LV REUNIÓN ANUAL DE LA ASOCIACIÓN ARGENTINA DE ECONOMÍA POLÍTICA

Universidad Nacional de Córdoba

Córdoba, Argentina

Noviembre de 2025

La Relación No Lineal Entre Temperatura y Demanda Eléctrica en Argentina: Evidencia de Datos Panel Diarios de Distribuidoras (2007-2021)

Avances de Tesis de Maestría

Leandro Martinez Villa

Universidad Nacional de La Plata

Maestría en Economía

Email: leandromartinezvilla@gmail.com

Director: Jorge Puig

Universidad Nacional de La Plata

31 de agosto de 2025

La Relación No Lineal Entre Temperatura y Demanda Eléctrica en Argentina: Nuevas Evidencias con Datos Desagregados de Distribuidoras

Avances Tesis de Maestría

Leandro Martinez Villa
Director: Jorge Puig

Resumen

Este estudio examina la relación entre temperatura y demanda eléctrica en Argentina utilizando el panel de datos más desagregado y actual disponible: información diaria de 29 empresas distribuidoras durante 15 años (2007-2021). Aplicando la metodología de binning de temperatura de Deschênes and Greenstone (2011) con resolución de 1°C, encuentro una relación robusta no lineal en forma de U con demanda mínima alrededor de los 17°C. Los resultados muestran asimetría significativa: un aumento de 1°C por encima de 30°C incrementa la demanda diaria en 72.54 %, mientras una disminución de 1°C por debajo de 10°C aumenta la demanda en 8.9 %. Documento heterogeneidad sustancial entre distribuidoras y, crucialmente, identifico sensibilidad creciente a la temperatura en el tiempo. A diferencia de estudios previos para Argentina que analizan unidades individuales con enfoques paramétricos restrictivos, este trabajo utiliza técnicas semi-paramétricas que no imponen forma funcional, facilitando comparabilidad internacional y robusteciendo los resultados. La evolución temporal hacia mayor sensibilidad térmica, particularmente para temperaturas extremas, confirma predicciones sobre fases extensivas de adaptación climática.

Palabras clave: Demanda de energía eléctrica, temperatura, cambio climático, datos de panel, Argentina, planeamiento energético.

Clasificación JEL: Q41, Q54, C23, L94, O54.

1. Introducción

El consumo de energía eléctrica (CE) en Argentina en la historia reciente ha mostrado un aumento de la estacionalidad. La demanda máxima registrada creció continúa creciendo pese a que la tendencia parece haberse interrumpido para la demanda media, con los nuevos máximos históricos registrándose en días de temperaturas extremas, Mastronardi (2020). Además, se identificaron grandes interrupciones en la provisión de energía eléctrica que están relacionados con eventos de temperaturas extremas, Santágata et al. (2017). La necesidad de entender la relación entre la demanda de energía eléctrica y la temperatura (T) puede mejorar nuestra capacidad de planificación del sistema energético en la medida en que nos permita calibrar los requerimientos futuros, La inclusión de distintas medidas de temperatura en los modelos de predicción de la demanda de energía, Dagoumas (2021), como también su inclusión entre los temas de investigación prioritarios para la comunidad científica dan cuenta de la importancia de esta necesidad.[1]

El Panel Intergubernamental de Cambio Climático registró en su reporte de 2023 un aumento de la temperatura global de más de 1°C en la década 2011-2020 respecto del período 1850-1900, e identificó una aceleración en el proceso de calentamiento, IPCC (2023). La energía eléctrica tiene al respecto un rol en términos de adaptación, en la medida en que permite el acondicionamiento térmico, aunque también en términos de mitigación, dado que el segmento de generación eléctrica explica una parte importante de las emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido, existe el riesgo de efectos recursivos en el cambio climático a partir del aumento de la demanda de energía para fines adaptativos. Nótese que el mecanismo de adaptación requiere de una capacidad de pago de la energía consumida, y también de equipos que permitan transformar la energía eléctrica en formas que atiendan el uso final.

La literatura existente incluye numerosos estudios para diferentes regiones y períodos, documentando la relación EC-T, su no linealidad, y su heterogeneidad espacial, Deschênes and Greenstone (2011); Auffhammer (2022); Bessec and Fouquau (2008); Zhang et al. (2022); Harish et al. (2020); Emenekwe and Emodi (2022); Churchill et al. (2022). Existen estudios que confirman esta teoría en la región latinoamericana, Colelli and Mistry (2022) para Brasil, McRae (2023) para Colombia, y Botzen et al. (2021) para México, son ejemplos. Mientras que para Argentina, Propato et al. (2021) y Mastronardi (2020) son los abordajes más recientes en este sentido, ambos confirmando la existencia de la relación, su no linealidad, y la heterogeneidad espacial. En Mastronardi (2020) se analizan datos diarios a nivel provincia (o región para el caso del Área Metropolitana de Buenos Aires - AMBA) en el período 2004-2016, para el AMBA, Córdoba, Mendoza, Tucumán y Santa

[1] El CONICET incluyó el item "Variabilidad climática y demanda energética.[en] el listado de temas prioritarios para la convocatoria de becas 2025: https://convocatorias.conicet.gov.ar/convocatoria-2025/

Fé, con un enfoque paramétrico, mientras que en Propato et al. (2021) se utilizan datos diarios agregados a nivel región eléctrica de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.) para las nueve regiones del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) con un enfoque híbrido que combina series de tiempo con métodos paramétricos y no paramétricos. En ambos trabajos se analizan las unidades observadas en forma individual.

