

REGULACIÓN ENERGÉTICA Y CONSUMO INDUSTRIAL EN ARGENTINA, 2002-2011

Esteban Serrani y Leandro Navarro Rocha^a

Fecha de recepción: 4 de diciembre de 2023. Fecha de aceptación: 3 de mayo de 2024.

<https://doi.org/10.22201/iiec.20078951e.2024.218.70154>

Resumen. La literatura especializada ha discutido sobre los condicionantes necesarios para lograr el desarrollo económico: el rol de los entramados institucionales, la puesta en marcha de un Estado emprendedor y los sistemas nacionales de innovación o las políticas industriales y la creación de mercados. Menos atención ha recibido el lugar ocupado por la energía y su relación con el desempeño de las empresas industriales. Este trabajo analiza los vínculos entre el sistema energético y la política industrial en Argentina, al tiempo que muestra que la segmentación del mercado implementada llevó a que la industria pague la energía más cara que los usuarios residenciales, aunque muy por debajo del costo pleno, resultando en una transferencia de ingresos fiscales hacia las empresas industriales.

Palabras clave: regímenes energéticos; política industrial; intervención estatal; subsidios; posconvertibilidad.

Clasificación JEL: L52; O25; Q43.

ENERGY REGULATION AND INDUSTRIAL CONSUMPTION IN ARGENTINA, 2002-2011

Abstract. While specialized literature has discussed the conditions necessary for economic development, such as the role of institutional frameworks, the implementation of an entrepreneurial state and national innovation systems or industrial policies and the creation of markets, less attention has been given to the role of energy and its relationship with the performance of industrial enterprises. This paper analyzes the links between the energy system and industrial policy in Argentina, revealing that the segmentation led to industry paying more for energy than residential users, although well below full cost, resulting in a transfer of tax revenues to industrial businesses.

Key Words: energy regimes; industrial policy; state intervention in the economy; subsidies; post-convertibility.

^a Universidad Nacional de San Martín, Argentina. Correos electrónicos: eserrani@gmail.com y leandronavarro.ln@gmail.com, respectivamente.

Este artículo contó con financiamiento de la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación a través del PICT-2019-2019-02608 "Aproximaciones a las relaciones entre los modelos energéticos y la política industrial en Argentina, 2002-2019".

1. INTRODUCCIÓN

Es posible afirmar que en las últimas décadas todos los países que lograron alcanzar cierto nivel de desarrollo económico aplicaron un amplio espectro de políticas industriales, tecnológicas y manufactureras. Sin embargo, a pesar de algunas similitudes entre esas trayectorias, existe una gran discusión alrededor de los enfoques y la evidencia para comprender la extraordinaria variedad de políticas industriales aplicadas y de los resultados obtenidos en el mediano plazo.

Por un lado, la literatura respecto a variedades de capitalismo buscó comprender las diferentes dinámicas seguidas por los países centrales dentro del capitalismo (Coates, 2005; Hall y Soskice, 2001). A partir de la noción de complementariedad institucional, la literatura pudo incorporar el análisis de los entramados institucionales, para diferenciar modelos de desarrollo capitalista en dos formas típicas ideales: economías de mercado liberal y coordinada. Por otro lado, la literatura sobre el rol del Estado emprendedor y de los sistemas nacionales de innovación (Mazzucato, 2014; Nelson, 1993; Perez, 2010), pone el foco en la innovación como motor del capitalismo, y en ella se entienden que el Estado no sólo es quien crea las condiciones económicas y sociales para el desarrollo, sino que puede ser también el gran emprendedor para producir innovaciones radicales. Asimismo, en un contexto de globalización creciente, la literatura sobre cadenas globales de valor (Gereffi *et al.*, 2005; Gibbon *et al.*, 2008; Timmer *et al.*, 2014) busca comprender los procesos de encadenamiento global de los de producción industrial, dando cuenta de los nuevos procesos de *outsourcing* y *offshoring*, que configuran la dinámica de las grandes firmas transnacionales.

Por último, la literatura que ha intentado comprender las especificidades de los procesos de industrialización tardía en países periféricos se organiza alrededor del concepto de Estado desarrollista (Amsden, 1989; Evans, 1995; Johnson, 2007). Esta tradición revisa especialmente cómo las formas de intervención estatal, la planificación de la política industrial y la ejecución de políticas macroeconómicas activas han servido para la creación y regulación de mercados considerados estratégicos, donde a partir de la búsqueda deliberada por constituir alianzas de clases proclive al desarrollo, se logre disciplinar al capital y al mercado de trabajo en relación con los objetivos de crecimiento de las exportaciones industriales.

En efecto, aunque cada una a su manera, toda esta literatura repara sobre múltiples *drivers* determinantes para lograr el desarrollo económico: financiamiento e inversión, instituciones, sistema científico y de innovación, políticas

industriales verticales y horizontales, entramado empresario y eficiencia del sistema de producción industrial, competitividad e incremento exportador, formación de capital humano, dotación de recursos naturales y un largo etcétera. Sin embargo, si bien la energía es usualmente considerada como un *driver* indispensable para implementar políticas industriales, ha sido escasamente analizada en su vínculo con el desempeño de las grandes empresas industriales (Beylis y Cunha, 2017; Calí *et al.*, 2023; Elliott *et al.*, 2019; Kilian, 2008; Sato *et al.*, 2019).

El presente artículo se propone analizar el diseño de una política energética específica para el sector de las grandes empresas industriales de Argentina, los impactos en su consumo de energía y los subsidios recibidos.

El periodo de análisis comienza en 2002, primer año de salida de la crisis de la convertibilidad cambiaria que signó la década de los noventa, y termina en 2011, año de finalización del primer mandato presidencial de Cristina Fernández de Kirchner. Este ciclo reviste particular interés debido a que, después de la crisis económica de 2001, inició una etapa de fuerte crecimiento económico (Kulfas, 2016; Porta *et al.*, 2017) impulsado especialmente por el desempeño del sector industrial (Fernández Bugna y Porta, 2007; Lavarello y Sarabia, 2015), y que se caracterizó por una sustantiva narrativa que describe al periodo como de reindustrialización (Costa *et al.*, 2010; Herrera y Tavosnanka, 2011).

Para dar cuenta del objetivo, se exploran dos niveles de análisis complementarios. Por un lado, se revisan las transformaciones de la regulación sectorial a la salida de la convertibilidad cambiaria, en donde de hecho se desarma el entramado regulatorio fundado en un sistema de búsqueda de eficiencia económica marginalista. Por otro lado, se reconstruye la política de precios tanto de energía eléctrica como de gas natural destinada al sector industrial y el consumo de las grandes empresas de estos insumos de uso difundido.

A partir de la combinación de estos dos niveles de análisis, la hipótesis que dirige la investigación empírica sostiene que el régimen energético establecido durante la posconvertibilidad logró evitar la transferencia de los efectos de la crisis a los usuarios. Lo que se alcanzó mediante la segmentación del mercado y un enfoque particular, que privilegió a los usuarios residenciales por encima de las grandes industrias. Para lograr dicho propósito, se emplearon una cantidad creciente de divisas y recursos fiscales destinados a subsidiar la diferencia entre el precio local de la energía y los precios internacionales, evitando que los consumidores pagaran el costo pleno del sistema.

El artículo se organiza de la siguiente manera: en la segunda sección se describen las reformas de mercado en los sectores de gas natural y energía eléctrica

durante la década de 1990 dando cuenta de los cambios introducidos tras el fin del modelo regulatorio bajo monopolio estatal. La tercera sección aborda las modificaciones regulatorias e institucionales implementadas entre 2002 y 2011, que fueron dando forma a un mercado energético para el consumo de grandes usuarios industriales, cuyo eje fueron el abandono del modelo marginalista vigente durante la década anterior y la segmentación de precios, según categoría de consumidor. La cuarta sección analiza los resultados de estas políticas en materia de evolución de los precios pagados por la demanda, los costos evitados por el sector industrial y la evolución de los subsidios destinados a estos consumidores. Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo.

2. ANTECEDENTES: REFORMAS ENERGÉTICAS DE MERCADO EN LOS AÑOS NOVENTA

En el sector eléctrico, la sanción en 1992 de la Ley N.º 24.065 puso fin al régimen sectorial vigente desde 1946 dirigido por empresas estatales verticalmente integradas (Ascencio y Navarro Rocha, 2022). La reforma del servicio de gas natural implementada ese mismo año por la Ley N.º 24.076 siguió un esquema similar. Las reformas se asentaron sobre tres principios rectores: *i*) promover la competitividad de oferta y demanda de gas natural, *ii*) tarifas justas y razonables para los segmentos regulados de transporte y distribución, y *iii*) para el sector industrial, propender a que el precio de suministro de gas natural fuera equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones. En ambos casos, y siguiendo el modelo inglés (Beesley y Littlechild, 1989; Thomas, 2006), la nueva regulación separó la actividad en generación, transporte y distribución: la primera quedó desregulada, siendo definida como una actividad de competencia, mientras las dos últimas pasaron a ser consideradas parte del servicio público y sus tarifas fijadas por los entes regulatorios de cada sector. La nueva normativa también creó el Mercado Mayorista Eléctrico (MEM), donde concurren generadores, distribuidoras y grandes usuarios del sector eléctrico para realizar las operaciones de compra y venta de energía.

