

Los mercados eléctricos a la hora de la transición energética en perspectiva comparada

Power markets at the time of the energy transition from a comparative viewpoint

Adrien Sergent

UBA-Fundación Meridiano- Argentina

adrien.sergent@gmail.com

Resumen: La electrificación de los usos finales energéticos es uno de los pilares fundamentales para limitar el calentamiento global a 1,5°C sobre la era preindustrial. Luego de analizar las particularidades del sector eléctrico y sus avances tecnológicos, este trabajo compara el funcionamiento de cuatro diseños de mercado eléctrico: Chile, Francia, Texas y Uruguay. Los resultados muestran que la organización del sector eléctrico en mercados competitivos descentralizados no es la más adecuada para que pueda cumplir con todas las expectativas desatadas por la transición energética. Finalmente, se extraen conclusiones que podrían ser útiles para el caso argentino.

Palabras claves: Mercado eléctrico, Transición energética, Descarbonización, Cambio climático.

Abstract: The electrification of energy end uses is one of the fundamental pillars to limit global warming to 1.5°C above the pre-industrial levels. After analyzing the particularities of the power sector and its technological advances, this work compares the operation of four power market designs: Chile, France, Texas and Uruguay. The results show that the organization of the power sector in competitive decentralized markets is not the most appropriate to meet all the expectations unleashed by the energy transition. Finally, conclusions are drawn that could be useful for the Argentine case.

Key words: Power market, Energy transition, Low-carbon economy, Climate change.

Clasificación JEL: D47, L94, P48.

Fecha de recepción: 23/12/2021 **Fecha de aceptación:** 31/3//2022

I. Introducción

La hoja de ruta elaborada por la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2021a) para que el sector energético llegue a la neutralidad de carbono en 2050 y preserve así las chances de que el calentamiento global no supere los 1,5°C sobre la era preindustrial implica un camino de profundas transformaciones. Además de colosales esfuerzos en

eficiencia energética, se identificó a la electrificación de los usos finales como un pilar fundamental para desplazar a las energías fósiles de la matriz energética. Consecuentemente, el sector eléctrico se enfrenta al reto de tener más que duplicarse a nivel global para 2050 según el esquema de la AIE. A su vez, este proceso de electrificación requiere el uso intensivo de tecnologías limpias, es decir emitiendo pocos gases de efecto invernadero (GEI) durante su ciclo de vida, que en algunos casos están todavía en fase de desarrollo. Si bien se observó en los últimos años un fuerte despegue de las energías renovables en el sector eléctrico, el director de la AIE (2021b) alertó “que este progreso en energía limpia es todavía demasiado lento para hacer que las emisiones globales disminuyan sostenidamente hacia la neutralidad de carbono”¹ (párr. 2).

Actualmente el sector eléctrico se encuentra en una etapa avanzada de liberalización que se inició en Chile en 1982 antes de expandirse al resto del mundo a partir de la década siguiente (Muñoz, 2021). Cobra entonces importancia analizar si esta liberalización está adaptada para la descarbonización masiva de las matrices eléctricas que hoy exige la transición energética. Ya existen varios casos donde la promoción de fuentes de generación limpias chocó con las normativas de mercados eléctricos haciendo hincapié sobre los mecanismos de competencia (Finon, 2015; Reverty y Marty, 2019). Se destacó en particular el efecto depresivo sobre los precios de los mercados eléctricos mayoristas europeos que generaban las políticas de sostén hacia las renovables (Brown y Reichenberg, 2021). Inversamente, el aumento vertiginoso de los precios del gas y sus repercusiones sobre estos mismos mercados eléctricos desataron fuertes críticas sobre el sistema marginalista de precios (Missé, 2021). En el año 2021, la volatilidad de los precios mayoristas de varios mercados eléctricos fue tal que disparó una ola de quiebras de comercializadores desde Texas (Zelinski, 2021) hasta Singapur (“Third electricity provider calls it quits in singapore”, 2021) pasando por Europa (“Britain faces 'massacre' of 20 more bust energy suppliers, Scottish Power says”, 2021; Tetrel, 2021).

En estas circunstancias, este trabajo busca analizar los efectos que puedan tener las distintas estructuras de mercados eléctricos hoy existentes, tanto sobre la descarbonización de sus respectivas matrices eléctricas como sobre los precios finales de la electricidad. Efectivamente, la electrificación de los consumos energéticos con fuentes limpias y la existencia de precios asequibles son dos dimensiones importantes para que la transición energética anhelada por la comunidad internacional pueda lograrse a tiempo. Para ello, se eligieron cuatro mercados eléctricos en particular, al saber: Chile, Francia, Texas y Uruguay; que se podrían considerar como modelos paradigmáticos al haber avanzado de manera diferenciada en este proceso de liberalización en los últimos veinte años.

Luego de esta introducción, en una segunda sección se volverá sobre las particularidades inherentes al sector eléctrico, así como a las últimas transformaciones

¹ Traducción propia.

tecnológicas que afectan dicho sector. Por su parte, en el tercer apartado se compararán los resultados obtenidos en pos de lograr una matriz eléctrica sostenible en los cuatro casos mencionados. Finalmente, la última sección ofrecerá algunas consideraciones finales junto a una serie de lecciones que podrían ser útiles para el caso argentino.

II. Particularidades y transformaciones del sector eléctrico

La electricidad no es un bien que se puede extraer desde la naturaleza sino que se obtiene a través de un proceso productivo continuo. Sus características físicas requieren que haya un equilibrio constante entre la generación y la demanda de electricidad. En la medida que tanto la generación como el consumo eléctrico pueden ser variables, que la demanda horaria tiene una inelasticidad-precio fuerte y que los eventuales desbalances deben corregirse en cuestiones de segundos, la realización de este equilibrio necesita de mecanismos de coordinación extrema que no pueden cumplir “un grupo de agentes en relaciones directas, concepto que define precisamente «el mercado»” (Hansen y Percebois, 2014, p. 129). Por este motivo, pese a la liberalización del sector, sigue siendo necesario el uso de algoritmos de despachos para equilibrar el mercado eléctrico en lugar del tanteo walrasiano típico de la teoría económica neoclásica. Hansen y Percebois (2014) destacan que, además de las hipótesis fundamentales de la teoría del equilibrio general de dudoso cumplimiento en la realidad², algunos supuestos de este enfoque claramente no se verifican en el caso de la electricidad. Así de la hipótesis de *free disposal* presuponiendo que se puede producir y almacenar cualquier producción, lo que dista de ser el caso para la electricidad pese a los progresos en tecnologías de almacenamiento. Tampoco se cumple la hipótesis de convexidad (debido a costos de arranque y a mínimos técnicos de potencia para algunas unidades de generación) lo que implica que un mercado eléctrico puede no tener precio de equilibrio y en el caso de tenerlo, este puede ser diferente del costo marginal de corto plazo o incluso negativo.

Ahora bien, el enfoque neoclásico estipula que los mercados eléctricos competitivos generan las señales de precio optimas tanto para el corto como el largo plazo (Finon et al., 2011). Mientras se aplicaba un modelo de tarificación al costo marginal de largo plazo a una empresa pública regulada en situación de monopolio, había posibilidades de planificar y optimizar la capacidad instalada del parque de generación. En cambio, en un mercado con agentes descentralizados se supone que esta articulación se realiza gracias a precios reflejando anticipaciones racionales de flujos de ingresos futuros habilitadas por herramientas financieras de cobertura del riesgo. El problema que destacan Finon et al. (2011) es que los productos de cobertura financiera tienen plazos de tiempo muy inferiores a los necesarios para el sector eléctrico. En realidad, Petit et al. (2017) muestran que los inversores del sector siguen guiándose por cálculos de Valor

² Las hipótesis fundamentales de la teoría del equilibrio general son: no-interacción entre agentes, homogeneidad de los productos, información perfecta, libre entrada y salida del mercado para todos los agentes.

Actualizado Neto sin siquiera usar opciones reales. Es decir que un mercado eléctrico totalmente descentralizado implica la existencia de un sesgo desfavorable hacia las tecnologías más intensivas en capital. Una tendencia que se verificó con el despegue masivo de los ciclos combinados de gas por tener un *capital expenditure* (capex) inferior a tecnologías alternativas, aunque mirando del lado del costo total de largo plazo la relación era inversa (Finon et al., 2011; Hansen y Percebois, 2014). La asimetría de información entre inversores en un contexto de incertidumbre tanto sobre tecnologías como evolución de la demanda trae más dudas sobre la racionalidad de las anticipaciones que revelarían los precios de los mercados eléctricos. Así, Finon et al. (2011) consideran que los problemas de información llevan las expectativas de los inversores a formarse a través de mecanismos miméticos cuando no divergen³. Esto conduce a una alternancia de periodos de sobre-inversión con periodos de subinversión amplificando la aversión al riesgo y a que las decisiones de los inversores estén lejos del óptimo social. Finalmente, la organización en mercados eléctricos horarios con fuerte volatilidad de precios aumenta el riesgo de la inversión en equipos flexibles para cubrir picos de punta poniendo así en peligro la seguridad de suministro (Finon et al., 2011).

Debido a la incapacidad de los mercados eléctricos de integrar externalidades tanto negativas como positivas⁴, la intervención pública ha sido necesaria para promocionar el uso de tecnologías limpias. Durante mucho tiempo esos mecanismos recibieron la hostilidad de instituciones promocionando la desregulación del sector eléctrico, como por ejemplo la dirección de la competencia de la Unión Europea, por considerar que distorsionaban al mercado (Reverdy y Marty, 2019). Brown y Reichenberg (2021) demuestran desde el enfoque marginalista que cualquier tipo de sostén a una tecnología distorsiona efectivamente los precios de mercado hasta el punto de “canibalizar” los mismos ingresos de las tecnologías apoyadas, sean variables o no⁵. Para estos autores, una alternativa para preservar el mecanismo de mercado competitivo consiste en abandonar todo tipo de apoyo y fijar una tasa al CO2 suficientemente alta para llegar al grado de descarbonización deseado. De manera muy interesante, Brown y Reichenberg (2021) afirman que subsidiar algunas tecnologías limpias o imponer un precio al CO2 llevan a un costo total del sistema similar. La principal diferencia en términos fiscales es que en el primer caso es necesario recaudar mediante impuestos y

³ De manera general, Aglietta *et al.* (2019) muestran que los precios en mercados financieros se forman por una convención de creencias implicando la aparición de ciclos financieros marcados por la preferencia por la liquidez en contexto de incertidumbre y la existencia de equilibrios múltiples.

⁴ Del lado de las externalidades negativas, encontramos principalmente las emisiones de GEI pero también el riesgo de que costos hundidos en la construcción de infraestructuras asociadas al uso de fósiles se conviertan en activos varados. Del lado de las externalidades positivas podemos citar la creación de puestos de trabajo formales, la diversificación de la matriz eléctrica implicando una mayor seguridad energética y en el caso de fuentes de biomasa y biogás, la valorización de desechos inherentes a procesos productivos locales.

⁵ Para los autores el error conceptual es el de asociar el efecto de “canibalización” a la variabilidad de algunas fuentes renovables cuando ésta en realidad solamente actúa de manera secundaria al acelerar una tendencia que se produce igualmente con cualquier tipo de política sostén.

en el segundo redistribuir lo recaudado con la tasa al CO₂. Sin embargo, Brown y Reichenberg (2021, p. 10) agregan que subsidiar algunas tecnologías puede ser preferible para fomentar “la investigación, el desarrollo y la implementación para reducir los costos a través del aprendizaje, reducir el riesgo de los inversores”⁶. De esa manera se puede internalizar también una serie de variables relevantes para países en desarrollo no contempladas por los participantes del mercado. En definitiva, podríamos identificar un *trade-off* entre preservar los mecanismos de mercado y avanzar hacia la descarbonización fijando externamente el precio del CO₂ o priorizar la integración de varias externalidades además de los GEI aunque eso signifique distorsionar los mercados eléctricos basados en precios marginalistas de corto plazo.