Este trabajo se propone verificar la existencia de una relación entre la distribución de energía eléctrica y la temperatura ambiente, e identificar su forma. Como extensión, se analizará la existencia de heterogeneidades espaciales en esa relación, y se corroborará la hipótesis de la evolución temporal. Para ello utilizo un panel de datos observacionales con frecuencia diaria, a nivel distribuidora, con 29 unidades observadas durante un período de 15 años transcurrido entre el 1/1/2007 y el 31/12/2021. La metodología aplicada es una variante de la introducida por Deschênes and Greenstone (2011), la cual consiste en identificar bandas de temperatura y computar los efectos de un día adicional en cada banda sobre la demanda anual de energía. En el presente trabajo identifico bandas de temperatura de 1°C y computo el efecto marginal de un día con una temperatura media en cada una de las bandas respecto de una temperatura confortable. El método propuesto por Deschênes and Greenstone (2011), si bien es paramétrico, no impone una forma funcional para la relación entre consumo de energía eléctrica y temperatura.

Los resultados confirman la regularidad empírica de la relación no lineal entre demanda de energía eléctrica y temperatura en la superficie, encontrando una forma de U asimétrica, centrada en una temperatura de confort, y con mayores efectos en las temperaturas cálidas respecto de las frías. Todos estos hallazgos están en línea con las aplicaciones internacionales, regionales y locales. Los resultados permanecieron robustos a diferentes especificaciones del modelo. Las extensiones indican heterogeneidad regional y evolución temporal hacia un mayor pronunciamiento de la forma de U.

El presente trabajo contribuye a la literatura existente mediante una extensión metodológica y empírica de estudios previos sobre la relación temperatura-consumo eléctrico. Si bien los resultados confirman los hallazgos fundamentales reportados en investigaciones anteriores para Argentina, este estudio ofrece varias mejoras que fortalecen la robustez de las estimaciones: i) el análisis se basa en técnicas econométricas paramétricas pero no restrictivas, dado que no imponen una forma funcional, lo cual está en línea con el estándar internacional en investigaciones sobre relaciones clima-energía, facilitando la comparabilidad y validez externa de los resultados, ii) se utiliza información más desagregada geográficamente, lo que facilita la identificación de patrones locales que podrían perderse en análisis agregados, y iii) el período de estudio incorpora datos más recientes.Los resultados abren la puerta a futuras investigaciones que identifiquen las trayectorias individuales de la relación CE-T y sus determinantes.

En lo que sigue, el trabajo se estructura de la siguiente manera. La sección 2 elabora una revisión de literatura, la sección 3 describe el abordaje metodológico y los datos utilizados, la sección 4 presenta los resultados y la sección 5 concluye y plantea líneas de investigación futuras.

2. Revisión de la Literatura

La investigación sobre la relación entre temperatura y demanda energética tiene sus bases metodológicas más sólidas en el trabajo seminal de Deschênes y Greenstone (2011), quienes desarrollaron un enfoque econométrico robusto para identificar los efectos causales de las variaciones climáticas sobre el consumo energético. Su metodología utiliza la variación aleatoria año a año en las temperaturas diarias como fuente de identificación, evitando así los problemas de variables omitidas que han plagado estudios anteriores. Los autores modelan la temperatura de manera semi-paramétrica mediante diez categorías de temperatura (bins), permitiendo que los datos revelen la forma funcional de la relación temperatura-energía sin imponer restricciones paramétricas fuertes. La robustez de sus resultados se sustenta en el uso de efectos fijos por condado y estado-año, controlando por diferencias permanentes no observadas y shocks comunes a nivel estatal. Los datos utilizados por los autores incluyen más de tres mil unidades observadas en un período que va desde 1968 a 2002, en Estados Unidos. Aplican los resultados de su modelo a escenarios de temperatura a largo plazo para estimar requerimientos futuros de energía.

Un antecedente clave en la literatura es el trabajo de Bessec and Fouquau (2008), quienes analizan la relación entre temperatura y consumo eléctrico en un panel de países europeos mediante un modelo de umbrales no lineales. A diferencia de enfoques lineales o polinómicos tradicionales, su estrategia permite identificar distintos regímenes de respuesta según rangos de temperatura, capturando así la forma en U característica de esta relación. Los autores encuentran que los países del norte de Europa presentan una mayor sensibilidad a bajas temperaturas, mientras que los del sur reaccionan con más intensidad al calor, reflejando diferencias en patrones de climatización y adaptación tecnológica. El estudio abarca datos mensuales de 15 países europeos entre 1985 y 2000, y constituye uno de los primeros intentos sistemáticos de modelar no linealidades en este campo

Numerosos trabajos continúan la línea de trabajo de Deschênes and Greenstone (2011). Un ejemplo interesante es McRae (2023) para Colombia en 2010-2019, quien además encuentra que la forma funcional de la relación CE-T depende del nivel de ingreso de los hogares. Harish et al. (2020) es otro ejemplo de aplicación para India en 2009-2013; Zhang et al. (2022) lo hacen para China en el período 2012-2014.