A grandes rasgos, en ambos mercados la comercialización de energía fue determinada mediante dos mecanismos: a través de un mercado de contratos (mercado a término) y mediante un mercado *spot* horario bajo la lógica marginalista. En la actividad eléctrica, las distribuidoras, que operan con reserva zonal de mercado, venden a sus clientes la energía a un precio estabilizado trimestralmente (precio estacional), que se calcula considerando el costo mar-

ginal esperado del sistema y la reserva de potencia para cubrir la demanda. Las diferencias que pudiesen existir entre el precio *spot* al que venden los generadores y el precio estacional al que compran las distribuidoras, se salda por medio de un fondo de estabilización creado para tal fin. Toda esta operación corre a cargo del organismo encargado de despacho, en el caso argentino la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En gas, el precio lo fija el ente regulador ENARGAS en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST). Para ambos casos, tanto el precio de la energía como el costo de transporte se pasa directo a la tarifa final que pagan los usuarios a las distribuidoras (FIEL, 1999).

En este esquema general, los usuarios industriales consumidores de energía eléctrica fueron divididos en tres grupos: grandes usuarios mayores (GUMA) y grandes usuarios menores (GUME), que siendo diferenciados por el nivel de potencia contratada pueden contractualizar su demanda y abonar un cargo de peaje al distribuidor por el uso de la red. En el caso de los GUMA, también pueden comprar su energía en el mercado *spot*. Por otro lado, un conjunto de usuarios industriales, denominados grandes usuarios de distribuidor (GUDI), abonan a la empresa distribuidora la tarifa fijada por el ente regulador. En gas natural, los grandes usuarios industriales se denominaban servicio general para grandes usuarios (SG-G), que se diferencian de los comercios y empresas de servicios de menores consumos (servicio general pequeños, SG-P).

En resumen, en la literatura especializada no se cuenta con un consenso respecto a las consecuencias de las reformas sobre el mercado energético. Por una parte, algunos autores destacan que la privatización promovió mejoras en materia de inversión, innovación, gestión técnica y comercial que el modelo previo (Dyner *et al.*, 2006; FIEL, 1999; Gerchunoff *et al.*, 2003; Pollitt, 2008). Por otra parte, se apuntó que existieron falencias regulatorias y normativas, como la fijación de precios tope que garantizaron elevados márgenes de beneficio, cláusulas de ajuste periódico de los contratos con índices de precios extranjeros, así como un carácter regresivo en las tarifas para los usuarios residenciales debido a tres aspectos: mayores aumentos en los cargos fijos y variables para las restantes categorías de usuarios; la eliminación de un subsidio incluido en el cuadro tarifario inicial de 1992, y el peso de los contratos de abastecimiento de energía entre centrales térmicas y distribuidoras, cuyos valores se ubicaron muy por encima del precio *spot* (Arceo y Basualdo, 1999; Azpiazu, 2005; Vispo, 1999).¹

¹ Estos contratos se transfirieron como parte de las privatizaciones de 1992 y caducaron en 2001. Como ejemplo, en dicho año el precio *spot* se ubicó en torno a los USD\$25/MWh, mientras en los contratos era de USD\$44/MWh.

Situación diferente fue la de los usuarios industriales no cautivos de las empresas distribuidoras, quienes sí se vieron beneficiados de la tendencia decreciente de los precios de la energía, durante la década de los noventa, al poder contratar directamente tanto en el MEM como con productoras de gas natural (Devoto y Cardozo, 2002).²

En efecto, como analiza Serrani (2019 y 2020), las reformas no implicaron una mayor competencia de mercado entre las empresas que obtuvieron las licencias de transporte y distribución porque fueron adjudicadas en zonas geográficas como monopolios naturales; y también el aspecto de la ganancia razonable fue largamente debatido y analizado (Armstrong *et al.*, 1995), aunque existen controversias respecto a qué significan “tarifas justas y razonables” en el marco de la regulación tarifaria argentina (FIEL, 1999; FLACSO, 1998; Gerchunoff *et al.*, 2003).

Hasta la crisis de 2002, las tarifas se calculaban en dólares y eran expresadas en los cuadros tarifarios en pesos convertibles según la Ley 23.928, dejando un gran margen de ganancia a las empresas, a pesar de la crisis económica generalizada (Azpiazu, 2005). La crisis económica del 2001 y la sanción de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario en 2002 llevaron a una modificación en el funcionamiento de ambos mercados. Tras la salida de la convertibilidad cambiaria en 2002, el modelo de regulación energética se focalizó en amortiguar la variación de precios y asegurar el abastecimiento de energía significativamente más barata que su precio marginal para los consumidores residenciales, y luego de forma creciente hacia los segmentos comerciales e industriales. A partir de esta decisión, el esquema marginalista vigente durante la década anterior, donde el precio *spot* era equivalente al costo marginal del sistema, quedó interrumpido de hecho.

² El descenso en el precio *spot* estuvo asociado a distintos factores. Por un lado, la abundancia de gas natural extraído localmente produjo una sobreoferta que, asociado a la desregulación del sector, permitieron hacer los precios en la segunda mitad de la década, al tiempo de tener una breve pero intensa estrategia de exportación de este combustible (Barrera *et al.*, 2012). En energía eléctrica, la caída del precio se explica, en gran medida, por la innovaciones tecnológicas vinculadas a la instalación masiva de centrales de ciclo combinado, que se nutría de la oferta local de gas natural a bajo precio, y la puesta en funcionamiento de la represa de Yacretá (Kozulj, 2015; Pistonesi, 2001).

3. CREACIÓN DE UN MERCADO ENERGÉTICO PARA EL CONSUMO INDUSTRIAL, 2002-2011

Energía eléctrica para el sector industrial

Las modificaciones regulatorias e institucionales implementadas desde 2002 se centraron en segmentar mercados según tipo de usuarios, cambiar los mecanismos de asignación de precios, así como buscar sortear las restricciones con una mirada de corto plazo, usando al mercado eléctrico como de redistribución desde los productores a los consumidores (Navarro Rocha, 2020). En el mes de marzo se resolvió pesificar los precios de la energía y la potencia,³ y en agosto de 2003 se estableció un precio *spot* máximo de ARS\$120/MWh en el MEM a partir de los problemas registrados en el abastecimiento de gas natural que habían incrementado los costos declarados por las generadoras.⁴ Esta normativa pretendía introducir un límite a la volatilidad del precio estacional en el pico de consumo durante el invierno, alterando la lógica marginalista.⁵

Junto a estas medidas, entre 2003 y 2005, se comenzó a diferenciar el precio estacional de acuerdo con la categoría de usuarios; así los industriales comenzaron a recibir un precio de la energía por encima del establecido para demandas como las residenciales o alumbrado público. El criterio de desregulación implementado se basaba en la potencia contratada (hasta 10 kW –pequeñas demandas residenciales, alumbrado público y usuarios generales–; entre 10 kW y 300 kW y mayores a 300 kW). También se las obliga abonar un recientemente creado Cargo Transitorio por Déficit del Fondo de Estabilización (CTDF), buscando que aquellas grandes demandas que se mantuvieron en el ámbito de las distribuidoras no se beneficiaran del congelamiento tarifario dispuesto en 2002, y abonen el precio de la energía de quienes contratan el suministro directamente en el mercado mayorista.⁶ Según la Secretaría de

³ Resolución SE 2/2002.

⁴ Resolución SE 240/2003. En agosto de 2003, mientras el costo declarado por una máquina funcionando a gas natural se ubicaba en torno a los ARS\$40/MWh, una que lo hacía a *fuel oil* alcanzaba ARS\$195/MWh y una a *gasoil*, ARS\$300/MWh (CAMMESA, 2003).

⁵ Bajo este nuevo diseño del mercado, las centrales térmicas que operaran por encima del precio tope (centrales a *fuel oil* y *gasoil*), pasaban a percibir el precio límite reconocido y los sobrecostos de combustibles denominados “sobrecostos transitorios de despacho”. El problema surgía con aquellas máquinas más eficientes, cuyos costos de producción se ubicaban por debajo del tope establecido. En estos casos, se les abonaban sus costos operativos; sin embargo, la diferencia entre estos y los precios de mercado se comenzaron a acumular como acreencias, catalogadas como liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir.

⁶ Resoluciones SE 93/2004, SE 842/2004 y SE 1434/2004.

Energía (SE), era necesario considerar en el sendero de precios no sólo los costos de generación, sino también la capacidad de pago de los distintos tipos de usuarios, tras la crisis económica del 2001 (Ente Nacional Regulador de la Electricidad [ENRE], 2004). La diferenciación de precios estacionales según categoría de usuarios es abandonada en 2005 y vuelve a ser implementada recién en 2008.