Mientras el enfoque neoclásico sigue insistiendo sobre la necesidad de guiar las inversiones energéticas con las señales de precio de los mercados, la realidad es que existe todavía una multitud de subsidios que distorsiona estos precios en el mundo entero. Tampoco se puede desconocer el componente geopolítico que viene reiteradamente a perturbar estas señales, como lo hemos visto en la “guerra de precios” ocurrida en el sector petrolero en 2020 o como lo estamos presenciando con el uso de la dependencia gasífera de Europa como un medio de presión por parte de Rusia. Todo parece indicar que estas distorsiones irán en aumento al compás de la conflictividad creciente que se observa en el mundo, lo que probablemente genere más volatilidad y, por lo tanto, mayor parálisis de los inversores. En este sentido, el *Energy Return On Investment* o tasa de retorno energético (TRE)⁷, es una variable más pertinente para guiar a largo plazo las inversiones necesarias. Así, al utilizar este indicador y el potencial productivo de las distintas tecnologías de fuentes limpias para generar electricidad en el caso de la Argentina, Roger (2019) encuentra resultados que difieren de las visiones más clásicas. Destaca, por ejemplo, un interesante potencial para el desarrollo de las tecnologías termosolares de concentración con almacenaje (*Concentrated Solar Power* o CSP) en este país. Este tipo de análisis es fundamental para que la transición energética pueda ser también sinónimo de oportunidades de desarrollo productivo en los países emergentes. Ello implica que el marco regulatorio deba aceptar mecanismos de sostén hacia determinadas tecnologías en lugar de enfocarse exclusivamente en consideraciones de competencia.

A través del desarrollo de las fuentes renovables no convencionales (ERNC), el tradicional esquema *top-down* del sector eléctrico se está moviendo hacia un esquema mixto donde coexisten recursos energéticos centralizados y descentralizados. El auge de

⁶ Traducción propia.

⁷ La TRE es el *ratio* entre la energía que queda disponible para la sociedad y la energía que se gastó en el proceso para obtenerla. Por ejemplo, una TRE de 30:1 en el caso de un panel fotovoltaico significaría que se necesitó gastar el equivalente a una unidad de energía para que este panel pueda entregar 30 unidades de energía para el consumo. Mientras la TRE de fuentes renovables sigue siendo aumentada por progresos tecnológicos, la de los hidrocarburos observa una tendencia decreciente (Roger, 2019).

la generación distribuida en particular no se reduce a cambios tecnológicos sino que sigue también a una demanda de la sociedad civil que lo ve como una democratización del sector eléctrico (Kazimierski, 2020). Si bien la descentralización plantea desafíos de integración y de costos para el funcionamiento de la matriz eléctrica en su conjunto, abre por otro lado a soluciones de flexibilidad al transformar una demanda eléctrica pasiva en activa gracias a la digitalización. Esa flexibilidad es precisamente la variable que se necesita incrementar para que las redes eléctricas puedan incorporar una participación cada vez mayor de fuentes renovables variables con un costo menor.

Al generar más cerca de las fuentes de consumo, se reduce la necesidad de adaptación de la red eléctrica de alta tensión. Para que ello ocurra con fuentes variables es preciso desarrollar tecnologías de almacenamiento pero también contar con un marco normativo contemplando y promocionando el uso de redes inteligentes (*smart grids*). El ejemplo más conocido para implementar este concepto es el de la gestión de carga de los vehículos eléctricos. Al estar inmovilizados la mayoría de su tiempo, es posible optimizar la carga de sus baterías de manera de limitar el impacto sobre las redes de distribución. Instalar cargadores bidireccionales (*vehicle-to-grid*) para dar flexibilidad a la red eléctrica puede además ser mucho más económico que la alternativa convencional de agregar turbinas de gas de punta (Réseau de Transport d'Électricité, 2021, p. 476). Es menester estudiar también la oportunidad de ir directamente hacia cargadores de tipo V4G (*vehicle-for-grid*), es decir prestando servicios auxiliares a la red con intercambios de energía activa y reactiva, filtros activos de potencia. Tener flujos bidireccionales de energía activa y reactiva posibilita aportar tanto en regulación de frecuencia como de tensión que son las dos variables principales que deben mantenerse estables en una red eléctrica. Aplicando esta filosofía a todos los recursos energéticos descentralizados permitiría no solamente mitigar la variabilidad de ciertas fuentes renovables en el conjunto de la red eléctrica sino también mantener los perfiles de tensión⁸. Es importante que los marcos regulatorios valoricen desde ya esos elementos de flexibilidad y busquen favorecer las sinergias posibles entre pautas de demanda, electromovilidad y, más a futuro, electrolizadores para producir hidrógeno verde con fuentes ERNC conectadas a la red.

La digitalización trae soluciones claves para implementar redes inteligentes a la par de la electrificación de los usos energéticos. Así, para que la generación distribuida aporte en flexibilidad es necesario que haya una coordinación sea con las distribuidoras, sea con el organismo encargado del despacho o ambos. También es posible pensar en centrales eléctricas virtuales (*virtual power plants*) como eslabones intermediarios para agrupar y pilotear los recursos energéticos descentralizados. Además de los protocolos de

⁸ A diferencia de la regulación de frecuencia, la regulación de tensión se efectúa a nivel local. De ahí la importancia que los recursos energéticos descentralizados puedan recibir consignas de energía reactiva en tiempo real.

comunicación bien conocidos del sector eléctrico, existe la posibilidad de utilizar la tecnología *blockchain*⁹ para lograr esas metas de coordinación. Su ventaja reside en su virtual inviolabilidad lo que la indica especialmente para la gestión de certificados de origen transitando múltiples jurisdicciones. Así, volviendo al ejemplo de una gestión de carga y descarga de baterías, la *blockchain* podría facilitar la remuneración de un usuario prestando soporte a otra distribuidora que la de su domicilio con su vehículo. El desarrollo del “internet de las cosas” con la 5G tanto en la industria como en los electrodomésticos desmultiplica las posibilidades de gestión de la demanda en correspondencia con la generación eléctrica disponible. La inteligencia artificial tiene un rol importante también para las redes inteligentes en cuanto a mejora de la observabilidad y por tanto de la planificación. Así, el uso de *machine learning* ya permite que se pueda tener una buena previsión en el despacho para los días siguientes de la generación eólica. Aplicar esa tecnología al tratamiento de imágenes del cielo en sitio permitiría llegar al mismo resultado con la generación fotovoltaica.

La era digital plantea la necesidad de pensar las modalidades de acceso a esas mediciones locales de viento, radiación solar y nubosidad que se podrían convertir en un *Big Data* eléctrico. En todo caso, es clave avanzar con marcos normativos posibilitando la integración entre los actores centrales del sector eléctrico (despacho, cooperativas eléctricas, distribuidoras) y los nuevos prosumidores¹⁰ para que la generación distribuida no sea sinónimo de “espiral de la muerte”. Lejos del imaginario individualista donde la digitalización permitiría independizarse en un mercado libre de la electricidad montado sobre registros distribuidos, existen sinergias aprovechables entre todos los niveles del sector eléctrico para lograr una red eléctrica más limpia y confiable.

Los avances de la electrónica de potencia también deben ser tomados en cuenta en los marcos regulatorios para aprovechar todo el potencial de las fuentes renovables variables. Si bien los parques eólicos y fotovoltaicos no forman parte de la familia de generadores sincrónicos aportando inercia y por lo tanto estabilidad a la red eléctrica, existen posibilidades para lograr el mismo efecto. Así, el hecho de que sus convertidores de potencia tienen una respuesta en frecuencia mucha más rápida que un generador convencional permite compensar la falta de inercia en asociación con condensadores

⁹ Se suele asociar la tecnología *blockchain* o mejor dicho de registro distribuido con el Bitcoin por haber nacido juntos. Sin embargo, se desarrollaron mecanismos de validación distintos del *Proof of Work* del Bitcoin logrando un consumo energético infinitamente menor como el *Proof of Stake* de la *ElectricChain* (Johnson et al., 2015). También existen registros distribuidos donde un tipo de hardware garantiza la ejecución en un entorno protegido de un mecanismo de validación, *Proof of Elapsed Time*, con un consumo similar a cualquier equipo electrónico inteligente (Galas, 2018).

¹⁰ Termino haciendo referencia al nuevo paradigma en el que existen usuarios pudiendo ser consumidores netos o generadores netos según el momento del día en una red eléctrica.

sincrónicos y volantes de inercia. Los convertidores con “inercia virtual”¹¹ son aún más eficientes en este sentido y logran un funcionamiento autónomo de la red agregándole una resiliencia clave para un mundo donde los eventos climáticos extremos y las amenazas cibernéticas se multiplican. Asimismo, esa electrónica de potencia puede aportar en regulación de frecuencia y tensión con fuentes renovables variables. Se realizaron varias pruebas reales del modo de operación en *full-flexibility*¹² que según la AIE (2019) reduce los costos de funcionamiento de la red a partir de un cierto nivel de variabilidad en la matriz eléctrica. A tal punto que distintos reguladores ya tienen como requerimientos técnicos que los nuevos parques eólicos y fotovoltaicos cuenten con esa tecnología (Denholm et al., 2020). Incorporar todos esos aportes de la electrónica de potencia en la forma de operar la red limitará entonces las necesidades de *back-up* con fuentes térmicas convencionales.

III. Modelos normativos

“Quien conoce a un solo país no conoce bien a ninguno”¹³ (Lipset, 1992, p. 1), Siguiendo esa famosa máxima, esta sección se concentrará sobre la organización de los mercados eléctricos de Chile, Francia, Texas y Uruguay. Chile fue el país pionero que rompió con el modelo de empresas verticalmente integradas que imperaba en el mundo entero para el sector eléctrico hasta la década de 1980. Por lo general, esta transformación se acompañó de la división del sector eléctrico en cuatro segmentos: generación, transporte, distribución y comercialización. Es una forma de organización que implica el desmantelamiento de los monopolios que existían históricamente en el sector eléctrico. Si bien se considera todavía a los segmentos de transporte y distribución como “monopolios naturales”, la liberalización del sector eléctrico busca la creación de mercados competitivos al menos en los segmentos de comercialización y generación. En este último segmento, la liberalización trajo la constitución de mercados eléctricos mayoristas que se suelen dividir en mercados a término y mercados *spot*¹⁴ con esquema de precios marginalistas. Como puede observarse en el cuadro 1, los cuatro casos elegidos comparten algunas características en la estructura de su sector eléctrico, pero también diferencias que manifiestan distintos tipos de avances en su proceso de liberalización.

Cuadro 1: Grado de liberalización de los mercados eléctricos de Chile, Francia, Texas y Uruguay.

¹¹ A diferencia de la respuesta rápida de frecuencia (*grid-following*), la inercia virtual implica que el convertidor de potencia tenga sus propias referencias de frecuencia y tensión (*grid-forming*) logrando así una respuesta más rápida y un funcionamiento en “isla”.

¹² Programando los convertidores de potencia en un punto de funcionamiento subóptimo, se deja una reserva de potencia disponible “hacia arriba”. Degradando aún más ese punto se puede ir también “hacia abajo”.

¹³ Traducción propia.

¹⁴ Transacciones que se realizan de manera diaria por fuera de los contratos de largo plazo de los mercados a término.

| | Uruguay | Francia | Chile | Texas |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|
| Existencia de un mercado eléctrico mayorista con mecanismos de competencia | Si | Si | Si | Si |
| Separación efectiva de los segmentos del sector eléctrico | Baja | Media | Alta | Alta |
| Organización del despacho | Mercado centralizado | Mercado descentralizado | Mercado centralizado | Mercado descentralizado |
| Incentivo público a la generación eléctrica con fuentes limpias | Alto | Medio | Medio | Bajo |
| Rol de empresas públicas | Alto | Alto | Nulo | Bajo |
| Remuneración de los generadores centrada en precios de energía (diseño <i>energy-only</i>) | No | No | No | Si |
| Grado de liberalización del sector eléctrico alcanzado | Bajo | Medio | Alto | Muy Alto |

Fuente: elaboración propia.