Existen también aplicaciones que proponen avanzar en profundidad e identificar la variabi-

lidad de corte transversal en esa relación, y modelarla en base a características climáticas, económicas y sociales, con el fin de evitar la subestimación de los requerimientos futuros de energía electrica para acondicionamiento climático al no tener en cuenta posibles variaciones en los patrones de adaptación, propias de la fase extensiva de la dinámica, mientras que Deschênes and Greenstone (2011) sólo consideran la fase intensiva. Ejemplos de esto son Auffhammer (2022) para California y Colelli and Mistry (2022) para Brasil entre 2004 y 2017. Por otro lado, aún persisten alternativas paramétricas para esta modelación como puede verse en Botzen et al. (2021) para México en el período 2002-2016.

Los hechos estilizados a lo largo de la bibliografía aplicada a la región de América Latina como también al resto de las regiones son i) la confirmación de la relación entre demanda de energía eléctrica y temperatura, ii) la no linealidad en esa relación, caracterizando una forma U o de palo de jockey (en uno u otro sentido dependiendo si se trata de regiones cálidas o frias); iii) la heterogeneidad regional.

Argentina no está exceptuada de estos hechos estilizados, y así lo demuestran Mastronardi (2020) y Propato et al. (2021) en sus trabajos para Argentina en los períodos 2004-2016 y 1997-2014 respectivamente. Ambos casos utilizan datos diarios para la modelación de la relación CE-T. En el primero de ellos trabajan con datos provistos por CAMMESA para las regiones del AMBA, Córdoba, Mendoza, Tucumán y Santa Fé. Allí utilizan un enfoque paramétrico, lo cual implica imponer restricciones funcionales al modelo, aunque ensayan distintas especificaciones funcionales, y modelan por separado cada una de las unidades observadas, de modo que no se aprovecha la variabilidad transversal de los datos. La unidad de observación es la provincia o área metropolitana. En Propato et al. (2021) en cambio las unidades de observación son las nueve regiones eléctricas de CAMMESA, de modo que se agota el territorio cubierto por el Sistema Argentino de Interconección (que no incluye Tierra del Fuego ni las Islas de Atlántico Sur), aunque el nivel de desagregación espacial es bajo. La metodología elegida por los autores consiste en aplicar métodos de series de tiempo a los datos originales para quitar tendencias, estacionalidad, y eventos críticos que pueden afectar la demanda de energía eléctrica por medio de variables agenas a la climatología, por ejemplo economía y demografía. Un aporte sustancial en ese trabajo es la identificación de la temperatura mediante datos georreferenciados.

El presente trabajo contribuye a la literatura existente mediante una extensión metodológica y empírica de estudios previos sobre la relación temperatura-consumo eléctrico. Si bien los resultados confirman los hallazgos fundamentales reportados en investigaciones anteriores para Argentina, este estudio ofrece varias mejoras que fortalecen la robustez de las estimaciones: i) el análisis se basa en técnicas econométricas semi-paramétricas pero no restrictivas, dado que no imponen una forma funcional a la relación, lo cual está en línea con el estándar internacional en investigaciones sobre relaciones clima-energía, facilitando la comparabilidad y validez externa de los resultados, ii) se utiliza información

más desagregada geográficamente (29 empresas distribuidoras observadas), lo que facilita la identificación de patrones locales que podrían perderse en análisis agregados, y iii) el período de estudio incorpora datos más recientes.

3. Datos y Metodología

3.1. Datos

Este trabajo analiza un panel de datos con frecuencia diaria para un período de 15 años completos comprendidos entre el 1/1/2007 y el 31/12/2021, para 29 de las 32 empresas distribuidoras de energía eléctrica con territorio geográfico asignado según datos provistos por la Secretaría de Energía de la Nación. [2] De las 3 excluidas del análisis, 2 corresponden a la provincia de Tierra del Fuego (DPTF y Coperativa Rio Grande), mientras que la tercera se encuentra en el territorio de la provincia de Río Negro (Coperativa Rio Colorado), y los datos de consumo no pudieron ser correctamente identificados. La figura 1 ilustra las jurisdicciones de cada distribuidora.

Figura 1: Jurisdicción de las empresas de distribución de energía eléctrica

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Secretaría de Energía de la Nación Argentina.
Nota: El gráfico ilustra la jurisdicción asignada a cada una de las distribuidoras de energía eléctrica del territorio continental argentino y la isla de Tierra del Fuego.

Los datos de consumo energético están a nivel distribuidora, y no incluyen consumo de grandes usuarios (GUDI) en distribución ni grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista (GUME). Los datos fueron tomados de informes parciales disponibles en la página oficial de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad S.A. (CAMMESA), y agregados en una única base que acumula todo el período. La demanda diaria total de cada distribuidora incluye el uso residencial, y también los usos de agentes comerciales, industriales y públicos que no son grandes usuarios.

[2] http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-concesiones-de-empresas-distribuidoras-/archivo/e0542ae9-b152-41a7-89eb-9f3bd70e508c

Los datos de temperatura son de elaboracion propia del autor en base a ERA5 (Reanalysis Dataset del ECMRWF), WorldPOP, Grump, y Secretaría de Energía. El tratamiento de asignación de la temperatura a las distribuidoras se realizó mediante un proceso de agregación espacial de múltiples etapas que garantiza la representatividad geográfica y demográfica de las mediciones.

