSA (Mendoza) y EPESF (Santa Fe y Rosario) concentraron en 2015 el 61% de la demanda³. La energía restante es entregada por otras distribuidoras más pequeñas o empresas cooperativas de distribución. El Gráfico 2 muestra la composición de la demanda por distribuidora para el año 2015.

Dado que la demanda de las distribuidoras contiene a clientes residenciales y no residenciales, el Gráfico 3 muestra la composición para cada una de las distribuidoras seleccionadas de clientes residenciales, no residenciales menores a 300 kW, GUDI y GUME. Esta información diaria será tomada en conjunto para cuantificar los efectos climáticos y poder separar su efecto del crecimiento tendencial de la demanda. Como puede observarse, más del 80% del total de la demanda de las distribuidoras proviene de clientes residenciales y comerciales que son aquellos que presentan estacionalidad en la demanda. Por lo tanto, se utilizará esta base diaria tomando a la demanda de cada distribuidora en su conjunto, con el fin de cuantificar los efectos climáticos y poder separar su impacto del crecimiento tendencial de la demanda.

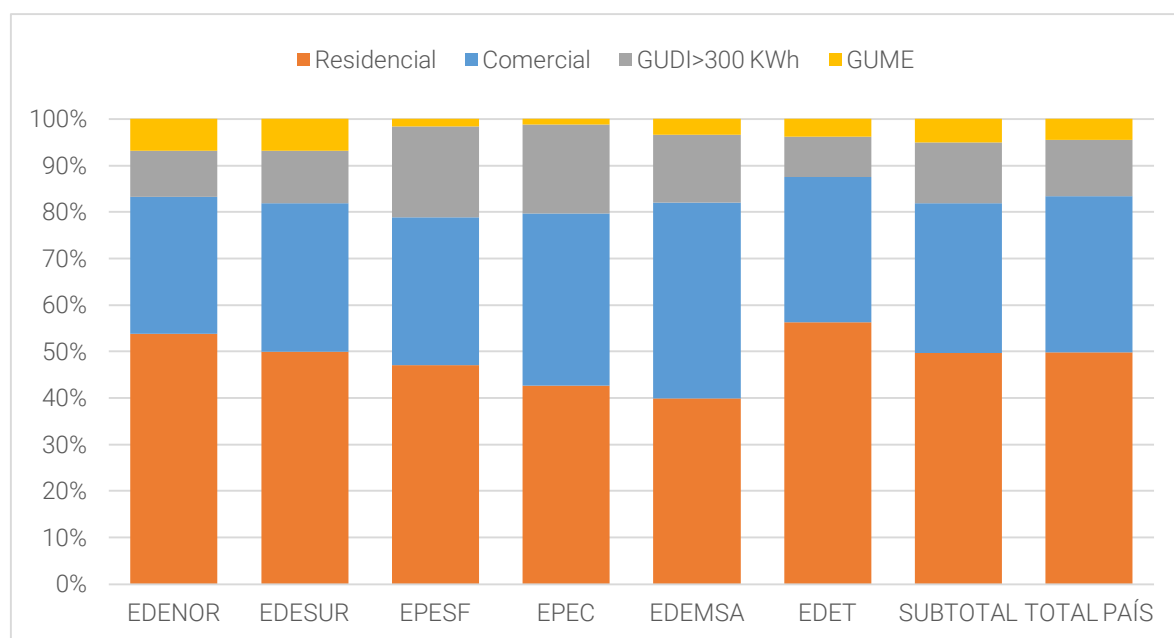
³ Contiene clientes residenciales y no residenciales —comerciales, GUDI y GUME—

Gráfico N° 2: Composición de la demanda para agentes de CAMMESA distribuidoras.



Fuente: Elaboración propia en base a datos mensuales de CAMMESA.

Gráfico N° 3: Composición de la demanda del año 2015 de la distribuidora por tipo de cliente.



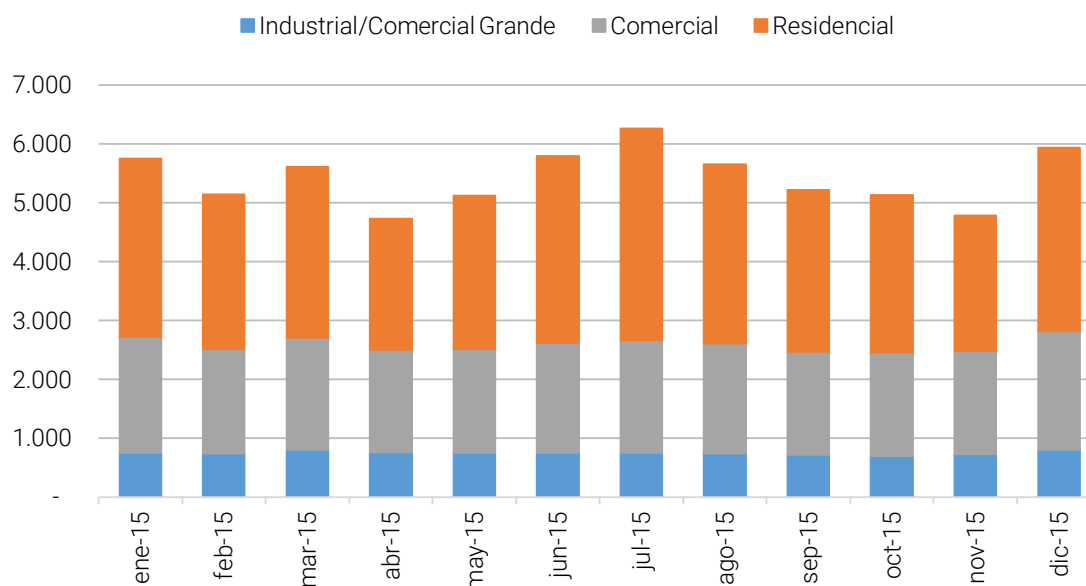
Fuente: Soporte informe mensual CAMMESA.