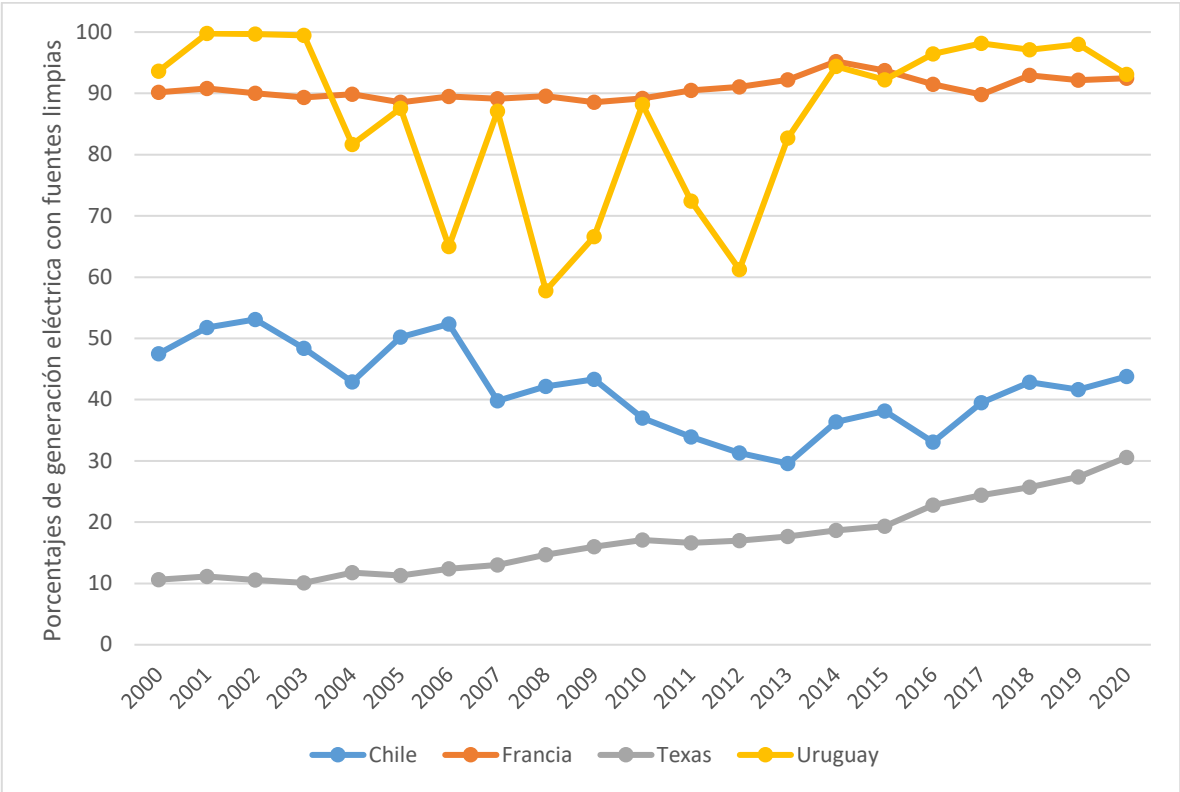
Se tratará también de tener en cuenta las distintas condiciones macroeconómicas y poblaciones que presentan los casos de Uruguay, Francia, Chile y Texas (el orden sigue sus grados de liberalización de menor a mayor) para evaluar su desempeño en materia de descarbonización de su matriz eléctrica y de precios eléctricos para los consumidores finales. Efectivamente, Chile y Francia conocieron estallidos sociales en los últimos años luego del anuncio de aumentos de tarifas sobre bienes o servicios públicos, lo que evidencia la necesidad de lograr una transición energética justa.

Pese a las diferencias señaladas, estos cuatro casos tienen un índice de cobertura total de acceso a la energía eléctrica superior al 99% (Organización Latinoamericana de Energía, s.f.; Banco Mundial, s.f.a). Es decir que comparten como mayor desafío lograr su transición energética por las razones expuestas en introducción.

El gráfico 1 muestra la evolución de la participación de fuentes limpias en estos cuatro mercados eléctricos. Se puede observar a primera vista importantes variaciones

evidenciando que la transición energética trae un doble desafío para el sector eléctrico; esto es descarbonizar la generación pero también mantenerla limpia en el tiempo mientras la electrificación de los usos finales energéticos vaya aumentando.

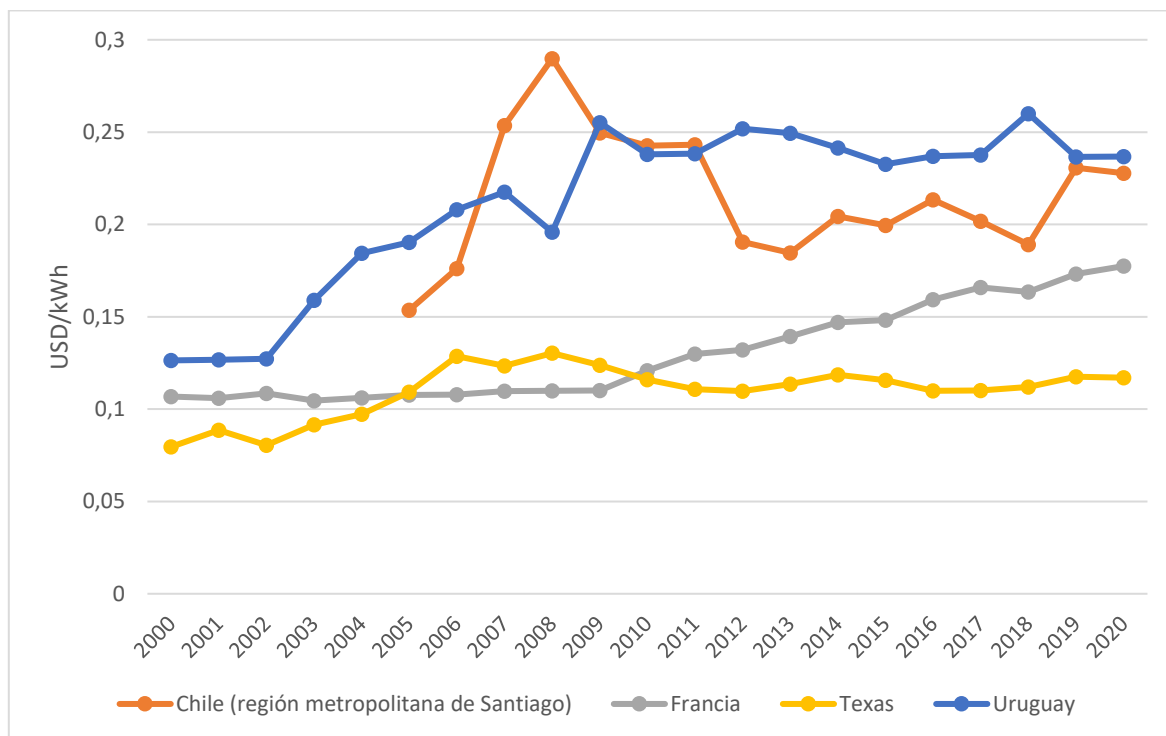
Gráfico 1: Evolución de la participación de las fuentes limpias en la matriz eléctrica.



Fuente: Elaboración propia en base a Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.), Ministère de la Transition Écologique (s.f.), U.S. Energy Information Administration [EIA] (2021) y Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas [UTE] (s.f.a).

El gráfico 2 muestra la evolución desde el año 2000 de la tarifa eléctrica (descontando el Impuesto al Valor Agregado) de un hogar promedio en los cuatro mercados eléctricos seleccionados. Esas tarifas se ajustaron por paridad de poder adquisitivo (PPA) para reflejar mejor el costo del acceso a la energía eléctrica. Ahí también se pueden distinguir variaciones importantes relacionadas al contexto y a las políticas públicas implementadas en cada uno de esos mercados eléctricos como se detallará a continuación.

Gráfico 2: Tarifas eléctricas residenciales en USD/kWh ajustadas por PPA.¹⁵



Fuente: Elaboración propia en base a Banco Mundial (s.f.b), Enel (s.f.), El Mostrador (s.f.), Commission de Régulation de l'Énergie (s.f.a), Cruciani (2011), EIA (2021), Ministerio de Industria, Energía y Minería (s.f.a) y UTE (s.f.b).

a) Uruguay

En Uruguay, el rol empresarial del Estado en el sector eléctrico comenzó temprano con la creación en 1912 de la Administración General de las Usinas Eléctricas del Estado luego rebautizada como Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) en 1974. Como monopolio estatal en generación, transmisión, distribución y comercialización, UTE fue la gran impulsora del desarrollo del parque eléctrico uruguayo y se destacó particularmente en la electrificación rural “que permitió el suministro estable de electricidad para la instalación de agroindustrias y parques industriales en zonas remotas del país” (Espinasa et al., 2017, p. 19), logrando así una de las coberturas eléctricas más altas de América latina. Pese a la buena imagen pública de UTE, el gobierno Lacalle intentó desintegrarla y privatizarla en el contexto de reformas estructurales del Estado

¹⁵ En Chile el precio mayorista de la energía eléctrica y el valor agregado de las distribuidoras varían según las regiones. Se siguió la evolución de la distribuidora de la región metropolitana de Santiago por ser la de mayor cantidad de usuarios aunque es también una con las tarifas más bajas del país. Así, durante las discusiones previas a la Ley 20.928 se destacaron zonas con tarifas en 2013 que duplicaban por demás a las de la región metropolitana de Santiago (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, s.f).

promocionadas por el Consenso de Washington pero se enfrentó a un plebiscito contrario al respecto en 1992 (Dubrovsky y Ruchansky, 2010).

Este revés político obligó a moderar los cambios aportados por la Ley N°16.832 votada en 1997 y reglamentada en 2002 que creó el marco vigente del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica uruguayo. Si bien se dispuso la libre contratación entre generadores, grandes consumidores, distribuidoras y el libre acceso a las redes de los monopolios de transmisión y distribución eléctrica, no hubo una desintegración vertical y horizontal de UTE: solamente se la obligó a tener una separación contable de sus actividades (Dubrovsky y Ruchansky, 2010, p. 28). En los hechos, UTE sigue ostentando un monopolio en las actividades de transmisión, distribución, comercialización y el esencial de la generación eléctrica (Espinasa et al., 2017). Más que por una genuina voluntad de liberalizar el sector eléctrico, se impulsó al nuevo marco regulatorio para permitir la integración regional del mismo, sobre todo por el requerimiento de Argentina en cuanto a condiciones de simetría y reciprocidad para el acceso a sus redes eléctricas (Dubrovsky y Ruchansky, 2010; UTE, 2013).

Con el nuevo marco eléctrico, se creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para operar y administrar el Despacho Nacional de Cargas (Espinasa et al., 2017). En la práctica, el despacho quedó en las manos de UTE bajo el control de ADME a través de un contrato de arriendo evitando así una “duplicación innecesaria de recursos, que de todas maneras se requerirían para el control y operación de la red eléctrica de transporte” (Dubrovsky y Ruchansky, 2010, p. 32). De esta forma ADME, que integra en su directorio representantes de UTE, de los grandes consumidores, de los generadores privados y de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, queda más enfocada en garantizar la transparencia de la operación y de la estimación de los costos de funcionamiento de la red eléctrica. Aunque el esencial del suministro eléctrico pasa por contratos con UTE, existe un mercado *spot* donde se saldan las diferencias con los montos contratados de acuerdo al costo marginal de corto plazo de nodo con un techo de 250 U\$/MWh (UTE, 2013). Por otro lado, UTE, como distribuidora, y los eventuales clientes libres deben cubrir parte de su demanda con contratos de potencia firme de largo plazo¹⁶. Finalmente el marco normativo otorga a la Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) entre otras facultades la de “diseñar, conducir y evaluar los instrumentos necesarios para el desarrollo y el funcionamiento del sector energético del país” (Espinasa et al., 2017, p. 17).

Como se puede observar en el gráfico 1, la variabilidad hidrológica tuvo un impacto fuerte durante muchos años sobre la matriz eléctrica uruguaya. Si bien las sequías de 2004

¹⁶ Actualmente solamente pueden entrar en esa categoría las energías hidroeléctricas y térmicas aunque se discute integrar también las ERNC.

y 2006 pudieron ser sorteadas parcialmente por las masivas importaciones de electricidad desde Argentina, en 2008 la situación fue mucho más compleja por la falta de excedente del país vecino (Dubrovsky y Ruchansky, 2010). El gráfico 2 muestra como esta vulnerabilidad se tradujo también en aumentos de tarifas ya que en la primera mitad del siglo XXI, la merma de generación hidroeléctrica se compensaba con importaciones de combustibles líquidos que estaban en un ciclo de precios alcista. Dubrovsky y Ruchansky, (2010, p. 65) destacan también que a partir de 2002 la política tarifaria se fijó “en función de la evolución de la estructura de costos en el mediano y largo plazo, y no en base a factores coyunturales o estacionales” usando la capacidad de endeudamiento de UTE para compensar los años complicados con los de bonanza.

Con la llegada del Frente Amplio en 2005 a la presidencia de la Nación se inició un nuevo ciclo donde UTE fue el brazo ejecutor de una política poniendo énfasis en la planificación soberana para garantizar el suministro y optimizar los costos, en revertir las carencias de inversión y en el desarrollo de las ERNC (UTE, 2019). Esta política fue explicitada en 2008 y ratificada en 2010 por un acuerdo entre los partidos políticos teniendo representación en el Congreso. UTE impulsó inicialmente la diversificación de su matriz eléctrica a través de contratos con pequeños generadores privados de ERNC de potencia inferior a 5 MW renovando de paso su compromiso con el desarrollo de actividades productivas en las zonas rurales (Dubrovsky y Ruchansky, 2010). Luego, la empresa estatal puso cerca de la mitad de los 7,000 millones de dólares que se invirtieron entre 2009 y 2019 permitiendo la ampliación de la capacidad de respaldo térmica, el despegue de granjas fotovoltaicas, la interconexión con Brasil y la desmultiplicación de la generación eólica (UTE, 2019). Esta última fuente de energía pudo contar sobre una primera evaluación del potencial eólico del país producto de un convenio entre UTE y la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la Republica en los años 1990 y por la realización de un mapeo completo de ese potencial ordenado por decreto en 2009 (Dubrovsky y Ruchansky, 2010; Espinasa et al., 2017).

