

Escuela de Ciencias Sociales y Humanidades, UNED, Costa Rica
<https://revistas.uned.ac.cr/index.php/espiga>
ISSN: 1409-4002 • e-ISSN: 2215-454X

El modelo eléctrico costarricense, la reforma neoliberal y la transición energética

Fernando Lizana-Moreno *
<https://orcid.org/0009-0006-2343-8357>

Resumen

El presente texto resume los efectos de la reforma neoliberal impulsada, en la década de 1980, a nivel mundial para liberalizar los mercados eléctricos. Se brinda el detalle del desigual nivel de avance que esta reforma alcanzó en la región Centroamericana, especialmente con el caso de Costa Rica, donde se mantuvo un modelo de comprador único de electricidad mediante una empresa estatal, el Instituto Costarricense de Electricidad. Se contrastan los fallos y logros de esta reforma versus los requerimientos surgidos de la actual disrupción tecnológica de los sistemas eléctricos y de la Transición Energética requerida para mitigar el cambio climático. Se valora la pertinencia de la iniciativa impulsada por el Gobierno de Costa Rica para la liberalización del mercado eléctrico en relación con los requerimientos de ajuste del Sistema Eléctrico Nacional en el largo plazo. Se concluye que es necesario reenfocar los esfuerzos actuales para reformular el sistema eléctrico de manera que se impulse y facilite la Transición Energética y se habilite la construcción de un escenario post-transición descarbonizado y sostenible.

Palabras clave: Descarbonización, evolución de los sistemas eléctricos, mercados eléctricos.

* Máster en Energías Renovables, Universidad de Zaragoza, España. Postgrado en Planificación y Gestión de Proyectos de Investigación y Desarrollo, Instituto de Gestión de la Innovación y del Conocimiento, Universidad Politécnica de Valencia, España. Licenciatura en Ingeniería Electrónica, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Actualmente trabaja en el Área de Planificación de la Distribución, Gerencia de Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad. Se ha especializado en energías renovables, gestión de la innovación y en la Transición Energética Justa. Correos: lizanano@gmail.com / flizana@ice.go.cr

The Costa Rican electrical model, the neoliberal reform and energetic transition

Abstract

This text summarizes the effects of the neoliberal reform driven in the decade of 1980 worldwide to liberalize the electricity markets. The detail of the unequal level of progress that this reform reached in the Central American region is presented, especially in the case of Costa Rica where a model of “exclusive buyer” of electricity was maintained by a public enterprise, the Costa Rican Electrical Institute. The failures and achievements of this reform are contrasted with the requirements that resulted from the current technological disruption of the electrical systems and the energy transition required to mitigate climate change. It is assessed the relevance of the initiative driven by the Costa Rican government to liberalize the energy market with the adjustment requirements of the national electrical system in the long run. It is concluded that it is necessary to refocus the current efforts to reformulate the electrical system, facilitating the energy transition and fostering the construction of a sustainable and decarbonized post-transition scenario.

Keywords: Decarbonization, evolution of electrical systems, electrical markets.

Introducción

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) consiste en la infraestructura de generación, transmisión y distribución de electricidad del país. El subsistema de generación eléctrica se compone de todas las centrales de producción de electricidad. En el caso de Costa Rica, se cuenta con un total de 91 centrales de generación eléctrica a gran escala, para una potencia total de 3307 mega Watts (MW). De esa potencia total, un 70 % corresponde a la capacidad integrada de las centrales hidroeléctricas, 11 % son plantas eólicas, un 7 % centrales geotérmicas, 1 % son plantas de bagazo y menos del 0,2 % son centrales solares fotovoltaicas.

Lo anterior implica que casi un 90 % de la capacidad instalada del país para generar electricidad funciona a partir de fuentes renovables de energía, mientras que únicamente un 10 % de la potencia disponible se conforma de centrales que operan a partir de combustibles fósiles, las cuales funcionan con búnker o diésel¹.

Por las características del servicio eléctrico y el elevado costo del almacenamiento de electricidad, se deben tener consideraciones especiales para la operación del subsistema de generación. Durante la operación de este subsistema, se deben administrar las fuentes energéticas disponibles en el país para asegurar la atención de la demanda eléctrica en cada instante. En el caso de Costa Rica, esta tarea resulta crítica si se considera que la mayoría de las fuentes energéticas utilizadas dependen del clima, a excepción de la geotermia y los combustibles fósiles. A diario, se tienen casos como la energía solar fotovoltaica, que puede operar únicamente de 8:00 a.m. a 5:00 p.m., aproximadamente. Cabe resaltar que el principal reto para balancear las fuentes energéticas del país se relaciona con la energía hidroeléctrica, la cual es muy abundante durante la estación lluviosa.