En el Gráfico 4 se muestra la estacionalidad de la demanda para el conjunto de distribuidoras seleccionadas⁴. Se observa que el comportamiento es bastante homogéneo a lo largo de las mismas y que la estacionalidad está influenciada principalmente por los clientes residenciales. Los clientes GUDI's (agrupados en la

⁴ El comportamiento de la demanda estacional es homogéneo para la demanda de cada distribuidora con lo que se reportan en conjunto y no por separado.

categoría industrial/comercial grandes) no presentan variaciones significativas en su demanda a lo largo del año, en tanto que la estacionalidad de los usuarios comerciales tampoco es significativa (tienen una leve estacionalidad en verano e invierno).

Gráfico N° 4: Estacionalidad de la demanda en el año 2015 de las distribuidoras seleccionadas.

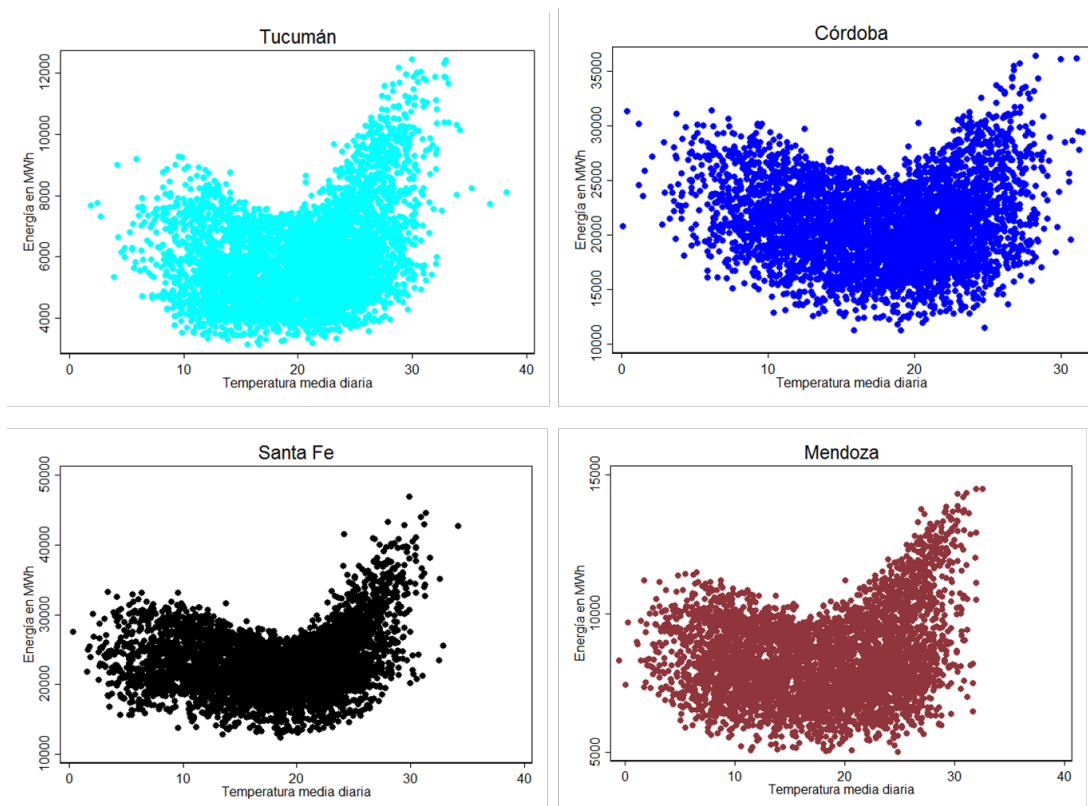


Fuente: Soporte informe mensual CAMMESA.

Para el cómputo de los efectos relacionados con el clima (temperaturas medias, máximas y mínimas diaria) se utilizaron datos meteorológicos del Sistema Meteorológico Nacional (SMN) tomados de las estaciones de Ezeiza (aeropuerto), y de las ciudades de Rosario, Santa Fe ⁵, Córdoba, Tucumán y Mendoza. El Gráfico 5 muestra la relación entre demanda de energía eléctrica y temperatura para las distribuidoras EDEMSA, EPEC, EPESF y EDET para todo el conjunto de años (2004-2016-junio).

⁵ Para el caso de EPESF dado que los principales centros de demanda se constituyen en las ciudades de Rosario y Santa Fe, fueron ponderadas las temperaturas diarias por la cantidad de población respectiva teniendo en cuenta el Censo 2010 (INDEC).

Gráfico N° 5: Relación entre temperatura y demanda de energía eléctrica para distribuidoras seleccionadas. Años 2004 a 2016 (junio).