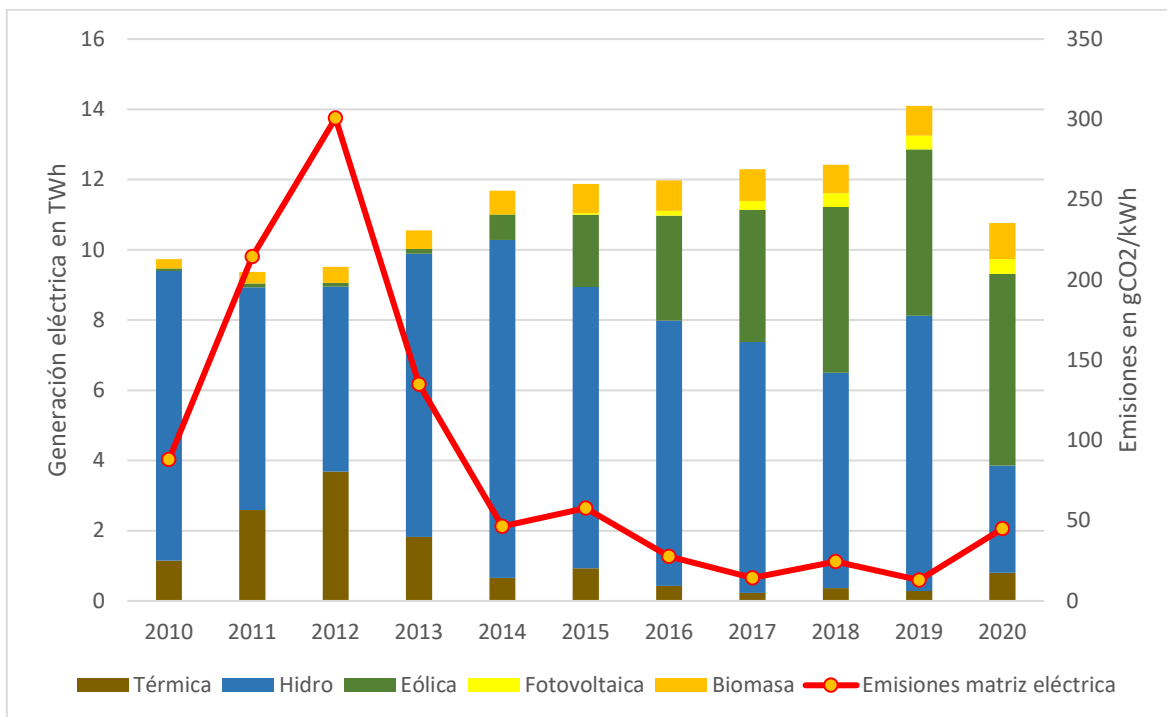
Como se puede observar en el gráfico 3, los resultados de esta política permitieron un crecimiento impresionante de las ERNC, particularmente de la generación eólica, llegando a un hito de más de 50% de generación a partir de fuentes renovables variables en 2020. De esta forma se llegó a una descarbonización casi completa de la matriz eléctrica que permitió también revertir su vulnerabilidad a la variabilidad hidrológica en un tiempo relativamente corto. La condición de empresa verticalmente integrada de UTE fue clave para que este crecimiento en capacidad renovable fuese integrado de manera óptima con las necesidades de la red eléctrica. En este sentido, se pudo aprovechar la gravitación central de UTE para conducir esta transición recurriendo a la inversión privada cuando fue necesario sin dejarse llevar por intereses de corto plazo. Pese a las importantes inversiones realizadas en la última década, las tarifas se estabilizaron como se puede constatar en el gráfico 2. Si bien lucen como más elevadas que en los otros

mercados eléctricos analizados en este trabajo, no hay que olvidar que la red eléctrica uruguaya tiene una densidad de usuarios mucho más baja lo que aumenta fuertemente los costos de distribución (Dubrovsky y Ruchansky, 2010, p. 67). Para una matriz eléctrica que logró recientemente garantizarse la seguridad de suministro y descarbonizarse, sin que ello signifique un incremento imparable de tarifas, esta hazaña es entonces todavía más loable.

Los esfuerzos realizados no se limitan ahí como lo muestra la ambición de UTE (2019) de terminar de instalar para 2022 los medidores inteligentes que constituyen el primer paso para habilitar el uso de redes inteligentes empujando todavía más el potencial de las ERNC. En este sentido, el gobierno uruguayo y UTE anunciaron también la creación de un sistema de certificados de energía renovable utilizando la tecnología *blockchain* (MIEM, 2021). A diferencia de los certificados de la Unión Europea que tienen una validez de un año y se pueden intercambiar sin límites, el mecanismo de asignación de estos certificados se efectuará por mes calendario y por única vez a los consumidores eléctricos. De esta forma, se podrá promocionar a las fuentes renovables sin alejarse demasiado de las especificidades de la electricidad explicadas en la primera parte de este trabajo. Con este sistema, Uruguay busca también fomentar la producción de hidrógeno verde en la que dispone de un potencial muy interesante. De hecho, al haber fuertemente avanzado en la descarbonización de su matriz eléctrica, Uruguay ya se ubica en una posición privilegiada en el desarrollo de este vector energético esencial para la descarbonización completa de la matriz energética¹⁷. Además de su potencial exportador, el hidrógeno verde puede ofrecer al país oriental más soluciones de flexibilidad para la expansión de su red eléctrica sin tener que recurrir a combustibles fósiles.

Gráfico 3: Evolución de la generación eléctrica y de sus emisiones de CO2 en Uruguay.

¹⁷ Se suele calificar al hidrógeno de “combustible del futuro” al no emitir GEI durante su combustión lo que le da una gran ventaja para descarbonizar sectores cuya electrificación con fuentes limpias sería muy complicada (transporte pesado o de larga distancia, siderurgia, minería, etc.).



Fuente: Elaboración propia en base a UTE (s.f.a.), MIEM (s.f.b).

b) Francia

En el caso de Francia, el sector eléctrico es indisociable de la empresa *Électricité de France* (EDF) creada en 1946 como establecimiento público de carácter industrial y comercial en el marco de un programa de nacionalización del sector energético para reconstruir el país luego de la segunda guerra mundial (Hansen y Percebois, 2014, p. 6). Hasta el año 2000 en el cual se transcribió en el derecho francés la directiva europea 96/92/CE que introdujo la apertura a la competencia en los segmentos de generación y comercialización, EDF tuvo un monopolio sobre todos los eslabones del sector (Tarcoiz, 2020). Hansen y Percebois (2014) destacan que el motivo principal de la Comisión Europea fue la aplicación a rajatabla al sector eléctrico “de la competencia *por sí misma* en sectores que en todo caso *de facto*, habían sido hasta entonces excluidos” (p. 362).

Previamente al triunfo global de la revolución conservadora y de la adopción de los principios de la Escuela Austriaca poniendo al empresario en el centro de la eficiencia económica, Francia ya había pasado por dos etapas de reformas de su sector energético bajo el impulso de una planificación estatal. La primera fue durante la década del sesenta cuando el gobierno consideró conveniente desplazar al carbón por el petróleo en la matriz energética para preservar la competitividad de la industria nacional (Plan Jeanneney) y la segunda en la década siguiente cuando en reacción al choque petrolero de 1973 se relanzó el plan electronuclear (Plan Messmer). Este último, motivado por consideraciones de

seguridad energética, permitió en un tiempo record la reducción del petróleo en el balance de energía primaria de Francia desde un 67,3% en 1973 a un 38,7% en 1990 (Hansen y Percebois, 2014, p. 7). El éxito del Plan Messmer no solamente permitió la reducción de la vulnerabilidad energética del país; significó un importante desarrollo industrial ligado al sector nuclear y sobre todo mostró la eficiencia que puede tener una planificación estatal concertada con una empresa pública integrada verticalmente como lo fue EDF. De hecho, en el año 2000, Francia, al tener una tarifa eléctrica sensiblemente menor al resto de la Unión Europea (Cruciani, 2011, p. 34), dio muestra de la ventaja de ese modelo normativo para lograr competitividad con una energía asequible. Si bien no era el objetivo inicial, se puede observar en los gráficos 1 y 4 que otra virtud del Plan Messmer fue el legado de una matriz eléctrica altamente descarbonizada. En la década de 1980 se llegó a la perecuación tarifaria total haciendo que cualquier usuario francés tenga el mismo precio de electricidad, a servicio igual, independientemente de estar en una zona donde los costos de transporte y distribución sean más o menos elevados.

Con la liberalización del sector, EDF fue reorganizada de manera de separar jurídicamente sus actividades en generación, transmisión, distribución y comercialización. Se creó la filial con misión de servicio público *Réseau de Transport d'Électricité* (RTE)¹⁸ encargada de la explotación, el mantenimiento y el desarrollo de la red de alta tensión y también de su equilibrio físico. Enedis es otra filial de EDF que explota, mantiene y desarrolla el 95% de la red de distribución. Al estar en posición de monopolio, esas dos filiales tienen sus tarifas reguladas por la *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE), autoridad administrativa independiente, que vela también al acceso igualitario de sus redes por los segmentos en competencia. La planificación de la extensión de las redes se hace en colaboración entre la CRE, RTE, Enedis, colectividades territoriales y regionales antes de ser aprobada por el *Ministère de la Transition Écologique* (MTE).

Según la taxonomía de Hansen y Percebois (2014, p. 374), el modelo francés se ubica en la categoría de mercado de contratos bilaterales con bolsa de electricidad. La base de su funcionamiento se constituye por contratos libres entre generadores y comercializadores complementados por una bolsa donde se confrontan de manera anónima oferta y demanda (integrando cada vez más países europeos a medida que se desarrollan las interconexiones) por bloques horarios para el día siguiente (*day ahead*). Este mercado *spot* se complementa a su vez con mercados financieros *future* y *forward* (Finon, 2015). Existe también un mercado continuo *intraday* que facilita el cumplimiento de los comercializadores de presentar a RTE un programa equilibrado para el día siguiente. Finalmente RTE utiliza otro mercado de ajuste para gestionar en tiempo real los desequilibrios.

¹⁸ Inicialmente EDF tenía el 100% de sus acciones, actualmente el 50,1% a diferencia de Enedis donde todavía posee el 100% (Tercoiz, 2020).

Paralelamente a la liberalización del sector eléctrico, los Estados nacionales europeos avanzaron hacia la promoción de ERNC con tarifas garantizadas (*feed-in tariff*) desatando conflictos con la Comisión Europea que recomendó sin éxito un mercado de certificados de energía renovable pese a evidencias de que este último diseño hubiese sido aún más costoso (Reverdy y Marty, 2019, p. 136). Esa remuneración fuera de mercado chocó con el diseño de mercado eléctrico descentralizado. Efectivamente, las ERNC alteraron los mercados *spot* con sus costos marginales nulos disminuyendo las rentas infra-marginales necesitadas por generadores convencionales para recuperar sus costos fijos (Finon, 2015). Para peor, la baja de costos que tienen las ERNC no se refleja necesariamente en el esquema marginalista del mercado *spot* (cuando se aplana solamente la primera parte de la curva del orden de mérito) que suele tomarse de referencia para fijar precios en el mercado de contratos. La falla de diseño fue entonces el considerar al sector eléctrico suficientemente homogéneo como para funcionar en un mercado descentralizado con esquema de precios marginalista. Se introdujo luego en Francia en 2017 un mercado de capacidad (remuneración por potencia disponible) para corregir este defecto en particular pero también para paliar las insuficiencias constatadas del diseño *energy only* (Finon et al., 2011; Petit et al., 2017). El mercado de derechos de emisiones de carbono EU ETS fue otra promesa para solucionar fallas de mercado creando otros mercados. A casi veinte años de su lanzamiento, Lehne et al. (2021) destacan que, si bien este mercado ayudó a empujar tecnologías obsoletas y a promocionar otras más limpias ya cerca del precio de paridad, “falló ampliamente en incentivar el desarrollo de soluciones para reducir las emisiones de los sectores industriales intensivos en energía”¹⁹ (p. 2).