En primer lugar, se utilizaron los datos de reanálisis ERA5 para todo el territorio argentino, reduciendo la resolución espacial original para generar una grilla de celdas de $0.25° \times 0.25°$ km en lugar de puntos individuales. Esta grilla fue cruzada espacialmente con la base de datos Global Rural-Urban Mapping Project (GRUMP) para identificar y localizar los principales centros urbanos dentro de cada celda. Para cada centro urbano identificado se calculó el promedio de la temperatura media diaria correspondiente a su ubicación geográfica. Posteriormente, los centros urbanos fueron asociados con la base de datos de población WorldPop para obtener estimaciones poblacionales precisas a nivel de asentamiento urbano. En la etapa final del proceso, cada centro urbano fue asignado a su distribuidora correspondiente según las jurisdicciones, y se agregaron todos los centros urbanos pertenecientes a una misma distribuidora utilizando promedios ponderados por población. Este procedimiento permitió obtener una serie temporal diaria de temperatura representativa para cada distribuidora, donde las observaciones reflejan adecuadamente la exposición climática experimentada por la población servida por cada empresa distribuidora.

Los datos de producto bruto geográfico a nivel provincial tienen frecuencia diaria y fueron tomados de CEPAL. La lista de feriados fue tomada del Tribunal Fiscal de la Nación para cada año comprendido en el período de análisis y agregado por el autor en una única base de datos para el período completo.[3]

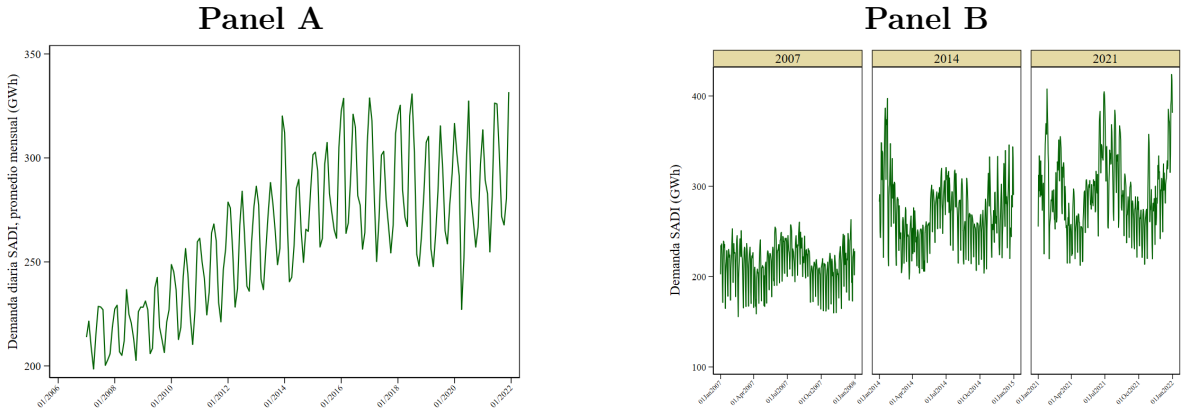
3.2. Contexto

En esta subsección introduciré brevemente la evolución de la demanda de energía eléctrica para Argentina en el período utilizado para el análisis principal de este trabajo. El panel A de la figura 2 muestra la evolución de largo plazo para la demanda media diaria de energía eléctrica. Puede identificarse una tendencia creciente que se interrumpe a partir de 2015. A partir de entonces, el crecimiento de la variabilidad se hace más notorio. El panel B de la misma figura compara el patrón muestra cómo cambió el patrón estacional del consumo eléctrico a lo largo del período estudiado, al graficar la demanda diaria a lo largo del año para el primer año del período, un intermedio, y el último.

La figura 3 muestra la relación no condicionada entre la demanda de energía eléctrica y

[3] https://www.argentina.gob.ar/tribunalfiscal

Figura 2: Evolución temporal y estacional del consumo energético.



(a) Evolución temporal de la demanda de energía eléctrica

(b) Evolución del patrón estacional del consumo energético

Fuente: Elaboración propia con base en datos de CAMMESA.
Nota: El gráfico ilustra la demanda diaria de energía eléctrica las distribuidoras consideradas en este estudio (total SADI sin incluir Cooperativa Rio Colorado, DPTF ni Cooperativa Rio Grande).

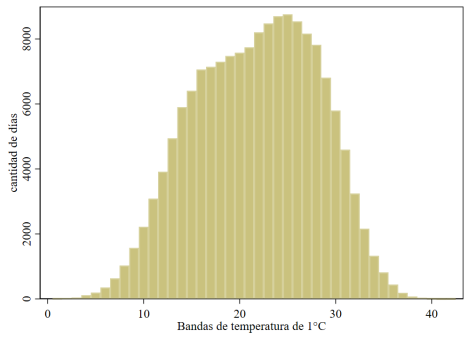
la temperatura media diaria, para las empresas EDENOR y EDESUR, del Area Metropolitana de Buenos Aires.

Figura 3: Jurisdicción de las empresas de distribución de energía eléctrica

Fuente: Elaboración propia con base en datos de CAMMESA, GRUMP, ECMRFW y WorldPOP.
Nota: El gráfico ilustra la relación no condicionada entre la demanda de energía eléctrica y la temperatura para las empresas EDENOR y EDESUR en los años 2007 y 2021.