Sin embargo, en 2006 se introduce una importante modificación en el funcionamiento del sector con la creación del programa Energía Plus.⁷ En el marco de una creciente demanda de energía y bajos niveles de inversión privada (Haselip y Potter, 2010), esta medida buscaba incentivar la instalación de nueva capacidad de generación a partir de una diferenciación de los precios que debían abonar los grandes usuarios con respecto a las pequeñas demandas. La normativa establecía el 2005 como año base de consumo de energía eléctrica e indicaba que todo aquel usuario con una potencia superior a los 300 kW debía contratar su excedente de demanda del año base mediante un contrato de abastecimiento con un generador. Estos contratos de abastecimiento quedaban por fuera de las limitaciones ya señaladas del mercado *spot*.⁸ La resolución dejó de lado a los clientes residenciales, afectando directamente a consumidores comerciales e industriales, quienes en caso de no contractualizar su demanda excedente, eran obligados a abonar el costo real, precio marginal, de la energía. Finalmente, al momento de ser implementada, esta última cuestión terminó por atenuarse, obligando a los grandes usuarios a abonar el precio del mercado *spot* y un cargo adicional, pero que no alcanzó al costo marginal.⁹

De esta manera la política energética comenzó a trazar un sendero de segmentación de la demanda. Un primer grupo integrado por usuarios residenciales, comerciales y pequeñas industrias, con precios de energía eléctrica subsidiados y cada vez más alejado del precio real marginal del sistema, encontrándose bajo la órbita de las empresas distribuidoras. Un segundo grupo integrado por grandes usuarios industriales para quienes se pretendió crear un

⁷ Resolución SE 1281/2006.

⁸ De acuerdo con la normativa, la remuneración a las generadoras estaba compuesta por el precio monómico y un margen de utilidad definido *ad referendum* por el ministro de Planificación Federal. Para 2008, mientras el precio monómico se ubicaba en torno a los USD\$30/mwh, los contratos Plus se pactaban entre 70 y USD\$80/mwh.

⁹ Desde el lado de la oferta, pocos grupos económicos locales participaron. Para julio de 2011, la potencia máxima contratada por medio de los contratos Plus alcanzaba los 900 mwh, totalizando los 30 mil mwh en el sistema.

mercado a término, con precios en torno al costo real de producción y vinculándose directamente con las empresas de generación.

Buscando superar los problemas del sistema eléctrico con su potencia de reserva al límite, también se implementó el Programa de Uso Racional de la Energía (PUREE),¹⁰ que contemplaba un esquema de incentivos para quienes redujeran su consumo de energía con respecto al año anterior, siendo compensados por los usuarios de su misma categoría que no hubieran alcanzado las pautas de ahorro. La primera implementación se dio en 2004, prorrogándose años posteriores y endureciendo el umbral de ahorro mínimo.

Aunque con algunas modificaciones en los años posteriores, la SE mantuvo estas políticas de precios, buscando evitar trasladar los aumentos a los usuarios de menor consumo y la implementación de diversas reglamentaciones para que los grandes usuarios industriales abonen cada vez un precio más cercano al costo marginal. De esta manera, tres fueron los mecanismos que se implementaron para reforzar la estructura de abastecimiento para las industrias: *i*) se aumentaron los recargos por incumplimiento en los ahorros de energía; *ii*), se trató de inducir a las grandes industrias en la órbita de las distribuidoras a que compraran su energía directamente en el MEM, y *iii*) se volvió a diferenciar el aumento de los precios estacionales para la industria.¹¹

Con el objetivo declarado de asegurar una justa distribución de los subsidios, de acuerdo con la capacidad de pago de los distintos tipos de usuarios, en noviembre de 2011 se establecieron dos precios estacionales: con y sin subsidios. Dentro de esta última categoría se incluyeron un conjunto de actividades como extracción de petróleo y gas, servicios financieros, agroquímicos y servicios de telecomunicación, que pasaron a pagar los costos reales de abastecimiento de energía eléctrica.¹² Dichos precios incluyeron los sobrecostos de importación de Brasil, en busca de reducir la cuenta de importación con el vecino país, y los sobrecostos de contratos de abastecimiento con el MEM, lo que buscaba que una parte de la demanda pasara a abonar los costos en los que el sistema había incurrido desde 2007 cuando CAMMESA, buscando incentivar nuevas inversiones, celebró con los generadores contratos bajo modalidad

¹⁰ Resoluciones SE 552/2004, 745/2005, 1063/2005, 1281/2006.

¹¹ Nota SE 287/2008, Resolución SE 1169/2008.

¹² Resolución SE 1301/2011. El listado completo incluyó las siguientes actividades económicas: extracción de petróleo, gas y minerales, servicio de banca y financieros, servicios aeroportuarios, servicios de telecomunicación, juegos de azar y apuestas, aceites y biocombustibles, agroquímicos, refinación de petróleo, procesamiento de gas natural.

Power Purchase Agreement (PPA, por sus siglas en inglés) a 15 años y pagaderos en dólares con las empresas de generación.¹³

Gas natural para el sector industrial

Si bien se cuenta con una amplia literatura que analiza los impactos en las tarifas, que las transformaciones regulatorias han tenido en los usuarios residenciales, poco se conoce y se ha escrito sobre el abastecimiento de gas natural para los grandes usuarios industriales. Hasta 2004, las grandes industrias eran abastecidas por las distribuidoras bajo el formato del servicio completo P3 (la tarifa era más baja mientras más alto era el umbral de consumo mensual), o bien contrataban directamente con un productor de gas natural (mercado a término). Con la interrupción de los contratos de servicios públicos, la pesificación y el congelamiento tarifario, a partir de 2004 se diseñó un nuevo marco regulatorio para el abastecimiento de todos los usuarios finales de gas natural, con tres cambios sustantivos: *i*) con el Decreto 180 se crea el Mercado Electrónico de Gas Sociedad Anónima (MEGSA), el cual permite coordinar la compra-venta *spot* de gas; *ii*) el Decreto 181 busca regularizar los precios y habilita a la SE a establecer acuerdos incrementales de precios con los productores de gas natural; *iii*) el mismo decreto instruye la creación de un mercado desregulado, especialmente para que las grandes industriales que no se abastecen de las distribuidas pacten los precios del gas natural directamente de productores.

Estas transformaciones se plasman en el Primer Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en PIST que es significativo por tres efectos.¹⁴ El primero es la creación de un nuevo mercado. Los grandes usuarios industriales pasan a efectuar sus adquisiciones de gas natural en forma directa con los productores, en sustitución del aprovisionamiento de gas natural que recibían de las empresas de distribución. El segundo, incremento de precios. Se establece un sendero de incrementos de precios para los grandes usuarios industriales entre julio de 2004 y julio de 2005 que, dependiendo las cuencas, se establece entre 33 y 50%. Estos incrementos administrados finalizan en enero de 2006, momento a partir del cual las industrias pactan acuerdos de precios y cantidades directamente con los productores de gas natural. El tercer efecto es la desdolarización de los precios

¹³ Resoluciones SE 220/2007, 1836/2007, 200/2009, 712/2009, 762/2009, 108/2011, 137/2011, 932/2011.

¹⁴ Resolución 208/2004.

internos. A partir de la firma del Acuerdo, los precios del gas natural se establecen en pesos y, al mismo tiempo, los productores se comprometen a no iniciar nuevas acciones legales o reclamos patrimoniales contra las distribuidoras por la pesificación de precios.¹⁵

La normalización también buscaba saldar la interrupción de las exportaciones de gas natural, dispuestas por la SE a partir de 2004 (Kozulj, 2005), año en que convergen tres procesos, que en los años sucesivos se irían incrementando considerablemente: la caída de la extracción local de gas, el incremento del consumo interno y la suba de los precios internacionales (Fanelli, 2012).

Por otra parte, en el marco del periodo de vigencia de la normalización, se permite trasladar el abastecimiento industrial que hasta ese momento lo recibían de parte de las distribuidoras hacia los productores, profundizando la contractualización de la demanda industrial,¹⁶ proceso que informalmente se conoce como *unbundling*.¹⁷ Al mismo tiempo, se les impide a las distribuidoras hacer contratos de abastecimiento de largo plazo con los grandes usuarios industriales, los cuales sólo van a poder abastecerse a partir de acuerdos con productores con precios en firme o en el mercado *spot* del MEGSA, con precios de paridad de exportación¹⁸ fijado por la SE.

En efecto, el objetivo del nuevo entramado regulatorio era la construcción de tres mercados diferenciados, los cuales cada uno representan un tercio del consumo total:

- 1) Para demanda prioritaria: usuarios residenciales, comercios y pequeñas industrias abastecidas por distribuidoras, con precios de gas y tarifas de transporte y distribución fuertemente intervenidos. Este segmento pagaba el precio más bajo de toda la demanda.
- 2) Gas natural para usinas eléctricas: como el gas natural es la fuente que explica casi la mitad de la generación eléctrica y, además, funcionaba en contra-estacionalidad al consumo de gas residencial en invierno, los precios eran administrados con subsidios por la SE, a los fines de no trasladar los incrementos de precios del gas natural tanto locales como internacionales a las tarifas de la electricidad. Este segmento fue variando el precio de venta.

¹⁵ Dispuesta por Ley 25.561 y Decreto 214 de 2002.

¹⁶ Resolución SE 752/2005.

¹⁷ Para ir conformando el mercado *unbundled*, el Estado nacional le fue dando señales de precios a los productores de gas, para reducir la venta de las distribuidoras a los grandes usuarios industriales.

¹⁸ Específicamente el precio *spot* se fijaba como el promedio ponderado de los precios de exportación facturados, netos de retenciones, en cada Cuenca.