No obstante, en la estación seca, el sistema eléctrico costarricense requiere un respaldo para compensar la reducción en el caudal de los ríos; este apoyo requiere las llamadas *energías firmes*, las cuales pueden ser despachadas sin importar las condiciones del tiempo. El balance energético del sistema eléctrico costarricense del 2017 al 2022 implicó que más del 98 % de la electricidad producida se obtuvo de fuentes renovables. Esta situación permitió que casi no se tuviera que utilizar las plantas térmicas para producir electricidad, logrando un ahorro significativo en los combustibles utilizados por el SEN. Para el período 2023 este porcentaje de uso de fuentes renovables de energía se redujo al 91,3 % producto de la disminución de las lluvias por causa del fenómeno del niño².

El segundo componente del SEN es el subsistema de transmisión. Se compone de las líneas de transmisión eléctrica, las cuales operan en alta tensión. Estas líneas de transmisión funcionan como sistemas de transporte de energía a gran escala, lo cual permite trasegar grandes cantidades de energía desde los sitios donde se encuentran las plantas de generación, hacia los centros de consumo, usualmente representados por ciudades, parques industriales o centros poblacionales en general.

¹ «Evolución histórica. Desarrollo eléctrico nacional con el ICE», Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), acceso el 20 de junio de 2024, <https://acortar.link/D4gvOG>

² Instituto Costarricense de Electricidad, *Informe de atención de demanda y producción de electricidad con fuentes renovables* (San José: ICE, 2023), 4.

La operación de las líneas de transmisión con alta tensión se realiza para reducir las pérdidas energéticas, producto de la resistencia eléctrica existente en los cables de alta tensión. La elevación y posterior reducción del voltaje se realiza en subestaciones eléctricas, las cuales deben estar ubicadas en sitios estratégicos para habilitar el transporte de energía desde las diferentes plantas de generación. En el caso de Costa Rica, el subsistema de transmisión se compone de 2986 km de líneas de alta tensión operadas a 230 kilo voltios (kV) y a 138 kV, además de 69 subestaciones de transformación³.

El tercer componente del SEN es el subsistema de distribución eléctrica. Se compone de los circuitos de distribución que se utilizan para llevar el servicio eléctrico a la clientela. Se operan a media y baja tensión y salen desde las subestaciones reductoras.

En Costa Rica existen ocho empresas de servicio público que se encargan de la distribución eléctrica: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y su subsidiaria, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), dos empresas municipales, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y la Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC), y cuatro cooperativas de electrificación rural, la de San Carlos (Coopelesca), Guanacaste (Coopeguanacaste), Alfaro Ruiz (Coopealfaroruiz) y la zona de los Santos (Coopeasantos). Cada entidad tiene establecida una zona de concesión donde se encarga de brindar el servicio eléctrico a la población.

Además de los tres componentes mencionados, se deben resaltar dos actores adicionales que son relevantes para el Sistema Eléctrico Nacional. Uno es el regulador, que se encarga de establecer y vigilar la aplicación de la normativa y regulación para el desarrollo y la operación del SEN. En el caso de Costa Rica la regulación del sistema eléctrico es ejercida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), quien establece la normativa de operación además de las tarifas asociadas al servicio eléctrico.

El otro actor relevante es el operador del sistema eléctrico nacional. Se encarga de coordinar y controlar los subsistemas de generación y transmisión, para asegurar que la demanda eléctrica se atienda adecuadamente en cada instante de tiempo. En caso de presentarse un apagón, el operador del sistema debe ejecutar la llamada secuencia de *arranque en negro* para reestablecer el servicio eléctrico en todo el país. En el caso de Costa Rica, el operador del sistema es el ICE, a través de la División de Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE).

Cabe resaltar que el sistema eléctrico de Costa Rica es *verticalmente integrado*. Esto significa que los tres subsistemas de generación, transmisión y distribución eléctrica están integrados en una misma entidad. Instituciones como el ICE, la CNFL, JASEC o ESPH cuentan con esta característica, lo que les permite realizar una planificación integrada del crecimiento del sistema eléctrico. Por contraste, en otros países los tres subsistemas son desarrollados por entidades independientes.

³ Instituto Costarricense de Electricidad, *Plan de expansión de la transmisión 2021-2031* (San José: ICE, 2021), 18.

Historia del desarrollo de los sistemas eléctricos

La primera central eléctrica en operación comercial la desarrolló el inventor Thomas Alva Edison en la calle Pearl de la ciudad de Nueva York, EE. UU., en 1882, para brindar el servicio de iluminación a un pequeño grupo de clientes cercanos. Posteriormente, el primer sistema eléctrico de gran escala nació también en EE. UU. en 1907, con la fundación de la compañía Commonwealth Edison. Esta compañía de capital privado se conformó mediante la adquisición de 20 pequeñas empresas eléctricas, conformando por primera vez un sistema eléctrico de gran escala⁴. Esta sería la primera empresa eléctrica verticalmente integrada a nivel mundial, al integrar activos de generación, transmisión y distribución eléctrica.

A partir de estos hitos, se desarrollaron empresas eléctricas alrededor del mundo como iniciativas de inversionistas particulares. Un caso por resaltar es Duke Energy, actualmente una de las empresas eléctricas más grande de EE. UU., fundada en 1904 por inversionistas privados, para promover el desarrollo industrial del sur este del país. Otro caso por citar es la empresa Hidroeléctrica Ibérica, fundada en 1901 en Bilbao, España, por el ingeniero Juan Urrutia Zulueta. Este tipo de empresas marcó el nacimiento de los sistemas eléctricos, pero limitado a abastecer a clientes industriales o residenciales ubicados en ciudades o centros poblacionales.