La figura 4 muestra el histograma de frecuencia para las bandas de temperatura, nótese que se cuenta con 158.883 observaciones. El agrupamiento se hace a un nivel lo suficientemente bajo para que los datos definan la forma funcional de la relación, y no se aumenta la resolución para evitar perder grados de libertad en la estimación de los parámetros del modelo. Además, las bandas unitarias resultan convenientes a la hora de la interpretación.

Figura 4: Temperatura media diaria, histograma de frecuencias



Fuente: Elaboración propia con base en datos de GRUMP, ECMRFW y WorldPOP.
Nota: El gráfico ilustra la distribución no condicionada de la temperatura para las 29 distribuidoras estudiadas en el período completo.

3.3. Metodología

En este trabajo empleo una variante de la metodología de *binning* de temperatura desarrollada por Deschênes and Greenstone (2011), la cual permite estimación flexible de relaciones temperatura-electricidad sin imponer formas funcionales paramétricas. La variante respecto del modelo original consiste en que, en lugar de usar una frecuencia anual aplico una frecuencia diaria, dado que mi panel de datos tiene una temporalidad muy corta para identificar los efectos con un nivel de especificación aceptable en frecuencia anual. Así, mientras que Deschênes and Greenstone (2011) utilizan la cantidad de días en el año dentro de cada banda de temperatura como regresores, yo utilizo una variable binaria que identifica si el día en cuestión cae dentro de la banda especificada o no. La especificación base es:

$$log(q_{dt}) = \sum_{J} \theta_j^{TMEAN} TMEAN_{dtj} + \epsilon_{dt} \tag{1}$$

Mientras que la especificación refinada mejora la identificación:

$$log(q_{dt}) = \sum_{J} \theta_j^{TMEAN} TMEAN_{dtj} + \lambda nolab_t + \beta_1 POP_{dy} + \beta_2 PBG_{sy} + \alpha_d + \gamma_{dy} + \tau_m + \varepsilon_{dt} \tag{2}$$

donde q_{dt} representa demanda eléctrica para la distribuidora d en el día t, $TMEAN_{dtj}$ son variables indicadoras para las J bandas de temperatura de 1°C , $nolab_t$ es una binaria que indica si el día t fue fin de semana o feriado, POP es una medida anual de población, PBG es el producto bruto geográfico provincial, α_d es un vector de efectos fijos de distribuidora, γ_{dy} efectos fijos interactivos de distribuidora y año, y τ_m efectos fijos mensuales.

La elección de bins de 1°C representa un refinamiento sobre la mayoría de estudios existentes que usan bins de 2°C o 5°C. Esta resolución más fina permite identificación de rangos de temperatura de confort más precisos y captura no linealidades que podrían suavizarse con binning más grueso. Excluyo controles de precipitación siguiendo el enfoque en Auffhammer (2022). Todos los resultados presentados aquí provienen de regresiones de panel, con efectos fijos y estimación de varianza con errores agrupados por clusters.

4. Resultados

4.1. Resultados principales

La Figura 5 presenta los resultados principales para el modelo base (ecuación 1), graficando coeficientes estimados de bins de temperatura con intervalos de confianza del 95 %. La relación exhibe forma de U robusta con demanda eléctrica mínima a aproximadamente 17°C, que identifico como temperatura de confort promedio para Argentina. Cuantitativamente, encuentro que un aumento de 1°C por encima de 30°C eleva la demanda eléctrica diaria en 72.54 % promedio respecto de un día con una temperatura media de 17°C, mientras una disminución de 1°C por debajo de 10°C aumenta la demanda en 8.9 %. A la hora de contextualizar la significatividad económica de estos resultados, alcanza con interpretar la magnitud de los mismos. Para dimensionar magnitudes, la demanda media considerada en este estudio para un día laboral en la banda de temperatura de confort en 2021, para la distribuidora EDENOR fue de algo 56 GWh, nuestros resultados implicarían una demanda cercana a los 100 GWh en un día con temperatura media superior a 30°C.

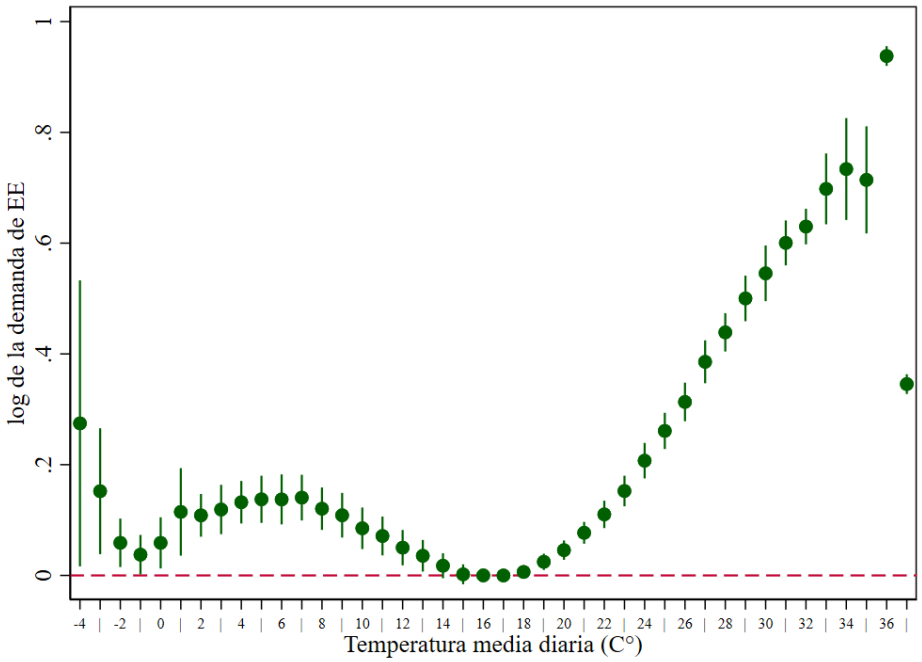
La asimetría entre respuestas calientes y frías es estadísticamente significativa. Las respuestas a temperaturas frías son menores que respuestas a temperaturas calientes a distancias equivalentes de la temperatura de confort. Esto está en línea con los hechos estilizados para la bibliografía general, como también la regional y la local. Tanto en Propato et al. (2021), como en Mastronardi (2020) los autores encuentran relaciones con forma de U para varias de las regiones estudiadas en sus trabajos, a la vez que identifican que una asimetría en la forma de U con mayores sensibilidades a las temperaturas cálidas que a las frías.