Hansen y Percebois (2014, p. 369) destacan que en realidad Francia estuvo transponiendo *a mínima* las directivas europeas apuntando a la liberalización del sector, lo que la mantiene en un conflicto abierto hasta el día de hoy con la Comisión Europea. En el ojo de la tormenta está el rol de EDF que seguía teniendo en 2021 el 70% de los contratos del lado de la comercialización (CRE, s.f.b). En cuanto a la generación, el índice Herfindahl Hirschmann²⁰ de la energía inyectada dio un valor de 6447 en 2020 (CRE, s.f.a). Sin embargo, no faltaron intentos en los últimos veinte años para reducir el peso de EDF. De hecho, la CRE evalúa el éxito de su regulación con la cantidad de usuarios optando por contratar su electricidad con proveedores alternativos al monopolio histórico. En 2010 se votó la ley NOME que obliga a EDF a entregar 100 TWh a su competencia a precio de costo²¹.

¹⁹ Traducción propia.

²⁰ El índice Herfindahl Hirschmann mide el grado de competencia de un mercado y tiene 10000 como valor máximo (caso de un monopolio absoluto). Se considera que el mercado está concentrado cuando el índice da un valor superior a 2000 (Hansen y Percebois, 2014, p. 280).

²¹ El precio ha sido evaluado en 42€/MWh y no fue ajustado entre 2010 y 2021. La competencia de EDF dispone de este precio como una opción gratis ya que puede proveerse sobre el mercado mayorista cuando los precios son inferiores (Tarcoiz, 2020).

La misma ley empuja a los usuarios con una potencia contratada superior a 36 kVA a salir de la tarifa regulada de la empresa pública. Por los resultados insuficientes en términos de desconcentración del mercado, se introdujeron en 2019 ajustes de “*contestabilité*” (CRE, s.f.b) que aumentaron la tarifa regulada de EDF para favorecer a su competencia. Se basculó entonces desde una lógica de tarifa piso hacia una tarifa techo para la empresa pública sepultando así la promesa de una electricidad más barata por las bondades de la liberalización del sector. Como se puede observar en el gráfico 2, la tarifa regulada de EDF no cesó de aumentar desde 2010 sea por el financiamiento de las ERNC²², sea por verse amputada del 25% de su generación para sostener artificialmente su competencia. Lo más problemático es que esta última invierte poco del lado de generación mientras Hansen y Percebois (2014, p. 389) señalan que los eventuales beneficios de la competencia en la comercialización se ven cancelados por los costos adicionales de *marketing*. Irónicamente, cuando varios comercializadores quebraron a finales de 2021 en un contexto de fuerte aumento de los precios sobre el mercado mayorista, la CRE tuvo que pedir a EDF cumplir un rol de “comercializador en última instancia” para que los consumidores que habían optado por esos nuevos actores no se quedaran sin luz (Tetrel, 2021).

Acorralado por la fecha de fin del mecanismo establecido por la ley NOME (2025) sin que sus objetivos de desconcentración del mercado eléctrico hayan sido logrados, el gobierno francés desveló en 2020 el proyecto *Hercule* que negociaba con la Comisión Europea. Oficialmente venía a rescatar a EDF de una situación financiera delicada entre sus pérdidas con varios proyectos de reactores EPR atrasados²³ y la reducción impuesta de sus cuotas de mercado. En la práctica, plantea su desguace con la creación de tres entidades bien separadas. Una se quedaría con la generación térmica, nuclear y RTE; otra con Enedis, Dalkia (servicios de eficiencia energética), EDF Renewables y las actividades de comercialización; la última con la parte hidroeléctrica (Tercoiz, 2020). Mientras la primera entidad funcionaría como un servicio público cuya generación sería accesible en su totalidad a precio de costo para los comercializadores, las otras dos jugarían en segmentos con competencia. Tercoiz (2020) señala que la separación de Enedis de RTE, a pesar de sus evidentes sinergias (particularmente del lado de las redes inteligentes), prepara una mayor privatización por la atracción que ejercen los jugosos flujos de caja de la distribuidora insignia. Sin embargo, la insistencia de la Comisión Europea para que las históricas concesiones hidroeléctricas sean libradas al sector privado hizo prolongar esas negociaciones hasta ser suspendidas en 2021 por la entrada en la campaña presidencial.

²² El impuesto CSPE contenido en la tarifa financia ERNC, cogeneración, perecuación tarifaria y otras cargas del servicio público de energía. Se estabilizó a partir de 2016 a 22,5€/MWh (CRE, s.f.b).

²³ El *European Pressurized Reactor* (ahora *Evolutionary Power Reactor*) se lanzó en 1989 con la asociación de Framatome y Siemens (que se retiró totalmente del proyecto en 2009) en la empresa Areva. Se optó por un formato “llave en mano” sacando a EDF de su tradicional rol de arquitecto integrador adquirido durante el Plan Messmer. Luego de dificultades en varios proyectos de construcción, el gobierno francés pidió a EDF recomprar las actividades de diseño, construcción y mantenimiento de centrales nucleares a Areva en 2018.

Sintéticamente, Francia se está enredando para satisfacer a las exigencias de la Comisión Europea en lugar de concentrarse en la perpetuación de su generación descarbonizada. Pese a los buenos números del gráfico 4, el cuadro podría complicarse terriblemente a partir de 2035 si sigue primando el *statu quo* ya que el parque nuclear existente no es eterno (RTE, 2021, p. 113). En este aspecto, existe un debate público cada vez más absurdo oponiendo generación nuclear y renovable. Efectivamente, como lo analizó RTE (2021, p. 167), aun en el escenario más voluntarista en términos de prolongación de vida de los reactores existentes, de construcción de nuevos EPR2 y pequeños reactores modulares (SMR), se necesitará una capacidad en ERNC de 137 GW en 2050 para cumplir con las metas de descarbonización. Por otro lado, el escenario más eficiente basado exclusivamente sobre la construcción de fuentes renovables (con 262 GW de ERNC en 2050) presenta un costo total superior de 15% sobre un escenario moderado en términos de construcción de nuevos reactores nucleares (RTE, 2021, p. 500). Teniendo en cuenta que la energía nuclear reduce las necesidades en flexibilidad, en metales y minerales críticos, tiene una menor ocupación de suelo, y en el caso de Francia facilitaría su reindustrialización y la creación de empleo local, este escenario moderado luce como el más indicado. Sin embargo, ello implica acelerar radicalmente el ritmo actual de construcción tanto de proyectos renovables como nucleares y la participación del Estado para minimizar los costos de financiamiento.

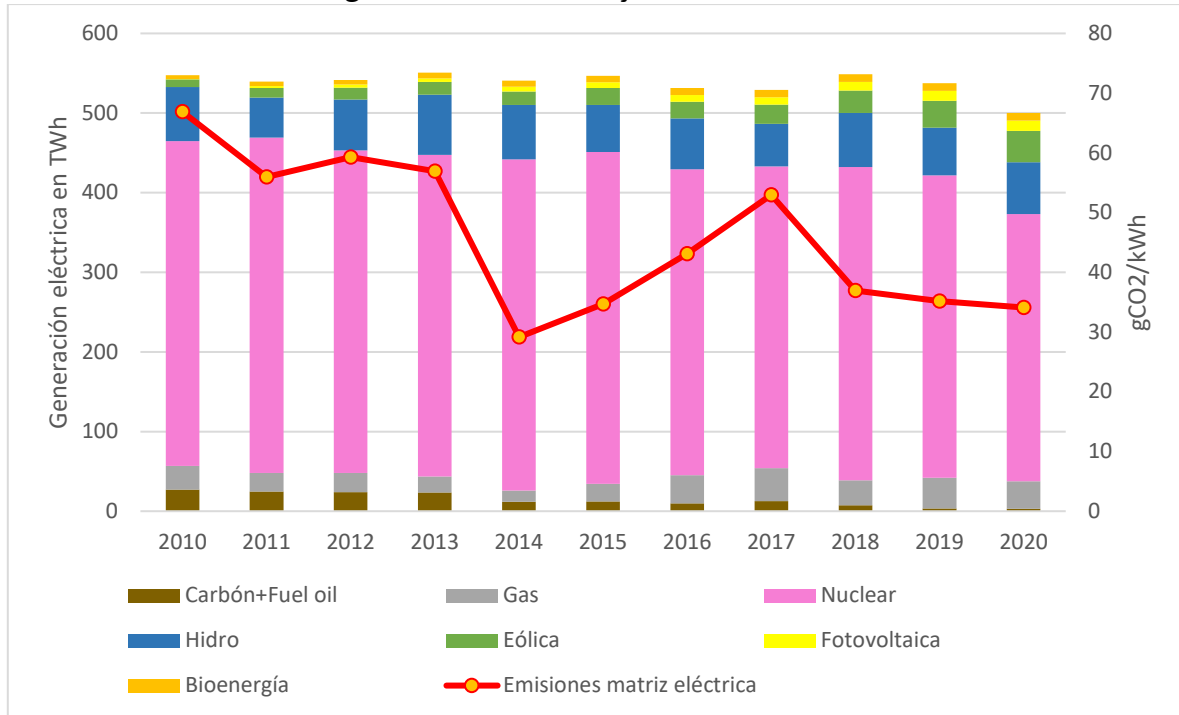
La liberalización del sector eléctrico dejó a EDF en una situación de incertidumbre sobre su futuro a la cual se suman las idas y vueltas del Estado francés para con esta empresa a pesar de ser su accionista mayoritario. Así en la temática nuclear, Francia pasó de los anuncios de 2012, implicando el cierre de un tercio del parque nuclear para 2025, a las grandes declaraciones a favor de este sector durante la campaña electoral de Macron para su reelección en 2022²⁴. Sin embargo, el mismo mandatario cerró en 2019 el proyecto ASTRID en el cual se acumulaban siete décadas de investigación sobre tecnología nuclear de cuarta generación, lo que según el *Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques* (Fresard, 2021) pone en riesgo la estrategia de EDF de gestión de los desechos radioactivos además de debilitar al sector nuclear francés en el plano internacional.

Pese a estas dificultades, RTE avanzó en 2021 con la aplicación de nuevas tecnologías de almacenamiento al lanzar un proyecto utilizando transmisión virtual para optimizar las inversiones necesarias en transporte eléctrico. No casualmente aclaró que este proyecto tiene balances neutrales de energía, lo que lo excluye de las actividades de

²⁴ Paradójicamente, Macron anunció su intención de usar a EDF para recomprar las actividades nucleares de General Electric (vendidas a un precio menor por Alstom con su ayuda como ministro de Economía en 2014) cuando, al mismo tiempo, dio a entender no solamente su ambición de relanzar el proyecto *Hercule* bajo otro nombre, sino que además los nuevos reactores nucleares podrían ser de tecnología importada.

generación donde debe imperar el dogma de “la competencia libre y no falseada” de la Comisión Europea (Daniélo, 2021).

Gráfico 4: Evolución de la generación eléctrica y de sus emisiones de CO2 en Francia.



Fuente: Elaboración propia en base a MTE (s.f.) y CRE (s.f.a).

c) Chile

Chile fue un país pionero a nivel mundial en la implementación de mecanismos de competencia para el sector eléctrico (Muñoz, 2021). Para ello hubo un proceso de segmentación del sector entre generación, transmisión y distribución que se inició a partir de 1982 seguido de una ola completa de privatizaciones en beneficio de empresas transnacionales (Araneda, 2021). De hecho, la predominancia actual de empresas chinas del lado de la transmisión y sobre todo en la distribución eléctrica causa algunos cuestionamientos (Ellis, 2021). Más allá de la validez o no del planteo de este autor en particular, dejar la cuestión de la propiedad de esos activos librada a meras consideraciones de competencia puede ser sinónimo de vulnerabilidad a futuro a medida que aumente la rivalidad estratégica entre Estados Unidos de América y China. Efectivamente, no se puede soslayar la criticidad creciente de las infraestructuras eléctricas por su entrelazamiento con la revolución digital al mismo tiempo que el ciberespacio se está convirtiendo en el nuevo terreno de conflictos por excelencia.

Las reformas del sector eléctrico en Chile instituyeron la creación de un mercado *spot*, un mercado de contratos libres entre generadores y grandes usuarios y un mercado entre generadores y distribuidoras con tarifas reguladas por el Ministerio de Energía (a través de la Comisión Nacional de Energía [CNE]). Desde que se unificaron las dos principales redes del país²⁵, el Coordinador Eléctrico Nacional [CEN] quedó como único operador independiente del sistema eléctrico. Esa corporación autónoma de derecho público administra el mercado eléctrico chileno y despacha los generadores según un orden de mérito calculado a partir de sus costos marginales (Araneda, 2021). Esos precios remuneran a los generadores que no tienen contratos o se utilizan para cancelar las diferencias entre su participación real y sus compromisos contractuales. Durante años, la CNE determinó de manera semestral precios de nudo, es decir diferenciados por zonas geográficas, a partir del mercado *spot* para luego ser trasladados a los usuarios regulados (a partir de 2010 empezó a incorporar precios de las licitaciones realizadas por las distribuidoras). Como se puede ver en el gráfico 2, hubo variaciones significativas del costo de acceso a la electricidad para el sector residencial (observables aun sin ajustar por PPA).