- 3) Grandes industrias. Desregulación de precios por la vía del impulso a la contractualización de la demanda industrial con productores, creando un mercado *unbundling* por fuera de la operación de las empresas distribuidoras. Este segmento es el que terminó pagando el precio más alto entre todas las demandas internas.

Con la conclusión del primer Acuerdo en 2006, al año siguiente se firma un nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural, el cual se extendió entre 2007 y 2011. Las novedades que trajo el Acuerdo es la fijación de volúmenes de abastecimiento para las distintas demandas, estableciendo explícitamente por primera vez una prioridad de despacho entre los distintos segmentos de consumo. Es que la caída sistemática de la producción de gas se vuelve cada vez más palpable, lo que dificulta el suministro para todos los segmentos.¹⁹ De esta manera, luego de abastecer la demanda prioritaria, el saldo primero se entregaba a la demanda de las usinas para la generación eléctrica y, luego, al sector industrial.²⁰ Asimismo, en la Acta Acuerdo complementario²¹ de octubre de 2007,²² se decidió que las tarifas de los consumidores residenciales tuvieran “un más lento proceso de normalización” (Art. 2). Es decir, con la caída de producción local, las transformaciones regulatorias del mercado buscaban asegurar la demanda prioritaria y de las usinas eléctricas en detrimento de las grandes industrias.

Al mismo tiempo, se buscaba ir entreciendo los incrementos en las tarifas residenciales respecto a los usuarios *unbundleados*. En este sentido, ante la presión de las productoras por tener mayores actualizaciones de precios –que se manifestaba tanto en la caída de la inversión, como de la producción y las reservas–, el gobierno lanza en 2008 el Programa Gas Plus, que tenía por finalidad generar incentivos para que las productoras invirtieran en nuevos proyectos gasíferos. Los productores presentaban proyectos, la SE debía aprobarlos y los proyectos contemplados bajo esta modalidad tenían garantizado

¹⁹ Si bien ya se habían interrumpido las exportaciones porque la oferta local no lograba cubrir la demanda interna, las necesidades de incrementar las importaciones llevaron a definir prioridades de despacho, ya que en ocasiones no se cubrían las necesidades de consumo de todos los segmentos, especialmente en los días de mayor frío.

²⁰ En 2010, la resolución 1410 revisa el orden de despacho, y luego de satisfacer la demanda prioritaria, que es la única que no se puede interrumpir en los picos de consumo, el orden de preferencia era: GNC, grandes usuarios industriales *unbundling*, usinas eléctricas y exportaciones.

²¹ Y ratificado un año después en la Resolución 1070.

²² Lo cual muestra tensiones y negociaciones implícitas entre los distintos actores del mercado para lograr convalidar este atraso en la actualización tarifaria.

la libre comercialización del “gas nuevo”. Es decir, el gas natural producido bajo el programa Gas Plus no era considerado como parte de los volúmenes del Acuerdo con Productores, su precio de comercialización podía ser más alto que el regulado por la SE, y en su mayoría estaba destinado a satisfacer la demanda industrial *unbundleada* (aunque no exclusivamente).

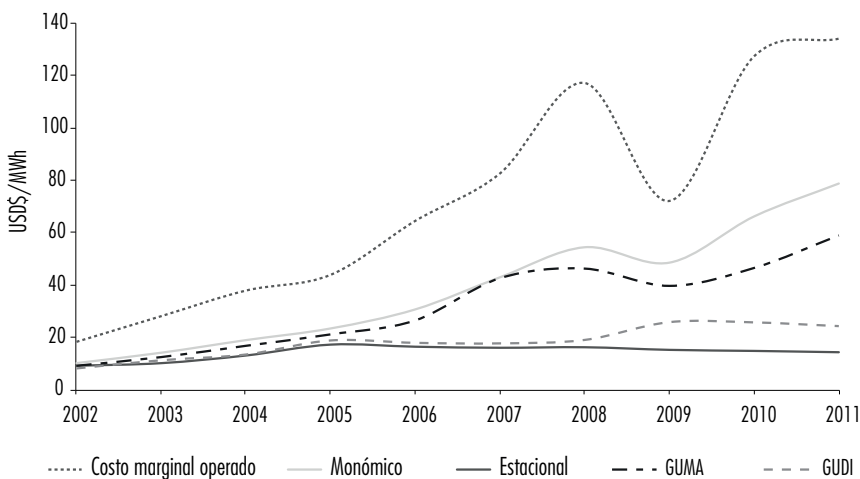
De esta manera, se complementa la transformación del mercado *unbundleado* para las grandes empresas industriales, las distribuidoras dejan de publicar los precios del gas pagado para estas industrias, y se inicia una etapa poco clara respecto al manejo de los precios para casi un tercio del gas natural consumido en el país.

4. RESULTADOS. SEGMENTACIÓN DE MERCADO Y COSTO EVITADO

La evolución de los precios de la energía eléctrica entre 2002 y 2011 según tipo de usuario (véase figura 1) muestra, en primer lugar, la creciente dispersión entre el costo marginal del sistema, el costo medio (monómico) y los precios que los diferentes tipos de usuarios efectivamente abonar. Consecuencia de la segmentación del mercado eléctrico que llevó adelante la política energética, particularmente desde 2005/2006, con la cual se buscó diferenciar categorías de usuarios (particularmente entre residenciales e industriales) a partir de los diferentes mecanismos ya descriptos: precios estacionales particulares, cargos por incumplimientos o mecanismos de contractualización para la demanda de grandes usuarios.

Esto implicó que, para 2011, los usuarios industriales abonaran una tarifa eléctrica 314% superior a los hogares cuando al inicio del periodo, en 2002, esa diferencia era prácticamente nula. De menor cuantía, pero también significativa, era la diferencia entre los precios de los grandes usuarios industriales en relación con los usuarios de dicho sector que permanecieron abastecidos por las distribuidoras (GUDI). En este caso, el precio pagado por los GUMA alcanzó a ser 143% superior, aunque en promedio se ubicó en torno al 66% por encima del precio referido a los GUDI en todo el periodo. Finalmente, la diferencia entre el precio de los grandes usuarios de distribuidoras y los usuarios residenciales se mantuvo en torno al 8% durante los primeros años de posconvertibilidad, separándose hacia 2011 cuando el precio de los primeros se ubicó un 70% por encima del precio de los segundos.

Figura 1. Precios de la energía eléctrica. Argentina, 2002-2011



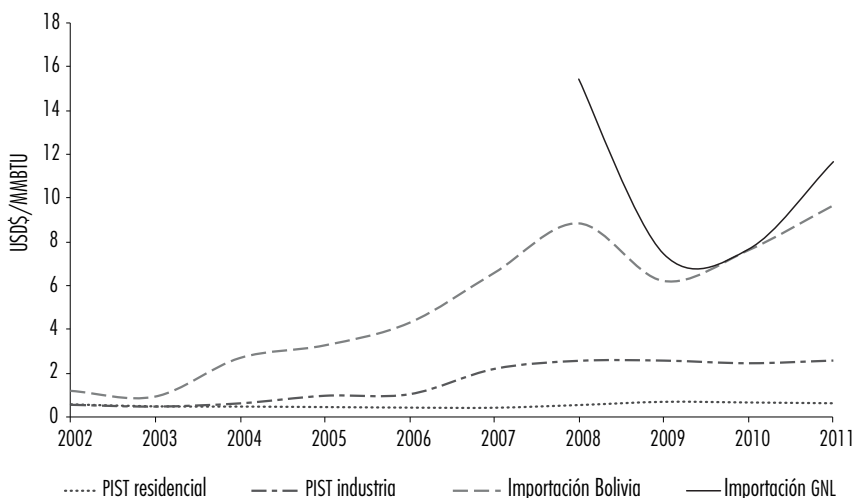
Fuente: elaboración propia con base en CAMMESA.

Al igual que en el mercado eléctrico y como herencia de la organización marginalista propia de la década anterior, hacia 2002 no había diferencias entre el precio del gas natural que pagaban los usuarios industriales y los residenciales (véase figura 2). Lo que cobraba sentido, en tanto que ambos segmentos eran en su gran mayoría abastecidos por las distribuidoras, con precios regulados desde la Secretaría de Energía de la Nación. Recién hacia 2004 se produce el primer desacople en los precios para las industrias, llegando a una diferencia de 34%, impulsado en ese año por los decretos 180 y 181, los cuales dieron impulso a la configuración de dos mercados diferenciados en la determinación de los precios, y a la firma del primer Acuerdo para la normalización de precios.

A partir de ese año y hasta 2007 se consolida la segmentación del mercado gasífero: por un lado, precios regulados, congelados y pesificados para los usuarios residenciales y, por otro lado, un sendero de precios ascendente para los usuarios industriales *unbundling*, con el cual se buscaba constituir un mercado desregulado por fuera del abastecimiento regulado de las distribuidoras, y reconstituir los ingresos de las productoras de gas natural.