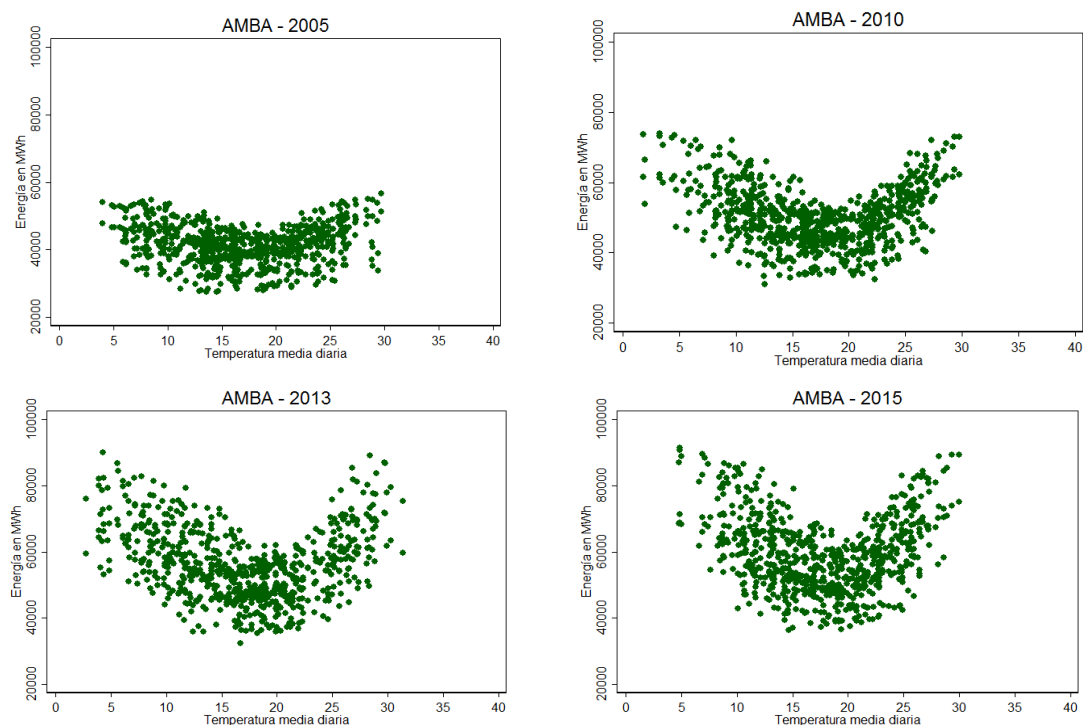
Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA e información meteorológica del SMN. Nota: Energía distribuida por EPEC, EPESF, EDEMSA y EDET en MWh y temperatura en grados Celsius.

Si bien en los gráficos no se observan efectos para diferentes años que computen el crecimiento interanual, se observa que para cada región a “bajas” temperaturas la demanda aumenta teniendo pendiente negativa y para “altas” temperaturas la demanda tiene una relación directa con la temperatura teniendo una pendiente positiva. Así mismo se observa gráficamente que las pendientes no son homogéneas en términos regionales lo que justifica una estimación por distribuidora. También si se evalúa la relación general entre temperatura y energía, se puede llegar a estimar una función cuadrática, donde el componente cuadrático es positivo

Con el objeto de comprender estas relaciones y sus modificaciones a través de los años, se presenta en el Gráfico 6 la evolución de la relación entre temperatura y energía para el AMBA. Como puede observarse con el paso del tiempo la demanda comienza a tomar cada vez mas forma de “U” pronunciando con el paso de los años su pendiente negativa y positiva en torno a la temperatura considerada de confort entre los 16°C y los 19°C de media diaria. Puede apreciarse también que a través de los años la “U” va subiendo de nivel, lo cual es consecuencia del crecimiento tendencial de la demanda, efecto que debe ser contemplado en las estimaciones para cuantificar anualmente su desenvolvimiento. Se observa que a partir de un

umbral de temperatura (que luego definiremos como días cálidos y fríos)⁶ las pendientes se hacen más pronunciadas en verano y similares o un poco más leves en invierno.

Gráfico N° 6: Relación entre temperatura y demanda de energía eléctrica para AMBA. Años seleccionados.



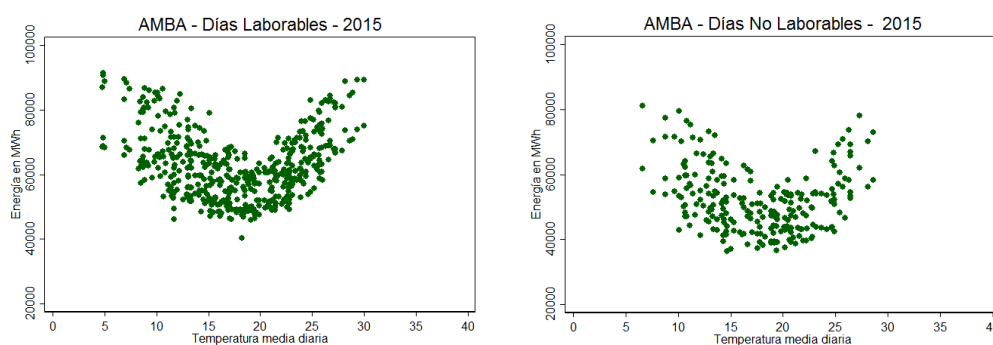
Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA e información meteorológica del SMN. Nota: Energía distribuida en conjunto por EDESUR y EDENOR en MWh y temperatura en grados Celsius.

Otros factores relacionados con la actividad diaria influyen de manera directa en los niveles de energía consumida. Teniendo en cuenta las diferencias entre los días laborables y no laborables (fin de semana y feriados de cualquier índole), en el Gráfico 7 se presenta la relación entre temperatura y demanda de energía eléctrica, por días laborables y no laborables para el año 2015.

Del Gráfico 7 se desprende que en ambos tipos de jornadas la forma tipo “U” se mantiene, pero se aprecia que el nivel absoluto de demanda de los días no laborables se ubica siempre por debajo de los días laborables, lo cual refuerza la necesidad de incluir una variable que capture este efecto en el modelo de la siguiente subsección.

⁶ Los días cálidos son aquellos con media mayor a 26° y temperatura máxima mayor a 29°C. Los días “fríos” son aquellos con media menor a 10°C y mínima inferior a 5°. Estas clasificaciones van en torno a otras similares en la literatura (Zotelo, 2014).

Gráfico N° 7: Relación entre temperatura y demanda de energía eléctrica para AMBA diferenciando días laborables y no laborables. Año 2015.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA e información meteorológica del SMN. Nota: Energía distribuida en conjunto por EDESUR y EDENOR en MWh y temperatura en grados Celsius.

b. Modelos y metodología de estimación

Luego de describir la relación entre la temperatura y la demanda de energía eléctrica y teniendo en cuenta variables de actividad (i.e día laborable vs. no laborable, tendencia anual) y efectos por mes; se proponen tres grupos de modelos a estimar para las principales distribuidoras del país: dos grupos de tipo estacional y uno conjunto.