Posteriormente, se promovieron iniciativas para asegurar el desarrollo eléctrico en comunidades rurales. Estas zonas presentan la particularidad de que los clientes y usuarios potenciales del servicio eléctrico son menos numerosos y se encuentran dispersos en una zona geográfica extensa; por lo anterior, estas regiones no representaban un negocio atractivo para empresarios del sector eléctrico, al no existir economías de escala que mejoraran la rentabilidad del servicio. Para superar esa barrera, en EE. UU. se fundó la *Rural Electrification Administration* en 1935, institución que financió la creación de cooperativas de electrificación rural, lo cual habilitó el desarrollo eléctrico de las zonas rurales de ese país.

Luego de la Segunda Guerra Mundial, a partir de la iniciativa *New Deal* lanzada en EE. UU., se dio la creación de compañías eléctricas verticalmente integradas en la mayoría de países del mundo, como parte de una estrategia para impulsar el desarrollo económico e industrial de las naciones⁵. Muchas de las empresas eléctricas de la postguerra se desarrollaron bajo un modelo de propiedad estatal. Como ejemplo se puede citar a Hydro-Quebec, empresa eléctrica estatal fundada en 1944, propiedad del Gobierno de Quebec, Canadá. Esta empresa verticalmente integrada, actualmente es la mayor de generación hidroeléctrica en el mundo. Otro caso de empresa eléctrica estatal es ENEL, fundada en 1962 en Italia, la cual integró a todas las empresas eléctricas del país y consolidó la electrificación de todo el territorio en el período de postguerra.

⁴ David Tuttle et al., *The History and Evolution of the U.S. Electricity Industry* (Texas: The University of Texas at Austin Energy Institute 2016): 5,

https://energy.utexas.edu/sites/default/files/UT_Austin_FCe_History_2016.pdf

⁵ Patel Sonal et al., «History of Power: The Evolution of the Electric Generation Industry», *Power Magazine*, acceso el 14 de abril de 2024, <https://www.powermag.com/history-of-power-the-evolution-of-the-electric-generation-industry/>

Las empresas verticalmente integradas fueron promovidas para reducir costos mediante economías de escala. Las centrales de generación de gran capacidad y la infraestructura de transmisión y distribución permitieron masificar el servicio eléctrico, utilizado inicialmente en aplicaciones de iluminación y en los motores eléctricos incorporados de manera creciente en los procesos industriales.

Estas empresas se desarrollaron mediante tres modelos. El primero corresponde con las empresas privadas, llamadas *empresas propiedad de los inversionistas*, en inglés *Investor Owned Utilities*. La segunda modalidad corresponde con las empresas estatales (*State Owned Utilities*), las cuales se crearon inicialmente a nivel regional y luego nacional. La tercera opción son los modelos cooperativos (*Consumer Owned Utilities*), impulsados en EE. UU. y representados en Costa Rica por las cuatro cooperativas de electrificación rural.

El aseguramiento de las economías de escala para el desarrollo de infraestructura competitiva, la calidad del servicio y la accesibilidad de los precios fueron funciones asumidas a su vez por las entidades reguladoras establecidas a nivel municipal, regional o nacional⁶.

Creación del ICE: nacimiento del Sistema Eléctrico Nacional

Como parte de las empresas eléctricas estatales fundadas en la posguerra, se tiene el caso del ICE. Esta institución se fundó en 1949 como una empresa eléctrica estatal, verticalmente integrada, con la responsabilidad del «desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos»⁷.

En el año de creación del ICE, la cobertura del servicio eléctrico alcanzaba únicamente al 14 % de la población. Adicionalmente, no se contaba con un sistema interconectado, ya que las diferentes empresas eléctricas se enfocaban en atender una zona geográfica reducida, sin aspirar a expandir la red para cubrir a toda la población⁸. Hasta ese momento la infraestructura eléctrica del país había sido desarrollada por empresas eléctricas privadas, como era el caso de la transnacional estadounidense Electric Bond and Share Company, que se había constituido como un cuasi monopolio privado⁹.

A partir de su mandato de creación, el ICE logró consolidar la electrificación de Costa Rica, pasando de un 47 % de cobertura del servicio eléctrico, en 1970, a un 97 % en el 2000, lo que permitió llegar hasta un 99,4 % de la población en el 2022¹⁰. Este desarrollo se realizó a partir de fuentes renovables de energía, con el uso cantidades limitadas de combustibles fósiles, únicamente como respaldo en la estación seca. Esta herencia es la que permitió que, entre 2017 y 2022, más del 98 %

⁶ Tuttle et al., *The History and...*, 3.

⁷ Ley 449, de 8 de abril de 1949, Ley de creación del Instituto Costarricense de Electricidad ICE (*Colección de leyes y decretos* año 1949, semestre 1, tomo 1, página 257).