Hacia la finalización del Acuerdo de Precios en 2007, la diferencia era de 413% entre ambos precios: USD\$2.20 por Millón de Unidades Térmicas Británicas (MMBTU) para la industria contra USD\$0.43 promedio para los usuarios residenciales (véase figura 2). La firma del segundo acuerdo de precios para el periodo 2007-2011, si bien logra aumentar los precios en dólares

Figura 2. Precios de gas natural. Argentina, 2002-2011



Fuente: elaboración propia con base en ENARGAS (2012), Secretaría de Energía (s.f.) y MEGSA (s.f.).

durante los cuatro años de implementación, lo hace levemente por debajo del incremento en dólares de los precios residenciales. En ese periodo el precio pagado por las industrias es 312% mayor que para los residenciales, siendo el 2008 el de mayor diferencia: 2.57 contra USD\$0.54 por MMBTU (373%).

En efecto, durante todo el periodo se “pisa” el precio para los usuarios residenciales y se va creando un mercado con un precio incremental abonado por el sector industrial *unbundling*, con el cual intentar recomponer los ingresos de las productoras de gas natural.

Sin embargo, el análisis sobre los precios de la energía eléctrica estaría incompleto si no se incorpora también qué ocurrió en el periodo con los costos del sistema, tanto los precios marginales operados como el costo de oportunidad de la importación de energía.

En el sector eléctrico (véase figura 1), las decisiones de política energética adoptadas llevaron a que el modelo regulatorio tendiera a una separación cada vez mayor entre el costo marginal operado y el costo medio (monómico) *vis à vis* el precio para las diferentes categorías de usuarios. Las diferencias entre el precio monómico y el precio para los grandes usuarios industriales (o cobertura del sistema), tendieron a permanecer estables hasta 2008, abonando la demanda cerca del 90% del precio de la energía en promedio. Para 2011 se registró un descenso, ubicándose la cobertura del sistema en el 75%. Caso contrario al de los usuarios residenciales, cuya cobertura pasó del 90% en

2002, a apenas el 18% en 2011, quedando de manifiesto el diseño y los objetivos de la segmentación diseñada por la política energética. La diferencia entre los precios de la energía eléctrica que los distintos usuarios abonaron y el costo medio del sistema fue cubierto por subsidios, llegando a representar 1.2 % del PIB en 2011 (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019). El crecimiento de los costos del sector eléctrico se debió tanto a falta de inversiones en ampliación del parque térmico tras la ruptura a partir de 2002 con el modelo marginalista, la cual intentó ser compensada mediante contratos de abastecimiento e inversión pública (Haselip y Potter, 2010; Navarro Rocha, 2021), como a problemas aguas arriba en la cadena energética por la caída en la extracción local de gas natural (Serrani y Barrera, 2018), combustible clave, ya que el 60% de la oferta eléctrica proviene de fuentes térmicas.

Al mismo tiempo, la caída sistemática de la inversión en exploración hidrocarburífera bajo el modelo privatizador, que se inicia en 1996 y se continúa con matices y vaivenes hasta 2012 (Barrera *et al.*, 2012), produjo una marcada declinación de la oferta interna del gas natural desde 2004 hasta 2015 (Kulfas, 2016). Este doble proceso de caída de inversión y de oferta interna de gas natural produjo una brecha entre la oferta local y el consumo doméstico, la cual se cubrió en su mayoría con importaciones: a partir de 2006 provenientes desde Bolivia por el gasoducto transfronterizo, las cuales se habían producido de forma ininterrumpida entre 1972 y 1999 (Sabbatella y Serrani, 2021), y desde 2008 se adicionaron importaciones crecientes de gas natural licuado (GNL) en dos puertos regasificadores en la provincia de Buenos Aires, próximos a los centros urbanos de consumo (Fanelli, 2012). Este proceso tuvo un fuerte correlato en el incremento de los subsidios energéticos (Muras *et al.*, 2015; Puig y Salinardi, 2015; Serrani y Barrera, 2018), especialmente derivado por la decisión de no trasladar a la tarifa final el costo de importación. En este sentido, la figura 2 muestra cómo a pesar de que el precio PIST entre 2002 y 2011 para las industrias creció 349% contra tan sólo un 8% para los consumidores residenciales, el precio de importación del gas proveniente desde Bolivia casi que triplica el crecimiento del precio para las grandes industrias, con un incremento de 1 024% en el mismo periodo. Es decir, si en 2002 el precio para las industrias era de USD\$0.57 y el importado desde Bolivia valía USD\$0.83, en 2011 las industrias locales pagaban USD\$2.58 cuando importarlo desde Bolivia implicaba una erogación de USD\$9.33 por MMBTU, incluso ese gas proveniente del país vecino era 25% más barato que el costo del gas importado por barco, que en 2011 ascendía a USD\$11.64.

En efecto, si bien los usuarios residenciales fueron los principales beneficiados de la política regulatoria llevada a cabo por los gobiernos de Néstor

Kirchner entre 2003 y 2007 y de Cristina Fernández de Kirchner entre 2007 y 2011, no menos cierto es que la industria también se vio favorecida por los bajos precios relativos de la energía durante estos años cuando se les compara con los costos marginales del sistema. Es decir, aunque en términos relativos se les trasladó a los usuarios industriales una mayor parte de los incrementos en dólares de los precios de la energía con respecto a los residenciales, los primeros tampoco asumieron el costo pleno del sistema energético. Esto se corrobora a partir de un informe publicado en 2014 por economistas de la Unión Industrial Argentina (UIA),²³ en donde sostienen que, entre los distintos componentes de la estructura de costos industriales, la energía fue el que menos aumentó su precio en el periodo cuando se compara con los demás costos, como materias primas, insumos importados, costos logísticos y salarios industriales (Coatz *et al.*, 2014).²⁴

En resumen, la decisión adoptada por el gobierno nacional de segmentar el mercado energético entre usuarios residenciales e industriales, y de no transferir el costo marginal del sistema a los actores locales tuvo un impacto significativo en términos externos y fiscales para el país, como ya se mencionó y como lo analiza la literatura especializada recientemente. Sin embargo, hasta el momento no se ha investigado en detalle cuánto de ese costo asumido fue a parar a las grandes empresas industriales del país. Con el propósito de arrojar luz sobre este asunto, se realizó una estimación inicial. Para ello, se analizó la evolución del consumo total de gas natural y energía eléctrica en el sector industrial y se calculó el diferencial teórico que estas empresas deberían haber pagado, si el sistema marginalista, como se estableció en el marco regulatorio de 1992, hubiera seguido vigente.

Se estimó el costo que la industria evitó pagar como la diferencia entre el precio interno efectivamente abonado y el costo marginal operado promedio anual para la energía eléctrica, así como el costo de oportunidad para el sector

²³ La UIA es la asociación gremial empresaria más grande del país, fundada a finales del siglo XIX en la ciudad de Buenos Aires, representa a la actividad industrial nacional e integra a empresas, cámaras sectoriales y regionales.

²⁴ Este tipo de fenómenos fueron habituales en Argentina durante las décadas previas a las privatizaciones. La literatura mostró cómo fue que desde 1945 se desarrollaron una serie de ciclos que afectaron los niveles de precios y tarifas (Cont *et al.*, 2021; Díaz Alejandro, 1975; Mallon y Sourrouille, 1973). Tras el “gran deterioro” de 1945-1952 (Miñana y Porto, 1982; Navajas, 2015), se sucedieron periodo de incremento real a partir de planes de estabilización, con rezago de precios de los bienes energéticos frente a la aceleración inflacionaria de los restantes precios relativos, con una duración de entre tres y siete años. Los objetivos detrás de estas intervenciones fueron tanto utilizarla como ancla inflacionaria, como mejorar la distribución del ingreso y apoyar ciertas actividades económicas (Canitrot, 1975).

gasífero. El costo de oportunidad se define como la paridad de importación basada en el precio de Bolivia. Sin embargo, es importante destacar que estas estimaciones subestiman la transferencia, ya que no se consideran las importaciones de GNL, que representaron las más altas del sistema durante todo el periodo estudiado. Dado que no se dispone de información pública que identifique a los destinatarios finales de los subsidios energéticos, dichas estimaciones se utilizan como un *proxy* para cuantificar el impacto de las decisiones tomadas en el sistema energético en el sector industrial.

En la tabla 1 se muestra la evolución estimada y teórica del costo que la industria evitó pagar por la energía si el sistema marginalista hubiera permanecido en vigencia. En primer lugar, se puede observar un retraso en la evolución de los precios internos del gas natural en dólares con respecto al costo de oportunidad. En 2003, estos precios cubrían 88% del costo de oportunidad, pero para 2011 sólo lo hacían en 28%. En el caso de la energía eléctrica, el precio industrial llegaba a cubrir aproximadamente la mitad del costo marginal del sistema a lo largo del periodo, con la excepción del 2010, en el cual cubría un poco más de un tercio del costo. En segundo lugar, suponiendo que todas las grandes empresas industriales pagaran por la energía al costo marginal promedio anual, la discrepancia entre este precio y los pagos efectivos implicó que, con el tiempo, el costo evitado para el sector industrial fuera en constante aumento, alcanzando casi los USD\$5 mil millones hacia 2011. En otras palabras, el diseño de la política de precios de la energía implementada por el gobierno nacional resultó en una transferencia significativa de ingresos fiscales hacia las grandes empresas industriales.