4.2. Chequeos de robustez

Como chequeos de robustez, se computaron varias especificaciones alternativas del modelo, que consisten en incorporar secuencialmente los controles propuestos en la ecuación 2, hasta alcanzar el modelo completo. La figura 6 presenta los resultadso del modelo base y

Figura 5: Relación de la Demanda de Energía Eléctrica y Temperatura

Modelo base, efectos fijos por distribuidora



Fuente: Elaboración propia.
Nota: El gráfico ilustra los coeficientes estimados de la relación entre demanda de energía eléctrica y temperatura para cada banda de temperatura.

lo compara con 1) el mismo modelo pero incluyendo una variable indicadora para los días con menor actividad laboral (sábados, domingos y feriados; 2

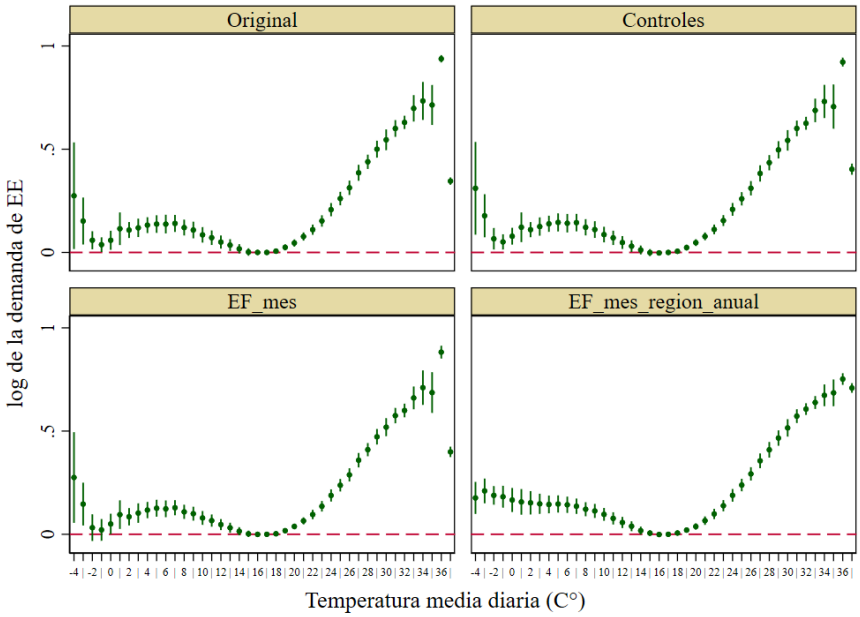
Los resultados también permanecieron robustos a especificaciones del modelo en niveles en lugar de logaritmos, como a especificaciones en la cual la variable dependiente es la demanda por persona. Los tamaños de los bins no definen los resultados, y la temperatura de confort elegida surge de observar que era la que mostraba el mínimo coeficiente al realizar regresiones que tomaban la primera banda (la más fría) como base.

4.3. Extensiones

Con el fin de identificar la heterogeneidad espacial de la relación entre consumo energético y temperatura, ajusté regresiones sobre muestras parciales dentro del panel, filtrando por región eléctrica de CAMMESA, para analizar las formas funcionales en términos comparativos. La figura 5 ilustra los resultados del modelo completo para 3 de las 9 regiones eléctricas: Comahue, NOA, y GBA. Puede verse allí que el modelo identifica distintas formas funcionales, con una menor respuesta de la región de Comahue a temperaturas frías, lo cual podría estar relacionado con la no electrificación de la calefacción; mientras que la región Noroeste y el Gran Buenos Aires muestran una forma de U más definida,

Figura 6: Relación de la Demanda de Energía Eléctrica y Temperatura

Especificaciones alternativas, del modelo base al modelo completo



Fuente: Elaboración propia.
Nota: El gráfico ilustra los coeficientes estimados de la relación entre demanda de energía eléctrica y temperatura para cada banda de temperatura, para cuatro especificaciones alternativas del modelo.

dando lugar a que la asimetría de la forma de U para el modelo aplicado al panel completo podría estar siendo traccionada por las regiones más frías. Nuevamente en línea con los hechos estilizados de la literatura, este ejercicio confirma la heterogeneidad espacial de la relación CE-T.