Los modelos son de carácter econométrico mediante la utilización de mínimos cuadrados ordinarios (MCO) y estiman el impacto diario sobre la demanda de energía eléctrica de diferentes variables explicativas determinadas por la temperatura diaria media, si el día resulta laborable o no, efectos fijos por mes, cualificación de días cálidos o fríos y efectos de crecimiento anual tendencial, entre otras variables. Esto permite distinguir el efecto climático sobre la demanda de energía, descomponiendo el efecto propiamente dicho del crecimiento tendencial de base. Esto es importante para poder aislar los efectos producidos por la coyuntura impuesta por el clima.

El primer grupo de modelos basa sus cálculos en modelos estacionales para cuantificar las pendientes en los meses “cálidos” y los meses “fríos”. Análisis estacionales con modelos econométricos similares son usualmente utilizados, para Argentina y como se mencionó anteriormente pueden consultarse los aportes de Gutiérrez (2013), Beyrne, Trajtenberg y Malvicino (2015) y Zotelo (2016).

El modelo estacional en niveles permite interpretar los coeficientes de manera que un cambio en el nivel de una variable explicativa cambia tantas veces como el coeficiente lo indique la energía en MWh. El mismo viene dado por las siguientes ecuaciones:

i) Modelo de invierno (abril-septiembre)

$$\begin{aligned} \diamond & \quad energia_i = \beta_0 + \beta_1 T + \delta_1 Tend + \delta_2 DL + \delta_3 TF + \sum_m \alpha_m M_i \\ \diamond & \quad M_i \in [4; 9] \end{aligned}$$

ii) Modelo de verano (octubre - marzo)

$$\begin{aligned} \diamond & \quad energia_i = \beta_0 + \beta_1 T + \delta_1 Tend + \delta_2 DL + \delta_3 TC + \sum_m \alpha_m M_i \\ \diamond & \quad M_i \in \{[1; 3] \cup [10; 12]\} \end{aligned}$$

Siendo T la temperatura media diaria, $Tend$ el componente de tendencia anual, DL una variable binaria que indica si el día es laborable, TF/TC un efecto de empuntamiento de la demanda (indica un cambio en la pendiente esperada) si el día es cálido (media mayor a 26°C y máxima superior a 29°C) o frío (media menor a 10°C y mínima inferior a 5°C)⁷ y M una variable binaria del mes para cuantificar efectos específicos de cada uno (teniendo como referencia los meses de abril en el modelo de invierno y octubre en el modelo de verano).

El segundo grupo de modelos estacionales estima una regresión log-lineal para tener en cuenta semielasticidades. La ventaja de las mismas radica en que los coeficientes estimados reflejan los cambios porcentuales de la demanda de energía en promedio ante la variación de una unidad de medida en las variables explicativas. A continuación, se muestran los modelos iii y iv de acuerdo a la estación.

iii) Modelo de invierno (abril-septiembre)

$$\begin{aligned} \diamond & \quad \ln(energia)_i = \beta_0 + \beta_1 T + \delta_1 Tend + \delta_2 DL + \delta_3 TF + \sum_m \alpha_m M_i \\ \diamond & \quad M_i \in [4; 9] \end{aligned}$$

iv) Modelo de verano (octubre - marzo)

$$\begin{aligned} \diamond & \quad \ln(energia)_i = \beta_0 + \beta_1 T + \delta_1 Tend + \delta_2 DL + \delta_3 TC + \sum_m \alpha_m M_i \\ \diamond & \quad M_i \in \{[1; 3] \cup [10; 12]\} \end{aligned}$$

Finalmente, el último modelo contempla la estimación de la demanda en una relación cuadrática con la temperatura, aunque controlando por el resto de las variables mencionadas⁸. El mismo se presenta a continuación:

iii) Modelo Cuadrático

$$\begin{aligned} \diamond & \quad y_i = \beta_0 + \beta_1 T + \beta_2 T^2 + \delta_1 Tend + \delta_2 DL + \sum_m \alpha_m M_i \\ \diamond & \quad M_i \in [1; 12] \end{aligned}$$

⁷ Esta variable surge de la interacción entre una variable binaria que indica si el día es “frío” o “cálido” y la temperatura media de ese mismo día.

⁸ La comparación de efectos fijos intermensuales se realiza respecto al mes de diciembre.

IV. Resultados

Los resultados de los modelos estacionales de invierno y verano (lineales y log-lineales) así como el modelo cuadrático se presentan en la Tabla 1 para AMBA, la Tabla 2 para Córdoba, la Tabla 3 para Santa Fe, la Tabla 4 para Tucumán y la Tabla 5 para Mendoza. En todos los casos se realizaron los correspondientes test de Breusch-Pagan para descartar presencia de heteroscedasticidad y análisis del variance inflation factor (VIF) para descartar multicolinealidad en el modelo.

Tabla N° 1: Coeficientes estimados de los modelos econométricos (MCO) para la región de AMBA.

Variables / Modelo	i)	ii)	iii)	iv)	v)
	Estacional				Cuadrático
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	
T	-1690.5 ***	2057.54 ***	-0.0147 ***	0.0191 ***	-142983.3 ***
T ²	X	X	X	X	247 ***
ene	X	618.71	X	0.0081	-4533.5 ***
feb	X	923.16	X	0.0101	-3706.9 ***
mar	X	X	X	X	-5663.1 ***
abr	X	X	X	X	-6308.9 ***
may	4417.31 ***	X	0.0474 ***	X	2762.2 ***
jun	13909.68 ***	X	0.132 ***	X	11752.5 ***
jul	16861.71 ***	X	0.1563 ***	X	13498.8 ***
ago	12207.99 ***	X	0.1187 ***	X	9461 ***
sep	4117.1 ***	X	0.0437 ***	X	2178.4 **
oct	X	6408.27 ***	X	0.0598 ***	-3061.3 ***
nov	X	1,052.01	X	0.0139 *	-4133.8 ***
dic	X	5331.58 ***	X	0.0502 ***	X
DL	17420.26 ***	18936.36 ***	0.163 ***	0.1846 ***	18368 ***
Tend	3980.47 ***	3486.82 ***	0.0353 ***	0.0317 ***	3635.3 ***
Constante	540712.5 ***	-546402.1 ***	15.3299 ***	5.5037 ***	20751160 ***
TC	X	41.6 ***	X	0.0003 ***	X
TF	13.47 ***	X	0.0001 ***	X	X
R ²	0.8538	0.8027	0.8527	0.8079	0.8416
N observaciones	1189	1184	1189	1184	2343

Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA e información del SMN.