Con el único propósito de proporcionar una estimación aproximada de la magnitud de la transferencia de ingresos que efectivamente tuvo lugar desde el Estado nacional hacia las grandes empresas industriales del país, en contraposición al modelo marginalista, se presentan los subsidios energéticos pagados por Argentina durante el periodo de análisis. Es importante destacar que, debido a la falta de desglose en la información oficial en relación con qué tipo de energía consumen los diversos usuarios (nacionalmente generada o extraída e importada), los subsidios energéticos efectivamente abonados incluyen no sólo a los usuarios industriales, sino a todo el sistema energético. La información estimada del costo evitado que se presenta en la tabla 1 permite visualizar la magnitud de la transferencia de ingresos a lo largo del periodo. En promedio, el costo evitado por parte de las empresas industriales en comparación con sus erogaciones para cubrir el precio de la energía representa 68% de los subsidios energéticos efectivamente pagados (con la única excepción del año 2011, cuando la relación porcentual fue del 40%). Este último caso se explica

Tabla 1. Consumo industrial, costo evitado y subsidios energéticos. Argentina, 2002-2011

Año	Gas Natural			Energía eléctrica			Totales		
	Consumo industrial (M de m ³)	Costo evitado (millones de USD\$) 1	Cobertura del costo de oportunidad %	Consumo industrial (MWh)	Costo evitado (millones de USD\$) 2	Cobertura del costo marginal operado %	Costo evitado (millones de USD\$) 3 (1+2)	Subsidios energéticos (millones de USD\$) 4	Costo evitado / subsidios 5 (3/4) %
2002	9 797 259	68	69	12 421 419	118	49	186	-	-
2003	10 682 871	20	88	13 891 108	222	44	242	550	44
2004	11 226 085	515	27	14 537 840	312	44	827	1 003	82
2005	11 672 016	611	34	16 373 506	378	48	988	1 545	64
2006	12 900 745	1 011	27	17 735 097	680	41	1 691	1 732	98
2007	12 376 783	1 852	35	19 328 337	779	51	2 131	2 845	75
2008	12 635 074	2 037	30	20 256 187	1 441	39	3 478	4 333	80
2009	12 140 015	1 085	44	18 080 135	592	55	1 678	2 626	64
2010	12 037 781	1 572	34	19 056 044	1 545	36	3 117	4 765	65
2011	12 511 707	2 288	28	20 194 132	1 522	44	3 810	9 413	40

Fuente: elaboración propia con base en ENARGAS, CAMMESA, SE, INDEC, MEGSA, MURAS et al. (2015), Serrami y Barreira (2018).

en gran medida por el incremento en los precios internacionales de las materias primas tras la crisis financiera de 2007-2008.

CONCLUSIONES

Con la salida de la convertibilidad cambiaria, Argentina se expuso a un conjunto de transformaciones sustantivas en el funcionamiento de la economía y de los servicios públicos. Uno de ellos fue el cambio en la orientación de la intervención del Estado que modificó el entramado regulatorio del sector energético propio de las reformas neoliberales. En este marco, el artículo se propuso analizar el diseño de una política energética específica destinada a la demanda de las grandes empresas industriales.

En síntesis, durante la década de los noventa, los grandes usuarios industriales abonaron precios de la energía más bajos que los usuarios residenciales, que estaban cautivos de las distribuidoras, pudiendo aprovechar la baja en los costos de generación y la posibilidad de contractualizar su demanda. Esta situación se modificó durante la década siguiente. La orientación de la política estatal se focalizó en evitar trasladar a los usuarios los efectos de la crisis económica. En un contexto de crecientes restricciones por la menor disponibilidad de gas natural, que llevó a su reemplazo por combustibles alternativos menos eficientes y más caros, y bajos niveles de inversión en ampliación de la oferta local, se diseñaron herramientas para segmentar el mercado y los precios entre los distintos tipos de usuarios. Transformadas las condiciones que habían asegurado el funcionamiento de un esquema de tipo marginal durante la década anterior, las políticas implementadas buscaron asegurar el abastecimiento de energía con precios asequibles, privilegiando a los consumidores residenciales, comerciales e industriales, en ese orden de importancia.

La confluencia entre la interrupción del modelo marginalista con la segmentación de mercado entre distintos tipos de usuarios llevó a que las industrias pagaran un precio de la energía crecientemente superior al de los usuarios residenciales. Sin embargo, se corroboró que ese precio incremental fue considerablemente más bajo que el costo marginal operado del sistema o que el de importación en el caso del gas natural. Esto permitió al Estado nacional sostener un equilibrio inestable entre los distintos actores: los usuarios residenciales (a los cuales se quería proteger sus ingresos), los usuarios industriales (que fueron pagando un precio incremental), y las productoras de productoras de gas natural (que en un mercado gasífero al alza, fueron recomponiendo tibiamente sus ingresos luego de la pesificación producida en

2002). La inestabilidad del equilibrio se jugó por el lado de la aceleración de la restricción externa debido a las importaciones crecientes de combustibles, con fuertes impactos en la macroeconomía por el desacople entre precios internacionales y de venta local.

En un entorno de crecimiento internacional de los precios de la energía, el presente artículo muestra que el equilibrio inestable de la política energética permitió tener relativamente controlado el peso de la energía en la estructura de costo de las grandes empresas industriales. Dada las características de la matriz energética nacional, el sistema integrado energético no permite diferenciar qué tipos de usuarios consumen la energía producida localmente de la importada. La estimación efectuada en este trabajo permite constatar, al menos de forma teórica, que la interrupción del modelo marginalista para el sector industrial implicó una transferencia de ingresos desde las productoras de gas natural y el Estado nacional (vía subsidios) a los grandes usuarios industriales de alrededor de USD\$1 800 millones anuales promedio entre 2002 y 2011.

Es importante destacar que del total de subsidios consolidados desde 2002, 87% se destinó a compensar la diferencia entre el precio pagado por la demanda y el costo medio del sistema, así como a la importación de gas y combustibles líquidos para la generación térmica. Estos fondos se canalizaron a través de CAMMESA y ENARSA, empresas bajo control estatal (Muras *et al.*, 2015). Si bien la compensación estaba dirigida a las empresas generadoras de energía eléctrica, los beneficiarios finales eran los usuarios, quienes evitaban pagar los precios completos en sus facturas.²⁵ A pesar de que algunos estudios (Apud *et al.*, 2009 y 2011; Navajas, 2017; García Zanotti *et al.*, 2017; Goldstein *et al.*, 2016) argumentan que las tarifas reducidas provocaron un aumento irracional del consumo, esto no se respalda completamente. Como lo demuestran Serrani y Barrera (2018), la tasa de expansión por usuario no experimentó un crecimiento significativo en el caso del gas natural y fue incluso menor que durante la etapa anterior, cuando se aplicaban tarifas dolarizadas y los usuarios pagaban precios completos por la energía eléctrica. En efecto, si como afirma la literatura especializada el sector energético terminó de acelerar la restricción

²⁵ Apenas 5% de los subsidios acumulados estaban destinados a empresas productoras de gas natural mediante los programas de estímulo Plan Gas I y II que, con YPF bajo conducción estatal a partir de 2012, permitieron revertir el declino en la producción hidrocarburos (Barrera, 2021). En ese marco, el Estado nacional cubría la diferencia entre el precio abonado por la demanda y los USD\$7.5/MMBTU establecidos como estímulo para las empresas productoras (Arceo, 2018). Sin embargo, es importante señalar que estos planes se instrumentaron recién al final de 2012, y todavía con distintos formatos, tienen continuidad hasta principios de 2024 (momento de escritura de este artículo) y contratos de implementación hasta 2028.

externa de la economía hacia 2011, lo que este trabajo muestra es que, de no haberse modificado el sistema marginalista de precios, el sector energético seguramente hubiese reducido su presión sobre el estrangulamiento externo de la economía, pero a costa de modificar sustantivamente la estructura de costos de las grandes empresas industriales del país, quitando dinamismo productivo al sector. Pero esta hipótesis merece nuevas indagaciones a ser investigadas en futuros trabajos.

Por último, este estudio aporta a la literatura algunas lecciones aprendidas e implicaciones de política al sostener que la mitigación de los efectos de los subsidios sobre la estructura económica requiere un enfoque integral desde la política energética, que combine herramientas de corto y largo plazo.

En cuanto a la demanda, la reorientación de los subsidios para reducir su impacto en la restricción externa implica la creación de un camino de reducción gradual que permita a los hogares alcanzar el pago del costo de generación. No obstante, este proceso debe ser compatible con un esquema macroeconómico consistente y con una evolución inversamente proporcional de los salarios. Resulta poco sostenible eliminar los subsidios a las tarifas energéticas en un contexto de inestabilidad cambiaria y pérdida del poder adquisitivo del salario ya que, aunque mejoren las cuentas fiscales, resulta socialmente inviable a corto plazo.

En cuanto a la oferta, en primer lugar, se requiere una profunda transformación institucional del sistema, que incluya una reorganización y centralización de los organismos encargados de diseñar y ejecutar la política energética, especialmente entre jurisdicciones, como la nación y las provincias. Además, es necesario revisar los marcos regulatorios de la energía eléctrica y el gas natural, que fueron concebidos en un entorno institucional como el de la Convertibilidad, que ya no existe en la sociedad argentina desde hace más de 20 años. En segundo lugar, avanzar en mayores exigencias de contractualización de la demanda de los grandes consumidores industriales, ahora hacia una demanda baja en emisiones, profundizando los lineamientos concebidos en el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER), sancionado en 2017. Finalmente, es crucial fomentar el desarrollo de obras de transporte eléctrico y de gas natural que permitan aumentar la capacidad de la red, promover la producción local de energía y eliminar los cuellos de botella en los picos de consumo. Estos generan inestabilidad tanto en el sistema de gestión energética como en las finanzas públicas, debido a la volatilidad de los precios internacionales en un contexto de restricción crónica de divisas.