La problemática de la relación entre señales de corto y largo plazo analizada por Finon et al. (2011) se puede constatar en el modelo chileno y sigue presente hasta el día de hoy. Así, la crisis ocasionada por el corte del gas suministrado por Argentina culminando en 2007 derivó en la entrada en servicio de nuevos generadores con carbón hasta 2018 (Araneda, 2021). Si bien se trató de un choque exógeno, es un buen ejemplo de la importancia de velar a la diversificación de la matriz eléctrica y a la seguridad energética, algo que difícilmente pueden cumplir agentes descentralizados guiados por señales de precio de corto plazo. Esa apuesta al carbón cuando ya existían alternativas más limpias (cf. Uruguay) pero que no estaban en la mira del mercado sumado a las fluctuaciones hídricas explican la baja tendencial en la participación de la generación limpia hasta 2014 observable en el gráfico 1. La variabilidad hidroeléctrica, que podría ir creciendo por el fenómeno de cambio climático, dificulta el funcionamiento de una estructura basada en costos marginales y de hecho precedió las polémicas sobre el impacto en el mercado eléctrico de la variabilidad de las ERNC.

Tomando nota de la necesidad de los inversores de contar con precios estables para financiar construcciones nuevas, se agregaron a partir de 2005 mecanismos de licitaciones a cargo de las distribuidoras (PPAs) para dar señales de largo plazo. Sin embargo, la duración de los contratos limitada inicialmente a 15 años y luego a 20 años privilegia las tecnologías maduras del momento y más particularmente las de menor *capex* que históricamente han sido las basadas en fósiles²⁶. De hecho, fue solamente a partir de

²⁵ En las zonas australes del país los sistemas eléctricos de Aysén y Magallanes siguen funcionando de manera aislada (Araneda, 2021).

²⁶ Pese a la baja tendencial de la disponibilidad hidroeléctrica, hay tecnologías para seguir contando con la gran flexibilidad que trae esta generación. Existen por ejemplo proyectos de centrales de bombeo con agua del mar que podrían sacar ventaja de los acantilados de la costa chilena (Lara, 2021). Sin embargo, por las características

2013, con la Ley 20.698 imponiendo un nuevo sendero de porcentajes mínimos de suministro renovable y la introducción de licitaciones por bloques horarios, que se observó un despegue de las ERNC (la inversión de la tendencia en cuanto a participación de fuentes limpias se puede ver en el gráfico 1 y el desacople entre generación eléctrica y emisiones de CO₂ en el gráfico 5). Esos mecanismos también tienen sus inconvenientes: tanto los generadores como las distribuidoras se ven negativamente impactados por los desfases entre los precios *spot* y los PPAs según el sentido de las variaciones. Por ejemplo, la baja de precios *spot* inducidos por las ERNC hizo que las distribuidoras (y por ende el consumo residencial) paguen por contratos a generadores convencionales costos variables que no tuvieron al cubrir sus compromisos comprando en el *spot*. De hecho, es un argumento para limitar los plazos de los contratos PPAs.

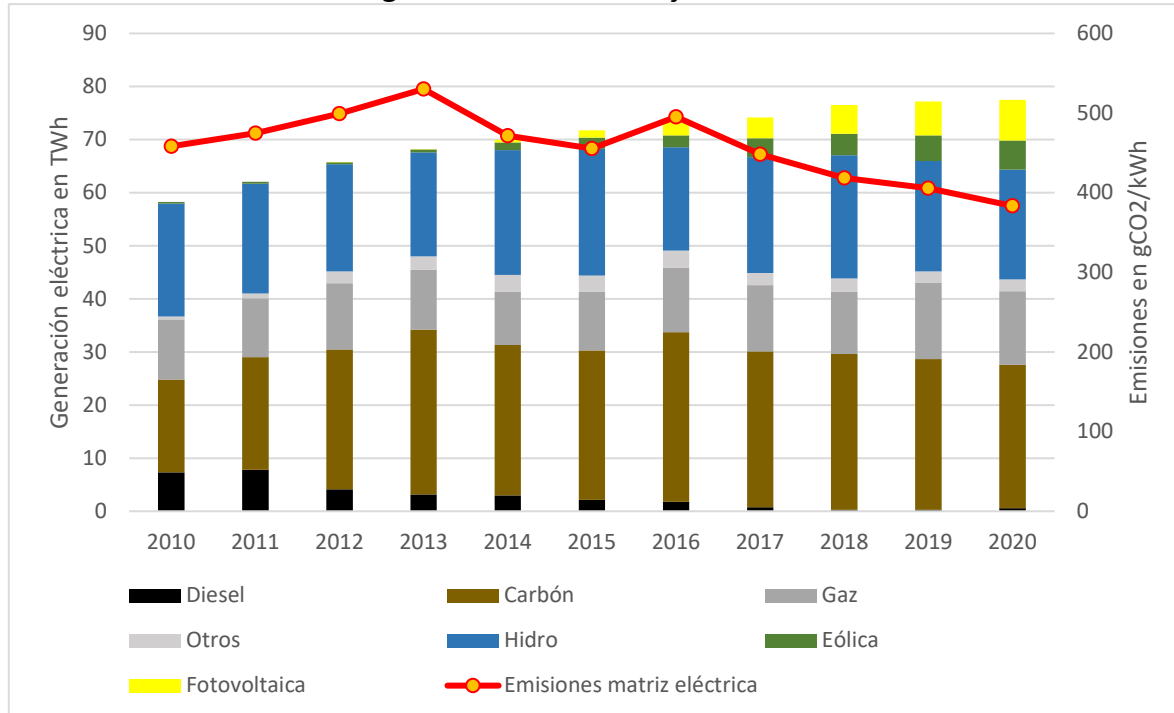
Actualmente, actores del mercado eléctrico chileno siguen discutiendo sobre la necesidad de introducir nuevas señales de largo plazo. Efectivamente, las inversiones desatadas por PPAs por bloques horarios no consideraron necesidades de flexibilidad para acompañar el crecimiento de las fuentes variables. Tampoco se logró coordinar el crecimiento del lado de la generación con obras de transmisión de tal manera que existen hoy importantes problemas de congestión en la red eléctrica²⁷ (Araneda, 2021). Finalmente desde la propia perspectiva marginalista subsisten distorsiones como el gas inflexible y la no consideración del impuesto al CO₂ en el orden de mérito del despacho²⁸.

de esa tecnología se necesitan incentivos de largo plazo, bastante mayores a 20 años, para que se pueda aprovechar todo su potencial.

²⁷ Una posibilidad para reducir las congestiones consistiría en utilizar nuevas tecnologías como “líneas de transmisión virtuales” con sistemas de almacenamiento en lugar del criterio de operación N-1 para líneas existentes. El mayor freno parece estar del lado del regulador que todavía no contempla esa posibilidad técnica (“La alternativa de la transmisión virtual para el sistema eléctrico local”, 2021).

²⁸ El gas inflexible otorga prioridad de despacho para generadores usando Gas Natural Licuado importado cuando no queda capacidad de almacenamiento en las terminales de regasificación, lo que equivale a un costo marginal nulo (que por otro lado también ocasionan ERNC) creando problemáticas de remuneración para la generación. Algo ineficiente desde la perspectiva de Brown y Reichenberg (2021) en el sentido de que las señales de precio no incentivan suficientemente las fuentes limpias mientras el impuesto al CO₂ no está reflejado en los costos marginales.

Gráfico 5: Evolución de la generación eléctrica y de sus emisiones de CO2 en Chile.



Fuente: Elaboración propia en base a CNE (s.f.) y CEN (s.f.).

La liberalización del sector eléctrico chileno no significa la ausencia de la intervención del Estado que, incluso, parece haberse reforzado últimamente. Así, el Ministerio de Energía tiene que llevar a cabo una planificación energética integrando todas las partes interesadas de manera de definir una estrategia para orientar el mercado (Santander, 2021). Existe un proceso quinquenal continuo incluyendo elaboraciones de escenarios energéticos de largo plazo, definiciones de polos de desarrollo territorial para la generación eléctrica y proyecciones de oferta y demanda energética con al menos 30 años de horizonte. Estos aspectos sumados al hecho de que los generadores deban presentar sus costos para ser despachados por el CEN, que también considera necesaria una remuneración por potencia disponible, hacen finalmente quedar el mercado eléctrico chileno como menos liberalizado que otros (cf. Texas). Del lado de la distribución es notable el cambio paradigmático realizado por la Ley 20.805 aprobada en 2015 al centralizar las licitaciones PPAs en manos de la CNE. La Ley 20.928 aprobada en 2016 trae otra excepción al enfoque neoclásico al establecer subsidios cruzados entre usuarios para limitar las diferencias de tarifas residenciales entre concesiones de distribuidoras (Biblioteca de Congreso Nacional de Chile, s.f.).

Últimamente han surgido en Chile interesantes aspectos relacionados a la utilización de nuevas tecnologías para acelerar la descarbonización de su matriz eléctrica. Aprovechando sus excelentes recursos solares y la baja exponencial de costos que exhibe

la tecnología CSP desde 2010 (Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA], 2021), la CNE adjudicó en 2014 a través de un contrato a 15 años la construcción en el desierto de Atacama de la primera planta de este tipo en Latinoamérica (“Chile cada vez más cerca de construir la primera planta termosolar de Latinoamérica”²⁹, 2018). Por otro lado, generadores fotovoltaicos pidieron participar en el mercado de servicios complementarios para la regulación secundaria de frecuencia en base a los avances en electrónica de potencia (IEA, 2019; Denholm et al, 2020). En ese caso, alegando razones de “ausencia de condiciones competitivas” (CEN, 2020, p. 9), el CEN postergó esa posibilidad. Sin embargo, dio luego su autorización para que un parque eólico participe en la regulación secundaria de frecuencia constituyendo así otro hito a nivel regional (Generadoras de Chile, 2020).

d) Texas

El estado de Texas se distingue dentro de los Estados Unidos de América por haber buscado siempre escapar al control del gobierno federal en múltiples áreas. Tomando nota que la predecesora de la actual *Federal Energy Regulatory Commission* se vio atribuida en 1935 poderes sobre intercambios eléctricos inter-estatales, las autoridades texanas se esforzaron hasta el día de hoy para construir su propia red eléctrica sin salir de los límites del estado sureño³⁰.

Cuando Texas se sumó en 1999 a la ola de liberalización del sector eléctrico, el suyo se encontraba formado por un oligopolio de empresas integradas verticalmente desde la generación hasta la comercialización y reguladas bajo un esquema *cost plus*³¹. Estas empresas se tuvieron entonces que desintegrar (con ventas de activos, es decir no se limitaron a separaciones jurídicas como en Francia) para que los segmentos de generación y comercialización sean competitivos mientras la transmisión y la distribución se quedaron como monopolios naturales bajo regulación estatal. Michaels (2006, p. 6) analizó que esta reforma tan radical se fundamentó sobre consideraciones de economistas y abogados deseando repetir lo sucedido en otros sectores de la industria en términos de desregulación. Por otro lado, el autor señala que los estudios específicos que ya existían sobre las ventajas de mantener una integración vertical para el sector eléctrico fueron ignorados.

Se adoptó entonces un formato de mercado de contratos bilaterales con bolsa de electricidad donde existen precios nodales reflejando las congestiones en tiempo real en la red de transmisión. El *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) se convirtió en el

²⁹ Esta planta (Cerro Dominador) fue inaugurada en Junio de 2021 y tiene una capacidad de almacenamiento térmico de 17,5 horas demostrando la posibilidad de utilizar la energía solar sin necesariamente traer variabilidad.

³⁰ Cubre en los hechos alrededor del 90% del estado. El resto está interconectado con las redes limítrofes.

³¹ En este esquema el regulador controla el beneficio de la empresa operadora mediante el seguimiento de parámetros claves y la aprobación de los gastos operativos y de capital.

operador independiente del sistema eléctrico asumiendo las dobles funciones de despacho y administración del mercado eléctrico. La red eléctrica operada por el ERCOT se distingue también por utilizar un diseño de tipo *energy-only* es decir que la principal remuneración de los generadores proviene de sus ventas de electricidad en el mercado mayorista³². Existe sin embargo un precio tope de 9000\$/MWh que se suele justificar tanto por aceptabilidad política como para limitar la volatilidad de precios y los posibles abusos de mercado (Petitet et al., 2017).