⁸ «Evolución histórica. Desarrollo...».

⁹ «Historia de la nacionalización del servicio eléctrico en Costa Rica», *Electronoticiascnfl*, acceso el 20 de junio de 2024, <https://electronoticiascnfl.com/2018/10/18/resena-historica-asi-se-llevo-a-cabo-la-nacionalizacion-del-servicio-electrico-en-costa-rica-galeria/>

¹⁰ Instituto Costarricense de Electricidad, *Plan de expansión...*

del total de la generación eléctrica del país se realizara con fuentes renovables de energía¹¹.

Es importante resaltar el enfoque que ha tenido el desarrollo eléctrico de Costa Rica a través del ICE, al ser una empresa estatal sin fines de lucro y con un mandato claro a través de su ley de creación, con ello se priorizó el crecimiento en capacidad y en extensión geográfica del sistema eléctrico para abarcar a casi la totalidad de la población. Esto brindó un aporte significativo al desarrollo económico y social del país, con la consolidación de un servicio eléctrico universal, sin descuidar a la población localizada en zonas rurales alejadas de las principales ciudades.

Adicionalmente, el elevado nivel de calidad del servicio eléctrico en sus redes de transmisión ha permitido atraer industria de sectores intensivos en consumo energético y con altos estándares en la confiabilidad requerida. Este es el caso de la empresa Intel, que opera una planta en Costa Rica y que ha brindado reconocimientos al ICE como proveedor de electricidad de alta calidad.

Finalmente, el desarrollo eléctrico basado en energías renovables consolidado por el ICE, ha permitido que Costa Rica se posicione como un país pionero en sostenibilidad y descarbonización a nivel mundial. Esto significa una ventaja en la transición energética que ha sido impulsada a nivel global por la Organización de las Naciones Unidas a partir del acuerdo de París, establecido en 2015, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Adicionalmente, en 2018, con la aprobación de la ley 9518 de incentivos y promoción para el transporte eléctrico, Costa Rica se ha posicionado como el país con mayor crecimiento porcentual de su flota de vehículos eléctricos en todo el continente americano. En el 2023, el 12 % de los vehículos nuevos vendidos en Costa Rica fueron eléctricos, por delante de Canadá, Estados Unidos y Uruguay, donde los vehículos eléctricos nuevos tuvieron cuotas de mercado del 11 %, 9 % y 3 %, respectivamente¹².

En resumen, la estrategia seguida en Costa Rica para desarrollar su sistema eléctrico le ha permitido alcanzar los siguientes logros: cimentar el acceso universal del servicio eléctrico a casi la totalidad de la población (0,6 % pendiente); consolidar capacidades energéticas de alta calidad para la atracción de inversiones en industrias estratégicas; y avanzar en la transición energética para la descarbonización de la economía.

Debe enfatizarse que los logros mencionados anteriormente, consolidados mediante la creación del ICE, han contribuido con el desarrollo económico y social del país. El acceso generalizado del servicio eléctrico se ha constituido como una de las herramientas para promover la equidad social. Adicionalmente, la disponibilidad de un servicio eléctrico de calidad ha habilitado el desarrollo de la industria y el comercio, lo que contribuye con la consolidación económica de la nación.

¹¹ *Ibíd.*

¹² Mario Durán, «Por segundo año consecutivo Costa Rica alcanzó la cuota de mercado más alta de América para el segmento de autos 100% eléctricos», *AleTech*, 6 de marzo de 2024, acceso el 9 de mayo de 2024, <https://alemonterotech.com/por-segundo-ano-consecutivo-costa-rica-alcanzo-la-cuota-de-mercado-mas-alta-de-america-para-el-segmento-de-autos-100-electricos/>

Reforma neoliberal y los sistemas eléctricos nacionales

En la década de 1980 la reforma neoliberal llegó a los sistemas eléctricos, primero en Chile, bajo la dictadura de Augusto Pinochet, y en Reino Unido, bajo el mandato de Margaret Thatcher¹³. Entre las premisas planteadas por el neoliberalismo, se promovió la privatización de actividades asumidas por instituciones estatales como una forma de mejorar la eficiencia y reducir la corrupción.

Adicionalmente, se planteó la necesidad de crear mercados competitivos, con la participación del sector empresarial en los servicios antes brindados por el Estado para lograr potenciales reducciones en los precios finales en beneficio de los clientes y usuarios. A través de estos mercados se buscó impulsar el crecimiento del servicio eléctrico y sobre todo la cobertura del mismo¹⁴.

Es importante resaltar que a nivel internacional estas reformas neoliberales fueron impulsadas por los llamados países occidentales (EE. UU. y Europa) y principalmente por los bancos multilaterales (Banco Mundial, Fondo Monetario Internacional, Banco Interamericano de Desarrollo).

En el caso del servicio eléctrico, la reforma neoliberal implicó una separación de los diferentes segmentos de su cadena de valor. Esto se desarrolló mediante la creación de mercados y servicios separados para el segmento de la generación, la transmisión y la distribución de electricidad.