BIBLIOGRAFÍA

- Amsden, A. H. (1989). *Asia's next giant: South Korea and late industrialization*. Oxford University Press. <https://doi.org/10.1093/0195076036.001.0001>
- Apud, E., Aráoz, J. C., Devoto, E., Echarte, R., Guadagni, A., Lapeña, J., Olocco, R. y Montamat, D. (2009). *Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino*. Instituto Argentino de la Energía.
- _____, Aráoz, J. C., Devoto, E., Echarte, R., Guadagni, A., Lapeña, J., Olocco, R. y Montamat, D. (2011). *La caída de las reservas de hidrocarburos. El problema más importante del sector energético argentino*. Instituto Argentino de la Energía.
- Arceo, N. (2018). Las modificaciones tarifarias en la cadena del gas natural en Argentina. *Apuntes del CENES*, 37(66). <https://doi.org/10.19053/01203053.v37.n66.2019.7636>
- Arceo, E. y Basualdo, E. (1999). Las tendencias a la centralización del capital y la concentración del ingreso en la economía argentina durante la década del noventa. *Cuadernos del Sur*, 29. https://cuadernosdelsur.org/wp-content/uploads/2017/07/cuadernosurnro29_ocr.pdf
- Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J. (1995). *Regulatory reform: Economic analysis and British experience* (2nd printing). MIT Press.
- Ascencio, D. y Navarro Rocha, L. (2022). Auge y declive de las empresas públicas argentinas en el sector eléctrico. Un estudio a partir de las firmas Agua y Energía Eléctrica, SEGBA e Hidronor (1943-1983). *Revista de Gestión Pública*, 11(1). <https://doi.org/10.22370/rgp.2022.11.1.3582>
- Azpiazu, D. (2005). *Las privatizadas I: ayer, hoy y mañana*. Capital Intelectual.
- Barrera, M., Sabbatella, I. y Serrani, E. (2012). *Historia de una privatización. Cómo y por qué se perdió YPF*. Capital Intelectual.
- _____. (2021). El complejo energético argentino y los impactos estructurales sobre el sector externo. *Ensayos de Economía*, 31(59). <https://doi.org/10.15446/ede.v31n59.90320>
- Beesley, M. E. y Littlechild, S. C. (1989). The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. *The RAND Journal of Economics*, 20(3). <https://www.jstor.org/stable/2555582>
- Beylis, G. y Cunha, B. (2017). Energy pricing policies for inclusive growth in Latin America and the Caribbean. World Bank Group. <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1111-1>
- Calí, M., Cantore, N., Marin, G., Mazzanti, M., Nicolli, F. y Presidente, G. (2023). Energy prices and the economic performance of firms in emer-

- ging countries. *Structural Change and Economic Dynamics*, 66. <https://doi.org/10.1016/j.strueco.2023.04.019>
- Canitrot, A. (1975). La experiencia populista de redistribución de ingresos. *Desarrollo Económico*, 15(59). <https://doi.org/10.2307/3466477>
- Coates, D. (ed.) (2005). *Varieties of capitalism, varieties of approaches*. Palgrave Macmillan. <https://doi.org/10.1057/9780230522725>
- Coatz, D., Dragún, P. y Sarabia, M. (2014). Rentabilidad en la industria argentina a 12 años de la crisis de la convertibilidad: mitos y realidades. Costos y precios en la industria manufacturera argentina (343; Boletín informativo Techint). Techint. <https://cdi.mecon.gov.ar/bases/doc/techint/boletin/343.pdf>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) (2003). Programación estacional de agosto 2003.
- Congreso de la Nación Argentina (1991, 27 de marzo). *Ley 23.928 de 1991. Convertibilidad del austral*. <https://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/328/norma.htm>
- _____ (1992, 16 de enero). *Ley 24.065 de 1992. Régimen de la energía eléctrica*. <https://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/texact.htm>
- _____ (1992, 20 de mayo). *Ley 24.076 de 1992. Marco Regulatorio de la Actividad. Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado*. <https://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/475/norma.htm>
- _____ (2002, 6 de enero). *Ley 25.561. Emergencia pública y reforma del régimen cambiario*. <https://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/71477/norma.htm>
- Cont, W., Navajas, F. H., Pizzi, F. y Porto, A. (2021). *Precios y tarifas y política económica. Argentina 1945-2019*. Facultad de Ciencias Económicas (UNLP).
- Costa, A., Álvarez Agís, E., Arceo, N. M., Bianco, C., Campos, L. y Wahlberg, F. (2010). *La anatomía del nuevo patrón de crecimiento y la encrucijada actual: la economía argentina en el período 2002-2010*. Atuel.
- Devoto, A. E. y Cardozo, J. (2002). *La tarifa de distribución antes y después de la reestructuración del sector eléctrico* (Texto de Discusión 39; p. 40). Centro de Estudios de Economía de la Regulación (CEER).
- Díaz Alejandro, C. F. (1975). *Ensayos sobre la historia económica argentina*. Amorrotu.
- Dyner, I., Arango, S. y Larsen, E. R. (2006). Understanding the Argentinean and Colombian electricity markets. *Electricity Market Reform* (pp. 595-616). <https://doi.org/10.1016/B978-008045030-8/50019-9>

- Elliott, R., Sun, P. y Zhu, T. (2019). Electricity prices and industry switching: Evidence from Chinese manufacturing firms. *Energy Economics*, 78. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.11.029>
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) (2004). *Informe anual*. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ia_2004.pdf
- Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) (2012). *Informe anual*. <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/informes-anuales-de-balance-y-gestion/informe-anual.php?ano=informe-anual-2012>
- Evans, P. B. (1995). *Embedded autonomy: States and industrial transformation*. Princeton University Press.
- Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) (1998). *Privatizaciones en la Argentina. Marcos regulatorios tarifarios y evolución de los precios relativos durante la convertibilidad* (Documento de trabajo 4; Privatización y regulación en la economía argentina, p. 111). <http://publicacioneseconomia.flacso.org.ar/images/pdf/196.pdf>
- Fanelli, J. M. (2012). *La Argentina y el desarrollo económico en el siglo XXI: ¿cómo pensarlo? ¿qué tenemos? ¿qué necesitamos?* Siglo XXI Editores.
- Fernández Bugna, C. y Porta, F. (2007). El crecimiento reciente de la industria argentina. Nuevo régimen sin cambio estructural. *Crisis, recuperación y nuevos dilemas. La economía argentina, 2002-2007-LC/W. 165-2007-p. 63-105*.
- Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL) (1999). *La regulación de la competencia y de los servicios públicos: teoría y experiencia argentina reciente*. Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas. <http://www.fiel.org/publicaciones/Libros/regulacion.pdf>
- García Zanotti, G., Kofman, M. y López Crespo, F. (2017). *Ganadores y perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales*. EJES, OPSUR, Taller Ecologista. https://ejes.org.ar/wp-content/uploads/2022/04/Ganadores_y_perdedores_completoA42.pdf
- Gerchunoff, P., Greco, E. y Bondorevsky, D. (2003). Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002. ILPES. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/d05d3cf3-7d90-4ec0-aacc-afe7036405d2/content>
- Gereffi, G., Humphrey, J. y Sturgeon, T. (2005). The governance of global value chains. *Review of International Political Economy*, 12(1). <https://doi.org/10.1080/09692290500049805>
- Gibbon, P., Bair, J. y Ponte, S. (2008). Governing global value chains: An introduction. *Economy and Society*, 37(3). <https://doi.org/10.1080/03085140802172656>

- Goldstein, E., Kulfas, M., Margulis, D. y Zack, G. (2016). Efectos macroeconómicos del sector energético en la Argentina en el periodo 2003-2014. *Realidad Económica*, 298(2-2016). https://www.iade.org.ar/system/files/ediciones/re_298-.pdf
- Hall, P. A. y Soskice, D. W. (eds.) (2001). *Varieties of capitalism: The institutional foundations of comparative advantage*. Oxford University Press. <https://doi.org/10.1093/0199247757.001.0001>
- Haselip, J. y Potter, C. (2010). Post-neoliberal electricity market “re-reforms” in Argentina: Diverging from market prescriptions? *Energy Policy*, 38(2). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.007>
- Herrera, G. y Tavosnanka, A. (2011). La industria argentina a comienzos del siglo XXI. *Revista CEPAL*, 104. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/2dd7f5ca-7e3b-43fa-9dfb-294b332be7ce/content>
- Johnson, C. A. (2007). MITI and the Japanese miracle: The growth of industrial policy, 1925-1975 (Reprinted). Stanford University Press.
- Kilian, L. (2008). The economic effects of energy price shocks. *Journal of Economic Literature*, 46(4). <https://doi.org/10.1257/jel.46.4.871>
- Kozulj, R. (2005). La crisis energética de la Argentina: orígenes y perspectivas. *Fundación Bariloche idee paper*, 7.
- _____ (2015). *El sector energético argentino. Un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos*. Editorial UNRN. <http://rid.unrn.edu.ar:8080/bitstream/20.500.12049/62/1/kozulj.pdf>
- Kulfas, M. (2016). *Los tres kirchnerismos: una historia de la economía argentina, 2003-2015*. Siglo XXI Editores.
- Lavarello, P. y Sarabia, M. (2015). *La política industrial en la Argentina durante la década de 2000* (45; Estudios y perspectivas). CEPAL. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/95f7edfc-a4f5-461b-88f9-182efdefb313/content><https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/95f7edfc-a4f5-461b-88f9-182efdefb313/content>
- Mallon, R. y Sourrouille, J. V. (1973). *La política económica en una sociedad conflictiva*. Amorrortu.
- Mazzucato, M. (2014). *El Estado emprendedor: mitos del sector público frente al privado*. RBA Libros.
- Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) (s.f.). *Series históricas*. <https://negociacion.megsa.ar/Usuario/Estadisticas/SeriesHistoricas.aspx>
- Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (2004, 21 de abril). Resolución 208. Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al