Como se puede observar en el gráfico 2, los precios de las tarifas residenciales subieron en los años siguientes a la liberalización, contrariamente a lo que habían anunciado sus promotores. Los defensores de las reformas invocan que en realidad la liberalización del sector eléctrico coincidió con aumentos de los precios del gas, que siempre fue el combustible dominante de la matriz eléctrica texana (U.S. Energy Information Administration [EIA], 2021). Sin embargo, en el caso testigo de las pocas empresas que escaparon a la desintegración por ser de propiedad municipal o de cooperativas locales (casos de Austin y San Antonio) los precios no subieron tanto, lo que refuta la explicación propuesta. McGinty y Petterson (2021) estiman por su parte que entre 2004 y 2021, los consumidores residenciales de Texas tuvieron que pagar 28 mil millones de dólares más que si se hubiesen quedado en el modelo previo a la liberalización del sector eléctrico.

En febrero de 2021, una ola de frío polar afectó varias regiones del sur de los Estados Unidos de América pero ninguna tuvo cortes de luz tan dramáticos como la zona administrada por el ERCOT. Decenas de millones de texanos se quedaron sin electricidad, agua y calefacción durante varios días por lo cual se estima que murieron unas 700 personas y que hubo un impacto económico rondando los 50 mil millones de dólares (Traywick et al., 2021). Si bien el diseño elegido por el ERCOT implica intrínsecamente que los precios suban a valores extremos en momentos de escasez de generación, la duración de estos llevó a la quiebra de varios comercializadores³³ y a otros a emitir una deuda cuya carga se trasladó a las tarifas (Garza, 2021; Zelinski, 2021). No fue la primera vez: en 2011 hubo un episodio similar, aunque de menor magnitud, donde ya se había señalado la necesidad de acondicionar las infraestructuras gasíferas y eléctricas para temperaturas negativas.

Se abrió de vuelta el debate sobre los tipos de requisitos que se tendría que imponer a los distintos segmentos del sector para que sus instalaciones resistan temperaturas extremas (Garza, 2021). También resurgió la necesidad de resolver la histórica deficiencia de los Estados Unidos de América de estar divididos en tres grandes zonas de

³² Existe una remuneración por servicios auxiliares (regulación de frecuencia, de tensión, arranque en negro etc.) pero su peso es mucho menor.

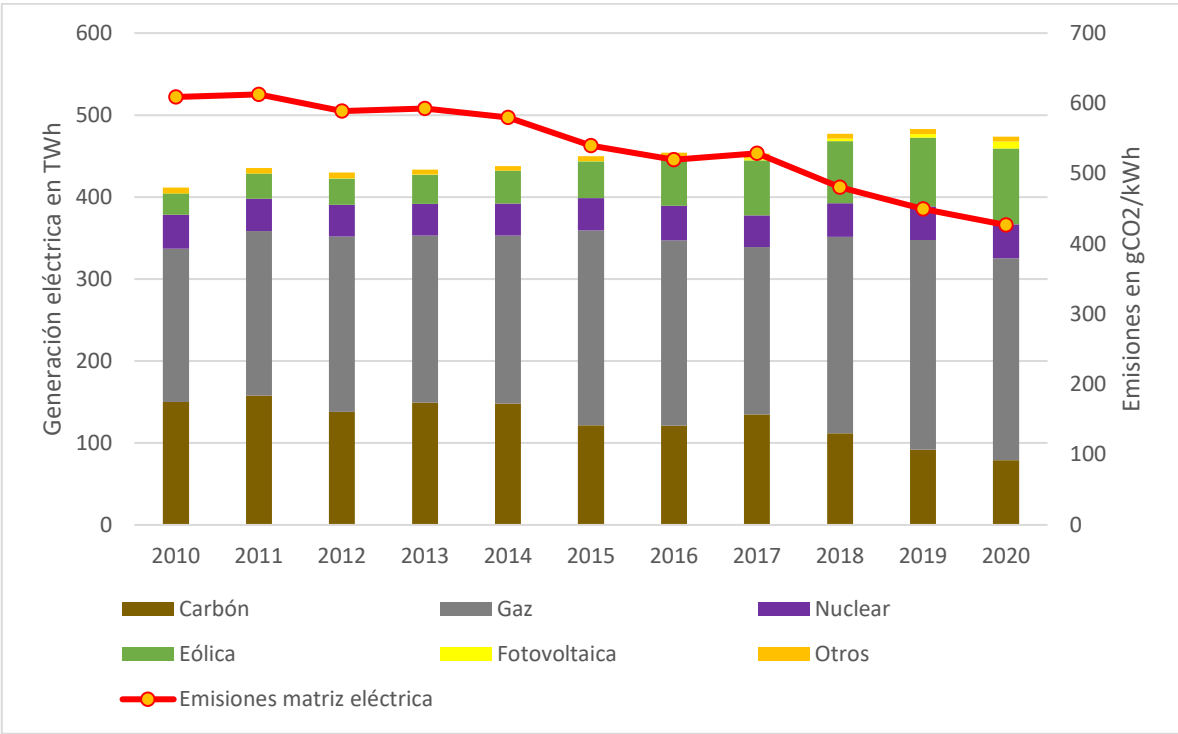
³³ Hubo un efecto *price squeeze* para las comercializadoras teniendo que comprar energía a un valor de 9000\$/MWh cuando sus contratos de ventas no suelen pasar los 100\$/MWh.

interconexión, lo que limita la resiliencia de cada una. Pero el problema de fondo viene por el diseño de mercado *energy-only* donde los generadores no tienen ninguna obligación o incentivo económico de entregar energía cuando más se lo precisa. En este sentido, los apagones del ERCOT confirman empíricamente los planteos de Finon et al. (2011) sobre los altos riesgos de realizar inversiones destinadas a ser cubiertas únicamente en momentos de mayor volatilidad. Petit et al. (2017) destacan que para esta problemática conocida como *missing money* en la literatura, el precio tope es en realidad un agravante más. Desde esta perspectiva, la falta de inversiones en acondicionamiento para temperaturas extremas no es más que una decisión racional de acuerdo a las reglas de juego.

La otra deficiencia de este diseño señalado por Finon et al. (2011) es que incentiva los inversores a privilegiar criterios de gestión de riesgos sobre costos de largo plazo penalizando las tecnologías con importantes costos fijos. El gráfico 6 muestra bien que no hubo inversiones en tecnología nuclear, al menos en los últimos diez años. Si bien hubo un progreso de las ERNC, se debió más a los subsidios federales bajo la forma de créditos de impuestos que a la política de *Renewable Portfolio Standards* aplicada por Texas. Tanto es así que su meta de 10,000 MW para 2025 ya se encontraba cumplida quince años antes (EIA, 2021). En todo caso, para un Estado beneficiándose de importantes recursos solares y eólicos, con capacidades industriales en tecnología nuclear y eólica y con acceso directo al mayor mercado financiero del mundo, los progresos en términos de energía limpia son bastante lentos.

Para peor, pese a que la falta de generación en el último apagón vino principalmente del lado del gas, surgieron propuestas apuntando a las ERNC como la de cargarlas con todos los costos asociados a los servicios auxiliares (Garza, 2021). Como fue señalado en la primera sección de este trabajo, los progresos tecnológicos ya permiten que las ERNC hagan su aporte en confiabilidad para la red eléctrica. Otro camino posible era entonces el de seguir las recomendaciones del *National Renewable Energy Laboratory* (Denholm et al., 2020) para la gestión de la inercia, la regulación de tensión y de frecuencia. Michaels (2006) ya advertía que la gobernanza de un operador independiente del sistema eléctrico con intereses contrapuestos en su directorio no era una cuestión trivial. En lugar de rever si el mercado eléctrico no tenía fallas de diseño importantes, parece que el último apagón solamente sirvió para que estos conflictos entre industriales, ligados al gas por un lado y a las ERNC por el otro, subieron de nivel.

Gráfico 6: Evolución de la generación eléctrica y de sus emisiones de CO2 en Texas.



Fuente: Elaboración propia en base a EIA (2021).

IV. Consideraciones finales

La complejidad del desafío traído por la transición energética nos obliga a pensar en soluciones pragmáticas y dejar de lado consideraciones puramente ideológicas. La insistencia con la cual se buscó implementar mercados competitivos descentralizados en el sector eléctrico significó un obstáculo mayor para que este sector pilar para la realización de las metas de descarbonización pueda cumplir con su parte. No es casual que el modelo que más avanzó en su liberalización, como es el de Texas, presente los peores resultados, al tiempo que el de Uruguay, que es el que más se resistió a esta “ola” liberalizadora, presente los mejores resultados en cuanto a una electricidad segura, limpia y asequible. La reducida ventana de tiempo para actuar y las deficiencias del proceso de liberalización del sector eléctrico deberían dejar entonces en evidencia que el mercado, actuando en solitario, no puede pilotear esta tarea; por lo que sigue siendo necesaria la intervención de actores con una visión sistémica de largo plazo.

Así, las perturbaciones observadas desde 2021 sobre varios mercados eléctricos indican, una vez más, que la apuesta por centrarse sobre mercados *spot* con esquema marginal fue un doble error. Por un lado, puesto que la volatilidad que los caracteriza no permite disparar las inversiones necesarias para garantizar la seguridad del suministro, mientras los altos precios sí destruyen industrias. Por otro lado, en tanto el impacto sobre los consumidores puede generar una crisis política y social de tal magnitud que termine poniendo en riesgo el éxito de la transición energética. En cambio, estos mecanismos de corto plazo podrían ser más útiles para aplicaciones de tipo redes inteligentes (por ejemplo, para vehículos eléctricos cuyas baterías aporten a la estabilidad de la red, o bien para centrales virtuales que agrupen prosumidores). Para el resto de los consumos eléctricos, es preferible tener contratos de largo plazo en base a una planificación que contemple las externalidades y costos completos del funcionamiento del sistema eléctrico, habida cuenta la debilidad de no disponer de las empresas verticalmente integradas que antes cumplían esa función.

¿Qué lecciones podrían deducirse para el caso de la Argentina? El punto de partida es claro: se cuenta con un marco normativo eléctrico, sancionado en 1992 mediante la ley 24.065, cuyo cumplimiento es relativo, cuya vigencia se encuentra obsoleta por causa de los avances tecnológicos y cuya integridad se haya afectada por una multitud de reformas parciales que se le fueron aplicando sucesivamente desde que estalló el régimen de la convertibilidad. En consecuencia, Argentina tiene como tarea pendiente la actualización de su marco regulatorio y el funcionamiento del mercado eléctrico. Es cierto que en los últimos años el país adoptó la ley 27.191, que fija objetivos de participación de fuentes renovables; así como la ley 27.424, que establece un objetivo de capacidad instalada en generación distribuida; a la vez que tomó compromisos internacionales para reducir sus emisiones de GEI. Ahora bien, todas estas metas solamente podrán ser alcanzadas con la descarbonización de su matriz eléctrica y, por ende, mediante un marco normativo que

esté a la altura de tales ambiciones. Por caso, con el inminente inicio del vencimiento escalonado de las concesiones hidroeléctricas, que fueron oportunamente construidas y financiadas por el Estado nacional, ya estamos presenciando los primeros elementos de un debate público sobre el posible involucramiento de sociedades anónimas bajo injerencia estatal (SABIE), tanto nacionales como provinciales, que, como lo analizaron Carbajales et al. (2021), permiten conciliar interés general, eficiencia económica y *management* profesionalizado. Estos autores muestran además que el rol empresarial del Estado no es incompatible con la Constitución Nacional, sino más bien con cierto espíritu de época que insiste con la aplicación acrítica e indiscriminada de los conceptos neoclásicos teorizados por Walras en el siglo XIX. Finalmente, en la eventualidad que la Argentina vuelva a discutir el diseño de su marco normativo eléctrico, sería un valioso aporte que se tuvieran en cuenta esas experiencias internacionales (y la gradualidad en el nivel de liberalización que presentan) a fin de lograr su transición energética sin perder de vista los imprescindibles objetivos de desarrollo productivo que el país aún tiene pendientes.

Referencias bibliográficas:

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (s.f.a). *Composición Energética de Uruguay por fuente*. Disponible en: <https://apps.ute.com.uy/SgePublico/ConsComposicionEnergeticaXFuente.aspx>

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (s.f.b). *Memoria anual*. Disponible en: <https://portal.ute.com.uy/institucional/informacion-economico-financiera/memoria-anual>

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (2013). *Regulación sector eléctrico*. Disponible en: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/uruguay>

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (9 de septiembre de 2019). *De gestionar los apagones a la revolución energética*. Disponible en: <https://www.ute.com.uy/noticias/de-gestionar-los-apagones-la-revolucion-energetica>

Agencia Internacional de la Energía (2019). *Status of Power System Transformation 2019. Power system flexibility*.