Para asegurar el funcionamiento óptimo y competitivo de los nuevos mercados establecidos, se impulsaron reformas legales y se constituyeron entidades regulatorias encargadas de establecer y vigilar las normativas y reglas de desarrollo y operación requeridas para el funcionamiento adecuado de los nuevos mercados. En muchos casos se procedió a separar en diferentes entidades y a privatizar las antiguas empresas eléctricas estatales verticalmente integradas, asegurando que no pudieran asumir nuevamente las actividades asociadas a toda la cadena de valor.

En el caso de Centroamérica, Costa Rica inició con las reformas, abriendo el segmento de la generación de electricidad a una participación acotada por parte de inversionistas privados, a través de las leyes 7200 y 7508 de generación privada. Gracias a esta legislación, se habilitó la participación de empresas privadas en un 30 % del mercado total de la generación eléctrica, pero se mantuvo un esquema de comprador único mediante la empresa eléctrica del Estado¹⁵.

La reforma neoliberal fue aplicada de diferentes maneras en cada país. En casos como el de Costa Rica y Honduras, se abrió espacio para la participación de empresas privadas únicamente el segmento de la generación eléctrica. En el extremo opuesto, El Salvador introdujo la participación privada en casi todos los segmentos

¹³ Tuttle et al., *The History and...*, 3.

¹⁴ Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), *Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del istmo centroamericano*, Ciudad de México: ONU, 2003), <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/4424b249-22d6-45ac-bcbf-0674f5988ba6/content>

¹⁵ *Ibíd.*

de la cadena de valor del servicio eléctrico al permitir la competencia comercial en el segmento de distribución eléctrica.

Además, en la región, la transmisión de electricidad se mantuvo como una actividad desarrollada por el Estado en todos los países del istmo, considerando la dificultad de implementar la competencia entre diferentes actores privados para el desarrollo de la red nacional de líneas de alta tensión.

Entre las modalidades de liberalización de los mercados eléctricos, cabe resaltar los mecanismos utilizados para promover la competencia entre las empresas involucradas en los diferentes segmentos de la cadena de valor del servicio eléctrico. En varios países, como es el caso de España, se incorporó un mercado diario (llamado mercado *spot*) en el que las empresas de generación eléctrica establecen ofertas de precio para los bloques de energía y potencia que pueden brindar en cada hora del día siguiente.

Para el funcionamiento de este tipo de mecanismos, se crearon figuras como la del operador del mercado eléctrico, con la responsabilidad de gestionar las herramientas para consolidar las ofertas de energía de todas las empresas generadoras y determinar el precio que se pagará cada hora del día por la electricidad aportada. Este operador del mercado debe trabajar en estrecha colaboración con el operador del sistema eléctrico para asegurar que las transacciones comerciales establecidas se puedan implementar técnicamente en el sistema eléctrico y no impliquen riesgos operativos. Otra figura creada para la apertura de mercados eléctricos fue la de los comercializadores de energía eléctrica. Estas entidades se justificaron como un mecanismo de incorporación de la competencia comercial en la venta de electricidad a los clientes finales. Los comercializadores se encargan de adquirir bloques de energía y potencia en el mercado eléctrico, para luego venderlo a los clientes de mediana y pequeña escala. En el caso de los clientes grandes, con elevados niveles de consumo de energía eléctrica, en la mayoría de países se les permitió contratar energía directamente en los mercados eléctricos, ya sea en el mercado *spot* o mediante contratos de largo plazo establecidos directamente con comercializadores o empresas de generación eléctrica.

En el proceso de apertura, liberalización y privatización de los mercados eléctricos se presentaron numerosos problemas y fallos con consecuencias negativas sobre los usuarios finales. Uno de los más divulgados a nivel internacional fue la quiebra de la empresa Enron, de California, EE. UU. Esta empresa participaba en el negocio de comercialización de electricidad, entre otros, y se declaró en bancarrota en 2001, producto de manejos fraudulentos de sus operaciones financieras y en el sistema eléctrico de California, lo cual causó una caída significativa en la bolsa de valores de Nueva York. Varias de las operaciones realizadas para obtener beneficios ilegales provocaron apagones en diferentes regiones del estado de California. Entre las lecciones aprendidas de este caso, se determinó la necesidad de fortalecer la supervisión de las empresas comercializadoras de electricidad, para evitar colapsos como el que provocó la quiebra de este desaparecido gigante de la industria energética¹⁶.

¹⁶ Víctor Blanco Moro, «El caso Enron: se cumplen 20 años de uno de los mayores escándalos de la bolsa», *El Economista*, 6 de enero de 2022, acceso el 10 de mayo de 2024,

Otro caso por resaltar es la distribución eléctrica en El Salvador. En el diseño del proceso de liberalización del mercado eléctrico, este país abrió la competencia en el segmento de la distribución eléctrica, lo cual provocó que en diversas regiones ingresaran nuevas empresas, que construyeron circuitos de distribución donde ya existían redes previas. Lo anterior generó una saturación del espacio disponible en las vías públicas, además de considerarse una situación poco eficiente en cuanto al aprovechamiento de los recursos del país. Una lección aprendida de esta situación, es que conviene considerar los segmentos de transmisión y distribución eléctrica como monopolios naturales.