- Sistema de Transporte. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-208-2004-94405>
- Miñana, H. N. y Porto, A. (1982). Inflación y tarifas públicas: Argentina, 1945-1980. *Desarrollo Económico*. <https://doi.org/10.2307/3466610>
- Muras, R., Melamud, A., Ortolani, N., Martínez de Vedia, R. y Einstoss, A. (2015). *Los subsidios energéticos en Argentina*. IAE, ASAP. https://asap.org.ar/img_publicaciones/12191500_InformeSubsidiosenergeticosASA-PIAE2015.pdf
- Navajas, F. (2015). *Subsidios a la energía, devaluación y precios* (Documento de trabajo 122; p. 40). Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL). http://www.fiel.org/publicaciones/Documentos/DOC_TRAB_1431636145020.pdf
- _____ (2017, enero 18). Exportaciones de gas: ¿por qué tanto apuro? *El Cronista*. <http://www.cronista.com/columnistas/Exportaciones-de-gas-Por-que-tanto-apuro-20170118-0023.html>
- Navarro Rocha, L. (2020). Las empresas de energía eléctrica entre las reformas de mercado y la posconvertibilidad. *Realidad Económica*, 50(334). <https://ojs.iade.org.ar/index.php/re/article/view/119179>
- _____ (2021). Grandes empresas en la Argentina de la posconvertibilidad. El caso del grupo Pampa Energía (2004-2015). *H-industria@: Revista de historia de la industria, los servicios y las empresas en América Latina*, 0(29). [https://doi.org/10.56503/H-Industria/n.29\(15\)pp.71-99](https://doi.org/10.56503/H-Industria/n.29(15)pp.71-99)
- Nelson, R. R. (ed.) (1993). *National innovation systems: A comparative analysis*. Oxford University Press.
- Perez, C. (2010). Technological revolutions and techno-economic paradigms. *Cambridge Journal of Economics*, 34(1). <https://doi.org/10.1093/cjel/bep051>
- Pistonesi, H. (2001). *Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina*. ILPES. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/81bb5792-e2b5-4da6-891f-e5802980e582/content>
- Poder Ejecutivo Nacional (2002, 13 de febrero). *Decreto 214/2002. Reordenamiento del sistema financiero*. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/72017/norma.htm>
- _____ (2004, 13 de febrero). *Decreto 180/2004. Régimen de Inversiones de Infraestructura Básica de Gas durante el Proceso de Normalización del Servicio Público. Creación del Mercado Electrónico de Gas. Funcionamiento y obligaciones asociadas a dicho mercado. Medidas para mejorar la eficiencia asignativa en la industria del gas. Disposiciones complementarias. Con-*

- diciones especiales*. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/92678/norma.htm>
- _____ (2004, 13 de febrero). *Decreto 181/2004. Facultase a la Secretaría de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Umbrales de consumo de las categorías del servicio residencial R1, R2 y R3*. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/92679/norma.htm>
- Pollitt, M. (2008). Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics*, 30(4). <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.12.012>
- Porta, F., Santarcángelo, J. y Schteingart, D. (2017). Un proyecto político con objetivos económicos. Los límites de la estrategia kirchnerista. En A. Pucciarelli y A. Castellani (eds.). *Los años del kirchnerismo. La disputa hegemónica tras la crisis del orden neoliberal* (pp. 99-143). Siglo XXI Editores.
- Puig, J. P. y Salinardi, L. H. A. (2015). *Argentina y los subsidios a los servicios públicos: un estudio de incidencia distributiva* (Documento de trabajo 183). Centro de Estudios Distributivos, Laborales y Sociales (CEDLAS). http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/51280/Documento_completo_.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Sabbatella, I. y Serrani, E. (2021). Integración gasífera entre Argentina y Bolivia. *Estudios Internacionales*, 53(199), Article 199. <https://doi.org/10.5354/0719-3769.2021.60093>
- Sato, M., Singer, G., Dussaux, D. y Lovo, S. (2019). International and sectoral variation in industrial energy prices 1995-2015. *Energy Economics*, 78. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.11.008>
- Secretaría de Energía (SE) (2002, 14 de marzo). *Resolución 2. Valores estacionales de invierno*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-2-2002-72979>
- _____ (2003, 14 de agosto). *Resolución 240. Fijación de precios –metodología*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-240-2003-87732>
- _____ (2004, 26 de enero). *Resolución 93. Reprogramación trimestral de verano*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-93-2004-92689>

- _____ (2004, 28 de mayo). *Resolución 552. Programa de uso racional de la energía*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-552-2004-95378>
- _____ (2004, 25 de agosto). *Resolución 842. Reprogramación trimestral*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-842-2004-97790>
- _____ (2004, 7 de diciembre). *Resolución 1434. Programación estacional de verano*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1434-2004-101798>
- _____ (2005, 9 de mayo). *Resolución 745. Programa de uso racional de la energía eléctrica – modificación*. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/105000-109999/106157/norma.htm>
- _____ (2005, 12 de mayo). *Resolución 752. Normalización precios – acuerdo*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-752-2005-106449>
- _____ (2005, 9 de septiembre). *Resolución 1063. Programa de uso racional de la energía eléctrica – modificación*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1063-2005-109592>
- _____ (2006, 5 de septiembre). *Resolución 1281. Comercialización en el mercado spot*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1281-2006-119455/texto>
- _____ (2007, 18 de enero). *Resolución 220. Habilitase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)*. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000124999/124456/norma.htm>
- _____ (2008, 19 de septiembre). *Resolución 1070. Régimen regulatorio de la industria y comercialización de gas licuado de petróleo*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1070-2008-145200>
- _____ (2008, 31 de octubre). *Resolución 1169. Reprogramación Trimestral de Invierno 2008 y Programación Estacional de Verano*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1169-2008-146829>
- _____ (2009, 16 de marzo). *Resolución 200. Habilitación para la realización de contratos de abastecimiento*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-200-2009-151503>
- _____ (2009, 9 de octubre). *Resolución 712. Habilitación para la realización de contratos de abastecimiento*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-712-2009158789>

- _____ (2009, 5 de noviembre). *Resolución 762. Programa nacional de obras hidroeléctricas*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-762-2009-159941>
- _____ (2011, 29 de marzo). *Resolución 108. Habilitación para la realización de contratos de abastecimiento*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-108-2011-181099>
- _____ (2011, 13 de septiembre). *Resolución 932. Complejo Hidroeléctrico Condor Cliff y La Barrancosa*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-932-2011-187204>
- _____ (2011, 7 de noviembre). *Resolución 1301. Programación Estacional de Verano*. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1301-2011-189605>
- _____ (s.f.). *Precios de gas natural*. https://apps.energia.gob.ar/viz_3/pgas.php
- Secretaría de Gobierno de Energía (2019). Balance de gestión en energía 2016-2019. https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf
- Serrani, E. (2019). Regulación tarifaria del gas natural en la posconvertibilidad. Análisis de sus efectos sobre los ingresos y el desempeño de las empresas. *Cuadernos de Economía Crítica*, 5(10). <https://cec.sociedadecconomicacritica.org/index.php/cec/article/view/152/360>
- _____ (2020). Modelos de regulación de servicios públicos de gas natural en Argentina, 1967-2017. *América Latina en la Historia Económica*, 27(2). <https://doi.org/10.18232/alhe.1062>
- Serrani, E. y Barrera, M. (2018). Efectos estructurales de la política energética en la economía argentina, 1989-2014. *Sociedad y Economía*, 34. <http://dx.doi.org/10.25100/sye.v0i34.6482>
- Thomas, S. (2006). The british model in Britain: failing slowly. *Energy Policy*, 34(5). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.11.013>
- Timmer, M. P., Erumban, A. A., Los, B., Stehrer, R. y De Vries, G. J. (2014). Slicing up global value chains. *Journal of Economic Perspectives*, 28(2). <https://doi.org/10.1257/jep.28.2.99>
- Vispo, A. (1999). *Los entes de regulación: problemas de diseño y contexto: aportes para un urgente debate en la Argentina*. Grupo Editorial Norma.