Nota: (***) coeficiente significativo al 1%, (**) coeficiente significativo al 5% y (*) coeficiente significativo al 10%.

Los signos de los coeficientes para AMBA son los esperados a excepción de un resultado contra intuitivo que indica que cuando los días son “fríos” en el modelo estacional de invierno la pendiente se hace un poco más suave.

La demanda de invierno al disminuir un grado la temperatura aumenta un 1.47%, mientras que en verano al aumentar un 1 grado la demanda aumenta un 1.91%. Si se compara la variable binaria de días laborables, la misma es significativa en todos los modelos indicando en los modelos en niveles que para condiciones climáticas de las mismas características la demanda en promedio es 18 GWh más alta en los días laborables variando dicho efecto entre invierno y verano alrededor de 1 GWh (un 16.3% mayor en invierno y un 18.5% mayor en verano en el modelo logarítmico). En el escenario cuadrático, el cambio de pendiente se halla aproximadamente en los 16.4 °C.

Tabla N° 2: Coeficientes estimados de los modelos econométricos (MCO) para la región de EPEC (Córdoba).

Modelo/ Variables	i)	ii)	iii)	iv)	v)
	Estacional				Cuadrático
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	
T	-120.71 ***	501.47 ***	-0.005 ***	0.0212 ***	-24272.4 ***
T ²	X	X	X	X	42.1 ***
ene	X	148.95	X	0.0053	-519.7 ***
feb	X	259.8 *	X	0.0114 *	-408.2 ***
mar	X	X	X	X	-920.8 ***
abr	X	X	X	X	-1212.3 ***
may	352.95 ***	X	0.0176 ***	X	-146.5
jun	1934.58 ***	X	0.0858 ***	X	1379.4 ***
jul	2308.37 ***	X	0.1021 ***	X	1636 ***
ago	1348.9 ***	X	0.0623 ***	X	717.7 ***
sep	228.49 *	X	0.0121 **	X	-564 ***
oct	X	793.7 ***	X	0.0318 ***	-656.4 ***
nov	X	155.65	X	0.01	-737.7 ***
dic	X	766.29 ***	X	0.0342 ***	X
DL	4040.8 ***	4010.02 ***	0.1819 ***	0.1795 ***	4080.4 ***
Tend	678.81 ***	940.61 ***	0.0294 ***	0.0393 ***	802.3 ***
Constante	47872.76 ***	-135587.9 ***	11.0382 ***	3.3166 ***	3512592 ***
TC	X	4.7 ***	X	0.0002 ***	X
TF	4.95 ***	X	0.0002 ***	X	X
R ²	0.8432	0.822	0.8383	0.8314	0.8388
N observaciones	1189	1184	1189	1184	2343

Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA e información del SMN.

Nota: (***) coeficiente significativo al 1%, (**) coeficiente significativo al 5% y (*) coeficiente significativo al 10%.

Los signos de los coeficientes se mantienen para Córdoba confirmando también el resultado del empuntamiento de invierno. En el escenario cuadrático, el cambio de pendiente se halla aproximadamente en los 16 °C. Si se compara la variable binaria de días laborables, la misma es significativa en todos los modelos indicando que para condiciones climáticas de las mismas características la demanda en promedio es 4 GWh más alta en los días laborables sin grandes modificaciones entre invierno y verano (alrededor de un 18% más).

La demanda en verano reacciona con un aumento del 2.12% al incrementarse un grado la temperatura media, mientras que en invierno aumenta un 0.5% al disminuir un grado la temperatura. Esto es interesante dado que la reacción inferior en invierno es intuitiva teniendo en cuenta que existe competencia de precios relativos con el gas. En la comparación con el AMBA, el precio relativo de la electricidad respecto al gas es 3.76 veces más (siguiendo los supuestos del Anexo I) lo que lleva a una menor sustitución de gas versus electricidad.

Tabla N° 3: Coeficientes estimados de los modelos econométricos (MCO) para la región de EPESF (Santa Fe).

Variables / Modelo	i)	ii)	iii)	iv)	v)
	Estacional				Cuadrático
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	
T	-150.54 ***	723.7 ***	-0.0059 ***	0.0275 ***	-35276.8 ***
T ²	X	X	X	X	61.1 ***
ene	X	220.2	X	0.0094	-109.2
feb	X	448.24 **	X	0.0174 ***	117
mar	X	X	X	X	-640 ***
abr	X	X	X	X	-511.1 ***
may	64.31	X	0.0041	X	732.1 ***
jun	1553.27 ***	X	0.0633 ***	X	1905.8 ***
jul	1731.52 ***	X	0.0702 ***	X	1827.2 ***
ago	778.43 ***	X	0.0331 ***	X	1096.6 ***
sep	-642.21 ***	X	-0.026 ***	X	-175.3
oct	X	551.74 ***	X	0.0163 **	-874.9 ***
nov	X	-191.31	X	0.00	-747.4 ***
dic	X	451.24 **	X	0.0205 ***	X
DL	3932.43 ***	4247.23 ***	0.1634 ***	0.166 ***	4077.7 ***
Tend	579.33 ***	758.77 ***	0.0231 ***	0.0268 ***	652.3 ***
Constante	59779.7 ***	-197929.1 ***	11.4634 ***	1.6701 ***	5104590 ***
TC	X	10.12 ***	X	0.0003 ***	X
TF	4.92 ***	X	0.0002 ***	X	X
R ²	0.7906	0.8486	0.7874	0.8636	0.8449
N observaciones	1189	1184	1189	1184	2343

Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA e información del SMN.