Entonces, para introducir la competencia comercial en estos segmentos del servicio eléctrico, conviene crear mecanismos de competencia en el momento de asignar zonas de concesión exclusivas, pero sin competir en la fase de operación de la infraestructura de distribución¹⁷.

En relación con el uso de combustibles fósiles, la privatización del servicio eléctrico en Centroamérica provocó un aumento de su participación porcentual en la generación eléctrica. En 1990, el 91 % de la generación eléctrica de la región se realizó a través de energía hidroeléctrica y geotérmica. Luego de los procesos de reforma neoliberal, la electricidad generada a partir de fuentes energéticas renovables disminuyó a un 58 % del total, en 1998, y a un 57 % en 2002¹⁸.

Gracias a la introducción de mecanismos para promover el desarrollo de fuentes energéticas renovables, se logró limitar el crecimiento de la generación eléctrica con combustibles fósiles, manteniendo un valor de aproximadamente un 50 % del total para el período 2002-2022¹⁹. Cabe mencionar que el único país que logró mantener una alta participación de fuentes energéticas renovables en los períodos mencionados fue Costa Rica, país que mantuvo un control centralizado del desarrollo eléctrico mediante una empresa eléctrica estatal verticalmente integrada.

Con respecto de las tarifas del servicio eléctrico en Centroamérica, estas experimentaron un aumento significativo en los países que impulsaron la reforma neoliberal de los sistemas eléctricos nacionales, esto si se consideran las tarifas promedio anuales en dólares constantes (descontando la inflación con respecto a 1990) para el período 1998-2002. Por ejemplo, en el caso de El Salvador, Guatemala y Nicaragua, las tarifas aumentaron un promedio de 7,9 %, 5,9 % y 5,1 % anual para el período indicado. Por su parte, Honduras experimentó aumentos tarifarios promedio de un 2,9 % anual. En contraste, Costa Rica y Panamá experimentaron un decrecimiento en las tarifas promedio de un -0,5 % y -2,5 % anual, respectivamente²⁰.

<https://www.economista.es/mercados-cotizaciones/noticias/11553516/01/22/El-caso-Enron-se-cumplen-20-anos-de-uno-de-los-mayores-escandalos-de-la-bolsa.html>

¹⁷ «Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador», Carlos Antonio Costa y Carlos Fernando Ceballos, acceso el 10 de mayo de 2024, http://www.sc.gob.sv/uploads/est_24_inf.pdf

¹⁸ CEPAL, *Evaluación de diez...*

¹⁹ Tatiana Castillo et al., *Panorama energético de América Latina y El Caribe* (Quito: Organización Latinoamericana de Energía, 2023), 60.

²⁰ CEPAL, *Evaluación de diez...*

Reformas neoliberales en el mercado eléctrico de Costa Rica

Según se mencionó, en Costa Rica no se aplicó la reforma neoliberal con las premisas promovidas a nivel internacional. Únicamente se abrió un espacio parcial en el segmento de la generación eléctrica para que empresas privadas pudieran participar del negocio. La competencia se introdujo mediante concursos para acceder a la opción de proveer bloques de energía eléctrica renovable al Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, se mantuvo el esquema de comprador único de electricidad por parte del ICE, sin existir mercados diarios de electricidad.

Fue así como, en 1990 se aprobó la Ley 7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, también conocida como la Ley de generación privada, con la cual se habilitó la opción de desarrollar plantas privadas de generación eléctrica. Esta ley estableció un nivel de potencia máxima de 20 mega Watts (MW) para cada planta, y definió que deben vender toda su producción al comprador único (ICE). El total combinado de las plantas incorporadas mediante esta modalidad, no puede superar el 15 % de la capacidad total de generación del país. En este esquema, los inversionistas privados mantienen la propiedad de los activos de generación.

Luego, en 1995, se aprobó la ley 7508, con la cual se reconfiguró la ley de generación privada, gracias a la incorporación de un capítulo que autoriza el desarrollo de plantas privadas de hasta 50 MW de potencia. En este caso, el esquema de desarrollo de estas plantas es el de *construir, operar y transferir* (BOT, por sus siglas en inglés), en el que los inversionistas transfieren la propiedad de la planta al ICE, luego de finalizado un período razonable de operación.

Dicho período debe estar ajustado para que los desarrolladores del proyecto recuperen su inversión y obtengan un beneficio económico razonable. Para las plantas BOT se habilitó un espacio de 15 % adicional de participación en el total de la generación eléctrica del país. Con esta estructura legal, Costa Rica integró la generación privada en un máximo del 30 % de la generación total del sistema eléctrico.