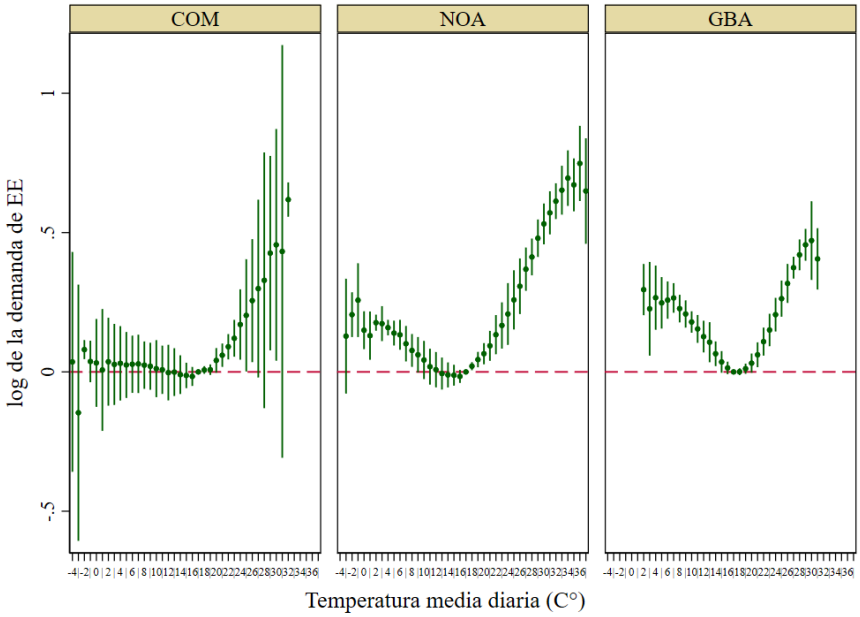
En una segunda extensión, buscando identificar evoluciones temporales en la relación entre demanda de energía eléctrica y temperatura, se procedió a aplicar el modelo completo sobre subpaneles parciales divididos en tres períodos distintos, el primero de los cuales comprende los años 2007 a 2011 inclusive, el segundo los años de 2012 a 2016 inclusive, y el último período contiene el año 2017 y posteriores. La gráfica 8 ilustra los resultados de este ejercicio, identificando una evolución temporal en la cual la forma funcional pareciera tender a una forma de U más definidamente simétrica, aunque los coeficientes para temperaturas extremadamente altas también muestran crecimiento. Lo dicho condice con las predicciones de Auffhammer (2022) sobre la existencia de una fase extensiva en los mecanismos de adaptación al cambio climático.

5. Conclusiones

El análisis proporciona caracterización detallada de relaciones temperatura-electricidad en Argentina usando el panel de distribuidoras más desagregado y período más reciente

Figura 7: Relación de la Demanda de Energía Eléctrica y Temperatura

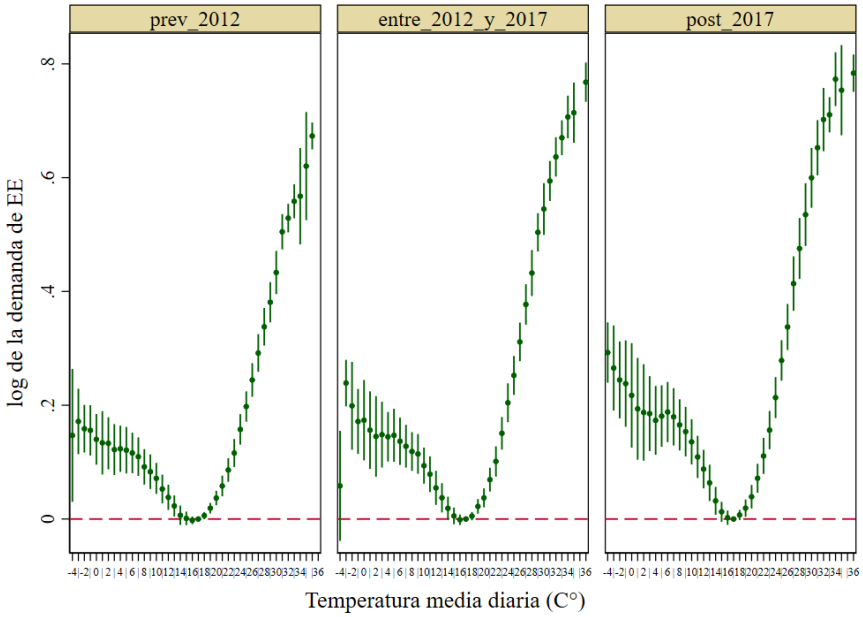
Estimaciones individuales a nivel región eléctrica



Fuente: Elaboración propia.
Nota: El gráfico ilustra los coeficientes estimados de la relación entre demanda de energía eléctrica y temperatura para cada banda de temperatura, para tres de las nueve regiones eléctricas de CAMMESA.

Figura 8: Relación de la Demanda de Energía Eléctrica y Temperatura

Estimaciones individuales por período



Fuente: Elaboración propia.
Nota: El gráfico ilustra los coeficientes estimados de la relación entre demanda de energía eléctrica y temperatura para cada banda de temperatura, para tres de las nueve regiones eléctricas de CAMMESA.

disponible en la literatura. La relación robusta en forma de U con temperatura de confort promedio de 17°C, asimetría significativa favoreciendo respuestas al calor, heterogeneidad sustancial entre distribuidoras, y sensibilidad creciente especialmente a temperaturas frías tienen implicaciones importantes para planificación energética y política climática.