Nota: (***) coeficiente significativo al 1%, (**) coeficiente significativo al 5% y (*) coeficiente significativo al 10%.

Los signos de los coeficientes también se mantienen para Santa Fe. En el escenario cuadrático, el cambio de pendiente se halla aproximadamente en los 15.7 °C. Si se compara la variable binaria de días laborables, la misma es significativa en todos los modelos indicando que para condiciones climáticas de las mismas características la demanda en promedio es 4 GWh más alta en los días laborables sin grandes modificaciones entre invierno y verano (16% más en promedio).

Se observa una fuerte reacción en la demanda en verano ante un aumento de la temperatura de un grado (2.75%) siendo más moderada en invierno con un aumento en la demanda de 0.6% en promedio al disminuir un grado la temperatura. En la comparación con el AMBA y con el caso de Córdoba, Santa Fe se ubica más cercana a esta última dado que el precio relativo de la electricidad respecto al gas es 3.98 veces más (siguiendo los supuestos del Anexo I) lo que lleva a una menor sustitución de gas versus electricidad.

Los resultados para Tucumán son similares en términos cualitativos aunque con sobre-reacción en verano (3.17% de aumento en la demanda ante un incremento de un grado en la temperatura) y siendo menos sensible en invierno (0.28% de aumento en la demanda con una disminución de un grado en la temperatura). En la estimación cuadrática el mínimo valor de la parábola se halla en 16.85°C.

Tabla N° 4: Coeficientes estimados de los modelos econométricos (MCO) para la región de EDET (Tucumán)

Variables / Modelo	i)	ii)	iii)	iv)	v)
	Estacional				Cuadrático
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	
T	-22.46 ***	232.33 ***	-0.0028 ***	0.0317 ***	-11605.1 ***
T ²	X	X	X	X	20 ***
ene	X	-74.58	X	-0.0103	-678.5 ***
feb	X	165.86 ***	X	0.0191 ***	-460.6 ***
mar	X	X	X	X	-701 ***
abr	X	X	X	X	-759.3 ***
may	-39.91	X	-0.0023	X	-498 ***
jun	450.13 ***	X	0.0739 ***	X	-98.8
jul	590.07 ***	X	0.0973 ***	X	-42.4
ago	238.18 ***	X	0.0444 ***	X	-337.1 ***
sep	83.9 *	X	0.016 **	X	-658.9 ***
oct	X	311.86 ***	X	0.039 ***	-536.1 ***
nov	X	368.14 ***	X	0.0597 ***	-313.7 ***
dic	X	673.23 ***	X	0.0921 ***	X
DL	601.01 ***	749.81 ***	0.0976 ***	0.1058 ***	709.3 ***
Tend	379.33 ***	462.75 ***	0.059 ***	0.0631 ***	413.7 ***
Constante	8947.93 ***	-66750.33 ***	8.9502 ***	-1.2288 ***	1684188 ***
TC	X	2.6 ***	X	0.0003 ***	X
TF	3.06 ***	X	0.0005 ***	X	X
R ²	0.7598	0.8799	0.7815	0.9025	0.8449
N observaciones	1189	1184	1159	1184	2343

Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA e información del SMN.

Nota: (***) coeficiente significativo al 1%, (**) coeficiente significativo al 5% y (*) coeficiente significativo al 10%.

Tabla N° 5: Coeficientes estimados de los modelos econométricos (MCO) para EDEMSA (Mendoza)

Variables / Modelo	i)	ii)	iii)	iv)	v)
	Estacional				Cuadrático
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	
T	-29.02 ***	165.66 ***	-0.0032 ***	0.0173 ***	-7656.1 ***
T ²	X	X	X	X	13.4 ***
ene	X	243.93 ***	X	0.0209 **	-390.9 ***
feb	X	274.26 ***	X	0.0285 ***	-309.8 ***
mar	X	X	X	X	-590.7 ***
abr	X	X	X	X	-472.5 ***
may	29.82	X	0.0047	X	-92
jun	470.52 ***	X	0.0552 ***	X	405.7 ***
jul	762.92 ***	X	0.086 ***	X	487.8 ***
ago	614.42 ***	X	0.0699 ***	X	433.2 ***
sep	425.03 ***	X	0.0489 ***	X	144.7
oct	X	685.82 ***	X	0.0733 ***	-25.4
nov	X	301.71 ***	X	0.0345 ***	-294.7 ***
dic	X	610.9 ***	X	0.0657 ***	X
DL	1054.1 ***	1309.82 ***	0.1205 ***	0.1389 ***	1199.8 ***
Tend	172.26 ***	242.63 ***	0.0195 ***	0.0247 ***	219.8 ***
Constante	14699.19 ***	-42868.05 ***	9.7182 ***	3.6856 ***	1103539 ***
TC	X	2.97 ***	X	0.0003 ***	X
TF	0.66 ***	X	0.0001 ***	X	X
R ²	0.6541	0.6896	0.6478	0.6842	0.8449
N observaciones	1189	1184	1189	1184	2343

Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA e información del SMN.

Nota: (***) coeficiente significativo al 1%, (**) coeficiente significativo al 5% y (*) coeficiente significativo al 10%.

Los resultados se mantienen en Mendoza en términos de signos y significatividad de las variables estructurales del modelo. El efecto en verano en términos porcentuales ante un aumento de un grado en la temperatura es de 1.73%, mientras que, en invierno un grado de disminución en la temperatura tiene una incidencia en la demanda de un 0.33% de aumento. El resultado de la función cuadrática en términos de cambio de pendiente se halla en 13.74°C.