Una vez abierta la opción de participación de empresarios privados en el negocio de la generación eléctrica, se construyó una serie de plantas de generación vinculadas con actores de la clase política del país, este es el caso de las plantas hidroeléctricas Volcán y Don Pedro, con una potencia combinada de 31 MW, inversiones en las que estuvo vinculado el expresidente de la República, José María Figueres Olsen²¹. En el caso de la Planta Geotérmica Miravalles III, se presentaron denuncias de tráfico de influencias contra el entonces presidente Figueres Olsen. Lo anterior, al otorgarse el contrato de desarrollo de la planta a una compañía ligada a Fernando Altmann, ex suegro del presidente. Esta adjudicación se realizó en contra del criterio de equipos técnicos y legales del ICE²².

²¹ José Merino, «La lesiva cogeneración eléctrica privada», *Ambientico*, diciembre de 2002, acceso el 10 de mayo de 2024, <https://www.ambientico.una.ac.cr/wp-content/uploads/tainacan-items/31476/32389/111.pdf>

²² Latin America Digital Beat Staff, «Corruption Scandals Plague Costa Rican President Figueres Administration», *Latin America Data Base. News & Educational Services*, 15 de mayo de 1997, acceso el 10 de mayo de 2024, <https://digitalrepository.unm.edu/noticen/8266>

Otro caso es la planta de generación eléctrica del Ingenio Taboga, que aprovecha el bagazo de la caña de azúcar para entregar hasta 20 MW de potencia al SEN en el período de zafra. En este caso, el expresidente de la República, Óscar Arias Sánchez, es parte de los propietarios de esta empresa agroindustrial²³. Cabe resaltar que este tipo de acciones de presunto tráfico de influencias generó desconfianza en la legitimidad de los objetivos que se buscaban con la incorporación de la generación privada.

Para avanzar en la profundización de la agenda neoliberal asociada a los sistemas eléctricos, en marzo del 2000 se aprobó, por parte de la Asamblea Legislativa, la Ley para el mejoramiento de los servicios públicos de electricidad y telecomunicaciones y de la participación del Estado. Esta ley, conocida popularmente como el *Combo del ICE*, se enfocaba en consolidar la privatización de los mercados eléctricos y de telecomunicaciones.

La aprobación de esta ley causó una gran reacción popular, con una huelga general en el sector público, así como protestas en las calles por parte de los movimientos estudiantil, ambientalista y ciudadano. La magnitud de las protestas provocó que el Gobierno y el Congreso cedieran en su intención de impulsar la ley y accedieran a crear una comisión mixta para valorar posibles alternativas para avanzar en la mejora de los servicios de electricidad y de telecomunicaciones.

Esta comisión mixta, creada en el marco institucional del congreso costarricense, contó con participación de diputados de diversos partidos políticos, además de representantes de los sectores ciudadanos involucrados en las protestas. Estos últimos participaron únicamente con derecho a voz, sin el poder de votar por las resoluciones a ser aprobadas por la comisión, según la normativa establecida en el congreso para este tipo de comisiones. Finalmente, la Sala Constitucional emitió un dictamen en el cual indicaba que el procedimiento seguido para la aprobación del *Combo del ICE* había sido inconstitucional, con esto se enterró definitivamente la iniciativa²⁴.

Principales problemas del modelo neoliberal aplicado a los mercados eléctricos

Basándose en la experiencia internacional con la liberalización de los mercados eléctricos, se ha identificado una serie de problemas que afectan su óptima implementación. La presente sección se basa en los hallazgos planteados en un estudio de la Unidad de Investigación Internacional de los Servicios Públicos de la Universidad de Greenwich, Londres²⁵.

El primer problema detectado es la gestión del riesgo asociado al desarrollo y operación de los sistemas eléctricos. Una de las premisas inicialmente planteadas era

²³ Fernando López González, «Piden investigar contrato de Ingenio Taboga», *Semanario Universidad*, 21 de octubre de 2004, acceso el 11 de mayo de 2024,

<https://historico.semanariouniversidad.com/pais/piden-investigar-contrato-de-ingenio-taboga/>

²⁴ Pilar Gangas y José Retana, «Ciudadanos críticos: las movilizaciones contra el “Combo ICE” en Costa Rica», *América Latina Hoy* 42, (2006): 99, <https://www.redalyc.org/pdf/308/30804205.pdf>

²⁵ Steve Thomas, *Electricity liberalisation: The beginning of the end* (Londres: Public Services International Research Unit, 2004) https://gala.gre.ac.uk/id/eprint/3754/1/PSIRU_9253_-_2004-09-E-WEC.pdf

que la liberalización promovería el desarrollo de plantas de generación privadas, las cuales competirían por cuotas de mercado. Sin embargo, esta expectativa no considera los riesgos inherentes al servicio eléctrico, los posibles cambios en la demanda eléctrica, las grandes inversiones requeridas en las fases iniciales de identificación de potenciales proyectos de generación, los períodos extendidos para el desarrollo de nuevas plantas de generación, entre otros, riesgos que empresarios, inversionistas y entidades financieras no están dispuestos a asumir. Lo anterior ha implicado que siempre sea necesario incorporar medidas regulatorias que reduzcan el nivel de riesgo para los inversionistas privados, asegurándoles un beneficio económico razonable.

