







































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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	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.
- Blacona, 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.

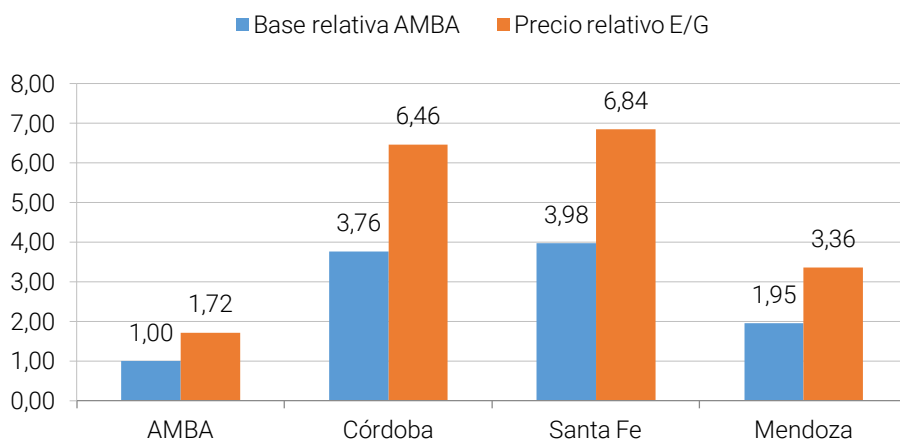
## VII. Anexo I: Cálculo de precio relativo de la electricidad respecto al gas.

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 m<sup>3</sup> 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 equivalentes<sup>9</sup>. 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

<sup>9</sup> 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.