El peor desempeño de los modelos en Mendoza respecto al resto de los puede explicarse por el cese de las actividades en los hornos de la empresa Globe Metales SRL en septiembre de 2015, que opera como Gran Usuario de la Distribuidora (GUDI) de EDEMSA, causando un importante retroceso en la demanda total de la distribuidora. Los GUDI de EDEMSA representaban alrededor de un 16% del total de la demanda de la distribuidora entre enero y septiembre de 2015. A su vez, esta empresa significaba hasta septiembre de 2015 un 42% de la demanda de los GUDI de EDEMSA con lo que el cese de actividades en dicha compañía implica de manera automática una caída en la demanda de la distribuidora de 6.8%.

Al igual que los casos de Córdoba y Santa Fe, esta menor reacción en invierno puede inferirse como parte del efecto de precios relativos en la competencia gas-electricidad observados en el Anexo I dado que el precio de la electricidad respecto al precio del gas es de 1.95.

V. Conclusiones

En el trabajo se observa que la demanda diaria de las distribuidoras tiene una fuerte dependencia de los componentes climáticos y de actividad diaria al diferenciar días laborables de no laborables. Por eso se han desarrollado modelos econométricos estacionales de predicción sobre la base de datos diarios de temperatura media, máxima y mínima, que permiten descomponer de manera diaria el efecto de la temperatura y la actividad diaria del crecimiento tendencial o que está relacionado con otros efectos.

Se proponen tres grupos de modelos dependiendo las formas funcionales a estimar y siguiendo trabajos similares presentes en la literatura. Los primeros dos grupos son modelos estacionales en niveles y mediante la utilización de semielasticidades, mientras que el último es la estimación por mínimos cuadrados de los parámetros de una función cuadrática.

En primer lugar, se estimaron modelos estacionales en niveles y en modelos de tipo log-lineal intentando comprender los efectos para temperaturas bajas (modelo de invierno) y altas (modelo de verano). En ambos casos los resultados son los esperados en términos de la relación entre temperatura y energía en invierno (negativa) y en verano (positiva), pronunciándose la pendiente en verano para los días cálidos y suavizándose en invierno para los días fríos.

Por último, se estiman los parámetros provenientes de una regresión de una función de tipo cuadrática respecto a las variables climáticas (lineal en los parámetros temperatura y cuadrado de la temperatura) controlando por efectos mensuales y

de actividad diaria. El cambio de pendiente se halla alrededor de los 16°C para todas las regiones a excepción de Mendoza (13.7°C).

Los efectos de la variable binaria de días laborables son homogéneos entre los modelos, mientras que al observar los efectos fijos por mes, se observan los aumentos lógicos de la demanda en los meses “pico” dada la estacionalidad típica observada en el Gráfico 1.

El desempeño de las estimaciones va en línea con resultados similares presentes en la literatura. La parte de la demanda de energía eléctrica explicada por los modelos climáticos varía a lo largo de las regiones estando alrededor del 80% en la mayoría de las estimaciones a excepción de los modelos estacionales en Mendoza donde se encuentra alrededor del 65%.

Dentro de los principales resultados se destacan que en verano la presencia de un grado adicional incrementa la demanda entre un 1.8% y un 3.2% dependiendo de la región. En invierno el efecto no es homogéneo como consecuencia de las diferencias regionales en el precio relativo de la electricidad respecto al gas. Mientras que en el AMBA un grado menos incrementa la demanda en 1.4%, en el resto de las regiones el efecto varía solamente entre 0.3% y 0.6% dependiendo de la región.

Los resultados obtenidos permiten poder realizar proyecciones a futuro del nivel de demanda de las distribuidoras teniendo en cuenta los efectos climáticos. Esto es importante para en primer lugar comprender la importancia que la temperatura tiene en la demanda estacional de energía eléctrica, y en segundo lugar para poder aislar en la toma de decisiones el efecto temperatura del comportamiento general de la demanda, ya que suele compararse con resultados intermensuales respecto al año anterior pero sin tener en cuenta la variabilidad diaria de las temperaturas dentro de un mismo mes.

Futuras líneas de investigación pueden incorporar efectos intradiarios dentro de los días laborables e inclusive proponer efectos de descomposición de la demanda diaria de las distribuidoras, situación que para este trabajo excedía las potencialidades del conjunto de datos disponibles. Es deseable también que se realicen estimaciones de potencia de energía eléctrica por distribuidora para poder realizar un análisis específico de la relación entre la temperatura y la potencia demandada. Por otra parte resulta interesante realizar un análisis similar para el mercado de gas natural y descomponer los efectos de invierno planteados en el ejercicio abordando mejor la competencia gas-electricidad en la demanda de calefacción en invierno.