Desde una perspectiva de política energética, los resultados proporcionan insumos cuantitativos para stress testing del sistema eléctrico bajo escenarios climáticos IPCC. La evolución temporal documenta una evolución creciente en la respuesta de la demanda de energía eléctrica a la temperatura. Lo dicho es válido para temperaturas por debajo del confort térmico, como también para temperaturas extremadamente cálidas. Esto implica que, de mantenerse esta dinámica en el tiempo, las situaciones de exigencia sobre el sistema energético a raíz de temperaturas extremas podrían tornarse más frecuentes si no se aumenta la capacidad de atender altos requerimientos de potencia.

Los resultados alcanzados confirman los hechos estilizados en la bibliografía global, regional y local, para un panel de datos de mayor resolución espacial, y con una temporalidad más actual. A la vez, la heterogeneidad regional como también la evolución temporal dan lugar a la continuidad de proyecto, con investigaciones que identifiquen la trayectoria temporal individual de la relación entre consumo eléctrico y temperatura, para poder así identificar los determinantes de esas trayectorias usando variables de naturaleza económica, social, demográfica y ambiental, entre otras. Las técnicas de paneles dinámicos con coeficientes variables aparecen como la mejor opción para la identificación de esas trayectorias temporales individuales (Hsiao, 2022).

La investigación futura entonces debería enfocarse en: (1) análisis de trayectorias individuales de distribuidoras para identificar factores determinantes de evolución de sensibilidad térmica, (2) incorporación de variables socioeconómicas desagregadas para entender drivers de adopción tecnológica, (3) análisis de efectos de políticas tarifarias en moderar respuestas térmicas, y (4) desarrollo de modelos de demanda horaria para mejor caracterizar implicaciones de carga pico. Extensiones prometedoras incluyen análisis de pobreza energética usando trayectorias de sensibilidad térmica como proxy de capacidad adaptativa, estudio de interacciones entre adopción de energía solar distribuida y respuestas térmicas, y desarrollo de sistemas de alerta temprana para picos de demanda. El marco metodológico puede extenderse a otros países latinoamericanos para construir entendimiento regional comparativo de dinámicas clima-energía en economías en desarrollo.

Es dable aclarar que esta es una versión parcial del trabajo que se encuentra en estado de avance.

Referencias

Auffhammer, M. (2022). Climate adaptive response estimation: Short and long run impacts of climate change on residential electricity and natural gas consumption. *Journal of Environmental Economics and Management*, 114:102669.

Bessec, M. and Fouquau, J. (2008). The non-linear link between electricity consumption and temperature in europe: A threshold panel approach. *Energy Economics*, 30(5):2705–2721.

Botzen, W. J. W., Nees, T., and Estrada, F. (2021). Temperature effects on electricity and gas consumption: Empirical evidence from mexico and projections under future climate conditions. *Sustainability*, 13(1):305.

Churchill, S. A., Smyth, R., and Trinh, T.-A. (2022). Energy poverty, temperature and climate change. *Energy economics*, 114:106306.

Colelli, F. P. and Mistry, M. N. (2022). Income-dependent expansion of electricity demand for climate change adaptation in brazil. *Energy and Climate Change*, 3:100071.

Dagoumas, A. (2021). *Mathematical modelling of contemporary electricity markets*. Academic Press.

Deschênes, O. and Greenstone, M. (2011). Climate change, mortality, and adaptation: Evidence from annual fluctuations in weather in the us. *American Economic Journal: Applied Economics*, 3(4):152–185.

Emenekwe, C. C. and Emodi, N. V. (2022). Temperature and residential electricity demand for heating and cooling in g7 economies: A method of moments panel quantile regression approach. *Climate*, 10(10):142.

Harish, S., Singh, N., and Tongia, R. (2020). Impact of temperature on electricity demand: Evidence from delhi and indian states. *Energy Policy*, 140:111445.

Hsiao, C. (2022). *Analysis of panel data*. Number 64. Cambridge university press.

IPCC (2023). Climate change 2023: Synthesis report. contribution of working groups i, ii and iii to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change.

Mastronardi, L. (2020). Regional electricity demand and temperature sensitivity in argentina: Evidence from monthly data. *Energy Economics*, 89:104791.

McRae, S. (2023). Residential electricity consumption and adaptation to climate change by colombian households. *Economics of Disasters and Climate Change*, 7(2):253–279.

Propato, T. S., de Abelleyra, D., Semmartin, M., and Verón, S. R. (2021). Differential

sensitivities of electricity consumption to global warming across regions of argentina. *Climatic Change*, 166(1):1–25.

Santágata, D. M., Castesana, P., Rössler, C. E., and Gómez, D. R. (2017). Extreme temperature events affecting the electricity distribution system of the metropolitan area of buenos aires (1971–2013). *Energy Policy*, 106:404–414.

Zhang, S., Guo, Q., Smyth, R., and Yao, Y. (2022). Extreme temperatures and residential electricity consumption: Evidence from chinese households. *Energy Economics*, 107:105890.