Agencia Internacional de la Energía (2021a). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*.

- Agencia Internacional de la Energía (13 de octubre de 2021b). *World Energy Outlook 2021 shows a new energy economy is emerging – but not yet quickly enough to reach net zero by 2050*. Disponible en: <https://www.iea.org/news/world-energy-outlook-2021-shows-a-new-energy-economy-is-emerging-but-not-yet-quickly-enough-to-reach-net-zero-by-2050>
- Agencia Internacional de Energías Renovables (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*.
- Aglietta, M., Dufrénot, G., Espagne, E., Faivre, A., Guy, Y., Masson, A., Oman, W. y Tertre, R. (2019). *Capitalisme. Le temps des ruptures*. Editions Odile Jacob.
- Araneda, J. (11-13 de mayo de 2021). *Sistema eléctrico nacional*. Encuentro virtual de la Región Iberoamericana de CIGRE (e-RIAC) “Desafíos de la operación en la Región Iberoamericana. Una mirada postpandémica”.
- Banco Mundial (s.f.a). *Access to electricity (% of population)*. Disponible en: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS>
- Banco Mundial (s.f.b). *PPP conversion factor, private consumption (LCU per international\$)*. Disponible en: <https://data.worldbank.org/indicator/PA.NUS.PRVT.PP>
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (s.f.). *Historia de la Ley N°20.928*. Disponible en: <https://www.bcn.cl/historiadelaley/historia-de-la-ley/vista-expandida/5067/>
- Britain faces 'massacre' of 20 more bust energy suppliers, Scottish Power says (21 de octubre de 2021). *Reuters*. Disponible en: <https://www.reuters.com/business/energy/energy-market-massacre-looms-britain-scottish-power-chief-says-2021-10-21/>
- Brown, T. y Reichenberg, L. (2021). Decreasing market value of variable renewables can be avoided by policy action. *Energy Economics*, (100), 1-26. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105354>
- Carbajales, J.J., Cosso, M., Cufari, E., Sánchez Osés, E. y Trinelli, A. (2021). *Manual de empresas públicas en Argentina (1946-2020). De la centenario YPF a las actuales SABIE*. Editorial Universitaria EDUNPAZ.
- Chile cada vez más cerca de construir la primera planta termosolar de Latinoamérica (7 de agosto de 2018). *Energía Estratégica*. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/chile-cada-vez-mas-cerca-de-construir-la-primera-planta-termosolar-de-latinoamerica-2/>
- Commission de Régulation de l'Énergie (s.f.a). *Open Data*. Disponible en: <https://www.cre.fr/Pages-annexes/open-data>
- Commission de Régulation de l'Énergie (s.f.b). *Marché de détail de l'électricité*. Disponible en: <https://www.cre.fr/Electricite/marche-de-detail-de-l-electricite>

- Comisión Nacional de Energía (s.f.). *Energía Abierta*. Disponible en: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/255509/factor-de-emision-promedio-anual/>
- Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.). *Histórico Generación Anual por Tecnología*. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- Coordinador Eléctrico Nacional (2020). *Discrepancia N°06-2020. "Informe de Servicios Complementarios año 2021"*. [Archivo PDF]
- Cruciani, M. (2011). *Évolution des prix de l'électricité aux clients domestiques en Europe occidentale*. Institut français des relations internationales. Disponible en: <https://www.ifri.org/fr/publications/notes-de-lifri/evolution-prix-de-lelectricite-aux-clients-domestiques-europe>
- Daniélo, O. (12 de julio de 2021). Innovation française : RTE inaugure le transport virtuel et robotisé d'électricité verte. *Révolution énergétique*. Disponible en: <https://www.revolution-energetique.com/innovation-francaise-rte-inaugure-le-transport-virtuel-et-robotise-delectricite-verte/>
- Denholm, P., Trieu, M., Kenyon, R., Kroposki, B. y O'Malley, M. (2020). *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6120-73856. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>
- Dubrovsky, H. y Ruchansky, B. (2010). *El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: La experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el periodo 1990-2009*. Documento de proyecto, CEPAL.
- El Mostrador (s.f.). *Avisos Legales*. Disponible en: <http://legales.elmostrador.cl/?page=16&titulo=chilectra&ini=&fin=>
- Ellis, E. (2 de marzo de 2021). Chinese advances in Chile. *Global Americans*. Disponible en: <https://theglobalamericans.org/2021/03/chinese-advances-in-chile/>
- Enel (s.f.). *Tarifas Pasadas*. Disponible en: <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html>
- Espinasa, R., Bonzi Teixeira, A. y Anaya, F. (2017). *Dossier Energético: Uruguay*. Nota Técnica N°IDB-TN-1175, Banco Interamericano de Desarrollo.
- Finon, D. (2015). *Les marchés électriques : complexité et limites de la libéralisation des industries électriques*. Encyclopédie de l'énergie. Disponible en: <https://www.encyclopedie-energie.org/les-marches-electriques-complexite-et-limites/>
- Finon, D., Defeuilley, C. y Marty, F. (2011). Signaux-prix et équilibre de long terme : reconsidérer les formes d'organisation sur les marchés de l'électricité. *Économie & prévision*, 1(1-2), 81-104. Disponible en: <https://doi.org/10.3917/ecop.197.0081>

- Fresard, J. (21 de julio de 2021). Nucléaire : après l'abandon du projet Astrid, des parlementaires s'alarment de l'image « écornée » de la France à l'international. *Public Sénat*. Disponible en : <https://www.publicsenat.fr/article/parlementaire/nucleaire-apres-l-abandon-du-projet-astrid-des-parlementaires-s-alarment-de-l>
- Galas, G. (14 de mayo de 2018). Analyse et comparaison des mécanismes de consensus dans la blockchain. *Medium*. Disponible en: <https://medium.com/@godefroy.galas/analyse-et-comparaison-des-m%C3%A9canismes-de-consensus-dans-la-blockchain-f91aee511ea3>
- Garza, B. (2021). *El apagón de Texas: por qué se produjo y en que trabajan para evitar que vuelva a ocurrir / Entrevistada por Nicolás Deza*. Revista Trama.
- Generadoras de Chile (7 de septiembre de 2020). *Parque eólico de Pacific Hydro Chile se convierte en el primero de Latinoamérica en ofrecer control secundario de frecuencia*. Disponible en: <http://generadoras.cl/prensa/parque-eolico-de-pacific-hydro-chile-se-convierte-en-el-primero-de-latinoamerica-en-ofrecer-control-secundario-de-frecuencia>
- Hansen, J. y Percebois, J. (2014). *Energía - Economía y Políticas* (Gerardo Rabinovich, Trad.). Fundación Torcuato Di Tella e Instituto Torcuato Di Tella.(Obra original publicada en 2010).
- Johnson, L.P., Isam, A., Gogerty, N. y Zitoli, J. (2015). *Connecting the Blockchain to the Sun to Save the Planet*. Solcrypto y SolarCoin Foundation. Disponible en: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2702639
- Kazimierski, M. (2020). La energía distribuida como modelo post-fósil en Argentina. *Economía, Sociedad Y Territorio*, 20(63), 397-428. Disponible en: <https://doi.org/10.22136/est20201562>
- La alternativa de la transmisión virtual para el sistema eléctrico local (3 de febrero de 2021). *Electricidad*. Disponible en: <https://www.revistaei.cl/2021/02/03/la-alternativa-de-la-transmision-virtual-para-el-sistema-electrico-local/>
- Lara, H. (4 de marzo de 2021) La STEP à l'eau de mer, avenir du stockage de l'électricité renouvelable? *Révolution Énergétique*. Disponible en: <https://www.revolution-energetique.com/la-step-a-leau-de-mer-avenir-du-stockage-de-lelectricite-renouvelable/>
- Lehne, J., Moro, E., Nguyen, P. y Pellerin-Carlin, P. (2021). *The EU ETS from cornerstone to catalyst: the role of carbon pricing in driving green innovation*. E3G y Jacques Delors Institute. Disponible en: https://institutdelors.eu/wp-content/uploads/2021/04/JDI-E3G-paper_innovation-in-the-ETS_final.pdf

- Lipset, S. (1993). Pacific Divide: American Exceptionalism—Japanese Uniqueness. *International Journal of Public Opinion Research*, 5(2), 121–166. Disponible en: <https://doi.org/10.1093/ijpor/5.2.121>
- McGinty, T. y Petterson S. (24 febrero de 2021). Texas Electric Bills Were \$28 Billion Higher Under Deregulation. *The Wall Street Journal*. Disponible en: <https://www.wsj.com/articles/texas-electric-bills-were-28-billion-higher-under-deregulation-11614162780>
- Michaels, R.J. (2006). Vertical Integration and the Restructuring of the U.S. Electricity Industry. *CATO Institute Policy Analysis Series*, (572), 1-32.
- Ministère de la Transition Écologique (2021). *Données et études statistiques*. Disponible en: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie>
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (s.f.a). *Precios medios de energía eléctrica sin impuestos, para cuentas tipo CIER*. Disponible en: <https://www.miem.gub.uy/energia/series-estadisticas-de-energia-electrica>
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (s.f.b). *Factor de emisión del CO2 del SIN* [Archivo Excel]. Disponible en: <https://catalogodatos.gub.uy/dataset/miem-ben-factor-de-emision-de-co2-del-sin>
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (27 de septiembre de 2021). *Uruguay reconocerá la producción con energía renovable a través de un sistema de certificados*. Disponible en: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/uruguay-reconocera-produccion-energia-renovable-traves-sistema-certificados>
- Missé, A. (13 de diciembre de 2021). La batalla eléctrica en Europa. *El País*. Disponible en: <https://elpais.com/economia/2021-12-13/la-batalla-electrica-en-europa.html>
- Muñoz, F. (11-13 de mayo de 2021). *Hacia un diseño de mercado consistente con un Chile carbono neutral*. Encuentro virtual de la Región Iberoamericana de CIGRE (e-RIAC) “Desafíos de la operación en la Región Iberoamericana. Una mirada postpandémica”.
- Organización Latinoamericana de Energía (s.f.). *Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, sieLAC*. Disponible en: <http://sielac.olade.org/>
- Petit, M., Finon, D. y Janssen, T. (2017). Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison of scarcity pricing and capacity mechanism. *Energy Policy*, (103), 30-46. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.032>

- Réseau de Transport d'Électricité (2021). *Futurs énergétiques 2050. Les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050*. Disponible en: <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>
- Reverdy, T. y Marty, F. (2019). Le marché de l'électricité : entre politiques énergétiques nationales et encadrement européen. *Regards croisés sur l'économie*, 2 (25), 133-143. Disponible en: <https://doi.org/10.3917/rce.025.0133>
- Roger, D. (2019). Una nueva matriz energética para Argentina: rentas termodinámicas y desarrollo industrial, tecnológico y científico. *Realidad económica*, (328), 27-58.
- Santander, A. (11-13 de mayo de 2021). *Planificación energética: Proyectando el futuro energético de Chile con participación ciudadana*. Encuentro virtual de la Región Iberoamericana de CIGRE (e-RIAC) "Desafíos de la operación en la Región Iberoamericana. Una mirada postpandémica".
- Tarcoiz, Y. (2020). *Le treizième travail d'Hercule : privatiser l'électricité française*. Institut Rousseau. Disponible en: <https://www.institut-rousseau.fr/le-treizieme-travail-dhercule-privatiser-lelectricite-francaise/>
- Tetrel, S. (10 de noviembre de 2021). EDF devient fournisseur de secours d'électricité. *Montel*. Disponible en: <https://www.montelnews.com/fr/news/1271631/edf-devient-fournisseur-de-secours-dlectricit>
- Third electricity provider calls it quits in singapore (17 de octubre de 2021). *Reuters*. Disponible en: <https://www.reuters.com/world/asia-pacific/third-electricity-provider-calls-it-quits-singapore-2021-10-16/>
- Traywick, C., Chediak, M., Malik, N. y Saul, J. (20 de febrero de 2021). The two hours that nearly destroyed Texas's electricity grid. *Bloomberg Green*. Disponible en: <https://www.bloomberg.com/news/features/2021-02-20/texas-blackout-how-the-electrical-grid-failed>
- U.S. Energy Information Administration (2021). *Texas Electricity Profile 2020*. Disponible en: <https://www.eia.gov/electricity/state/texas/>
- Zelinski, A. (15 de junio de 2021). Did Lawmakers Fix Texas's Electric Grid? *Texas Monthly*. Disponible en: <https://www.texasmonthly.com/news-politics/texas-electric-grid-legislature/>