VI. Bibliografía

- Aroonruengsawat, A. y M. Auffhammer, 2009. "Impacts of Climate change on residential electricity consumption: evidence from billing data", *Draft Paper of the California Energy Commission*, Marzo.
- Beccali M, et al., 2007. "Short-term prediction of household electricity consumption: Assessing weather sensitivity in a Mediterranean Area", *Renewable Sustainable Energy Review*, doi:10.1016/j.rser.2007.04.010
- Beyrne G., Malvicino F. y Trajtenberg L. A., 2015. "Modelo Estacional de Demanda de Energía Eléctrica". Documento de Trabajo Nro. 11. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de Argentina.
- Blacon, M. T. y Abril, J. C., 2000. "Modelo Estructural de Espacio de Estado para la Demanda diaria Promedio de Energía Eléctrica en la República Argentina". *Anales de la Asociación Argentina de Economía Política*.
- Blásquez, L., N. Boogen y M. Filippini, 2012. "Residential electricity demand for Spain: new empirical evidence using aggregated data", *CEPE Working Paper No. 82*. Zurich, Febrero.
- Ghalekhondabi, I, A. Ehsan, G. Weckman y W. Young, 2016. "An overview of energy demand forecasting methods published in 2005–2015", Working paper of Ohio University, DOI: 10.1007/s12667-016-0203-y.
- Gutiérrez, R., 2013. "Estimación de la demanda de energía eléctrica en Mendoza", Trabajo Final, Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Cuyo.
- Haykin, S., 1998. "Neural Networks: A comprehensive foundation", Prentice Hall PTR, Nueva Jersey, Estados Unidos.
- Hondroyannis, G., 2004. "Estimating residential demand for electricity in Greece". *Energy Economics*, 26(3) 319–334.
- Molnár, P., L. Do y K. Lin, 2016. "Electricity consumption modelling: A case of Germany", *Economic Modelling*, <http://dx.doi.org/10.1016/j.econmod.2016.02.010>.
- Instituto Argentino de Normalización y Certificación (2007). Norma IRAM 62406:2007.
- Instituto Nacional de Tecnología Industrial, 2008. "Programa de prueba de desempeño de productos: Informe de análisis de estufas de tiro balanceado", Noviembre 2008.
- Psiloglou, B. Giannakopoulos, C. Majithia, S., Petrakis, M., 2009. "Factors affecting electricity demand in Athens, Greece and London, UK: A comparative assessment". *Energy Economics*, 34(11), 1855–1863.
- Valor, E., Meneu, V., Caselles, V., 2001. "Daily air temperature and electricity load in Spain", *Journal of Applied Meteorology*, 40, 1413–1421.

- Watson S., C. Hor y S. Majithia, 2005. "Analyzing the impact of the weather variables on monthly electricity demand", *IEEE Transactions on Power Systems*. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.857397
- Zotelo, C., 2016 "Modelo de predicción de consumo eléctrico en función de la temperatura para AMBA" (mimeo), Documento de trabajo de la Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de proyectos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación Argentina.

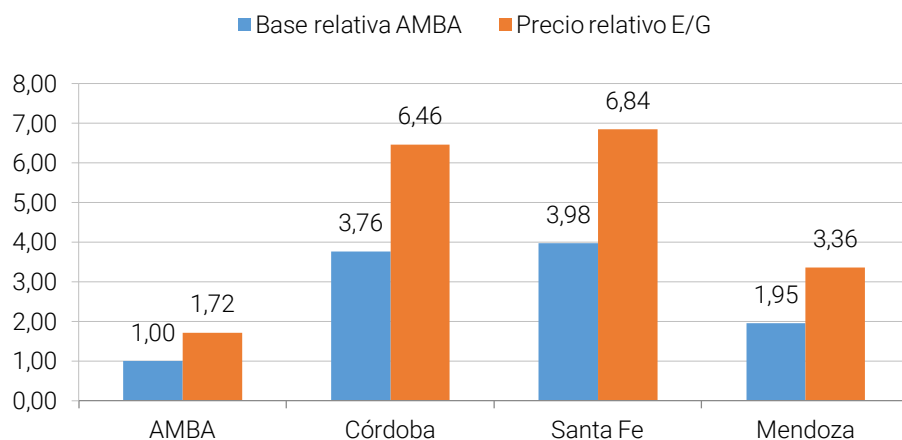
VII. Anexo I: Cálculo de precio relativo de la electricidad respecto al gas.

Con el objeto de contrastar diferenciales evidentes en los precios relativos de la energía eléctrica y el gas natural por regiones, este anexo presenta un análisis simple de los cuadros tarifarios de 2015 con subsidios e impuestos en las regiones analizadas. De esta manera se busca comprender parte de las diferencias en la sensibilidad de la demanda de electricidad dado que en invierno el recurso tiene un sustituto cercano como el gas natural para calefacción.

Para ello se computaron tarifas de electricidad para consumos de 300 KWh mensuales y calculando el valor equivalente por KWh para las distribuidoras EDESUR en el AMBA (para este consumo la tarifa es levemente superior con el objeto de la comparación), EPEC (Córdoba), EPESF (Santa Fe) y EDEMSA (Mendoza). De la misma manera se computaron tarifas medias por m³ de gas para clientes residenciales con tarifa R23 con ahorro intermedio para 2015 para las distribuidoras Metrogas (AMBA), Gas del Centro (Córdoba), Litoral Gas (Santa Fe) y Gas Cuyana (Mendoza).

Con el cálculo de ambas tarifas, se transformaron las unidades de medida a kilocalorías de manera de poder realizar una comparación entre gas y electricidad. Dado que la calefacción proviene de equipos con diferente eficiencia, se computó el precio relativo ajustando las cantidades de energía necesaria para generar unidades de energía equivalentes⁹. Los precios relativos de gas y electricidad y la comparación de los mismos respecto al AMBA se presentan en el gráfico 8.

Gráfico 8: Precios relativos de gas natural y energía eléctrica para regiones seleccionadas y relación de los mismos respecto al AMBA



Fuente: Elaboración propia sobre la base de partes semanales de demanda de CAMMESA e información del SMN.

Surge de la observación del gráfico que en la comparación electricidad versus gas para calefacción, es más barato el uso del gas natural que la electricidad siendo el

⁹ Se utilizó el peor equipo de aire acondicionado en términos de eficiencia energética siguiendo la norma IRAM 62406 del año 2007 (Categoría C) y la estufa de tiro balanceado de mínima eficiencia teniendo en cuenta el rendimiento térmico relevado en un informe técnico del INTI (2008) y siguiendo resoluciones del ENARGAS.

precio relativo para AMBA de 1.72, 3.36 para Mendoza, 6.46 para Córdoba y 6.84 para Santa Fe. Del mismo modo surge de la comparación de precios relativos regionales que la relación electricidad respecto al gas es 3.76 veces mayor en Córdoba, 3.98 en Santa Fe y 1.95 en Mendoza. Esta comparación es la base de la hipótesis acerca de por qué el efecto marginal de la electricidad en AMBA es mayor que en el resto de las regiones, puesto que el precio relativo de la electricidad respecto al gas es menor.