Otro problema detectado es el llamado *costo de la competencia*. La implementación de mercados competitivos implica que los inversionistas que participan en dichos mercados exigen una mayor tasa de retorno, para enfrentar los riesgos mencionados en el párrafo anterior. Esto encarece la infraestructura de los sistemas eléctricos, lo que implica mayores costos para los usuarios y clientes finales.

Adicionalmente, las herramientas tecnológicas e instituciones requeridas para mantener los mercados competitivos implican costos elevados. Como referencia, se puede considerar el costo del software desarrollado en Reino Unido para configurar y operar los mercados eléctricos de ese país, cuyo costo es de alrededor de dos mil millones de dólares.

Un aspecto por considerar es que esas inversiones deben ser financiadas a través de las tarifas del servicio eléctrico, lo cual encarece los costos para los clientes. Finalmente, debe tenerse en cuenta el incremento en gastos para las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad, asociado a la competencia de mercado.

En el caso del Reino Unido, los costos del proveedor minorista antes de la liberalización del mercado eléctrico representaban un 5 % de la factura de los clientes finales. Luego de la apertura del mercado, ese porcentaje aumentó a un 30 % de la factura de los clientes. Este aumento se debe a los gastos de las empresas eléctricas minoristas en mercadeo, incentivos para atraer clientes, costos de retiro de clientes, entre otros.

Quizá el mayor problema asociado a la liberalización de los mercados eléctricos está en las características inherentes al servicio eléctrico, que lo hacen diferente a otros productos y servicios comerciales. Una de las características a ser consideradas, es la inviabilidad de almacenar electricidad.

El almacenamiento de energía eléctrica a gran escala resultaba económicamente inviable hasta hace poco, incluso, en 2024 las tecnologías de baterías a nivel de sistemas eléctricos aún no resultan rentables en varias aplicaciones. Esto implica que los clientes pueden experimentar variaciones pronunciadas en los precios del servicio eléctrico, producto de fluctuaciones en la disponibilidad de los recursos energéticos o de estrategias especulativas por parte de proveedores de electricidad. Otra de las características problemáticas del servicio eléctrico, es la necesidad de asegurar que la oferta y la demanda coincidan en cada instante de tiempo. Así, dependiendo de las características técnicas de cada sistema eléctrico, esta coincidencia tiene que asegurarse a un nivel de milésimas de segundo para evitar un

colapso del mismo sistema y provocar apagones. Lo anterior implica que no se puede brindar total libertad de ingreso y salida del mercado a los productores de electricidad para evitar problemas en la satisfacción de la demanda integrada y en la operación del sistema eléctrico.

Otra característica inherente a la electricidad es la inexistencia de soluciones alternativas. En muchas aplicaciones no existen otras formas de resolver los requerimientos de los clientes. Esto implica que el mercado eléctrico es inelástico, al no poder implementarse alternativas en caso de que no se cuente con suficiente energía eléctrica, o los precios sean muy elevados; incluso, debe considerarse que en los casos donde sí existen soluciones tecnológicas alternativas para reemplazar el uso de la electricidad, los clientes usualmente cuentan con grandes inversiones en equipos cuya sustitución no es financieramente viable.

Continuando con la caracterización del servicio eléctrico, debe resaltarse el papel vital que tiene la electricidad en la sociedad actual. Un fallo en el sistema eléctrico implica una afectación desastrosa para la economía de un país; adicionalmente, la vida humana también depende de la electricidad, en espacios tales como hospitales, centros de salud, bombeo para distribución de agua, entre otras aplicaciones. Esto implica que ningún país puede darse el lujo de tolerar fallos en su sistema eléctrico nacional.

Así, las características enumeradas anteriormente, plantean problemas complejos para la liberalización de los mercados eléctricos.

Disrupción tecnológica, cambio climático y la evolución de los sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos a nivel mundial deben evolucionar para adaptarse a una serie de fuerzas disruptivas que están provocando cambios radicales en la industria eléctrica. Estas fuerzas provienen del ámbito tecnológico y ambiental.

El consumo de combustibles fósiles es el principal causante del cambio climático que está experimentando el planeta Tierra. Según la Agencia Internacional de Energía, la producción de electricidad a nivel mundial se basa principalmente en combustibles fósiles. El carbón aporta el 37 %, el gas natural el 25 % y los derivados del petróleo un 3 %, para un total de un 65 % de uso de combustibles fósiles en la matriz eléctrica global.

Para agravar la situación, se ha identificado la necesidad de utilizar electricidad renovable para sustituir el consumo de los combustibles fósiles en otras aplicaciones energéticas, como el transporte terrestre, o la calefacción de espacios. También es necesaria la electricidad renovable para producir sustitutos renovables de los combustibles fósiles, tales como el hidrógeno verde o los combustibles sintéticos. Entonces, analizando la matriz energética total a nivel mundial, se tiene que los combustibles fósiles representan un 80 % del consumo energético mundial²⁶. Esta es

²⁶ «World Energy Balances: Overview», International Energy Agency, acceso el 11 de mayo de 2024, <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview>

la principal razón por la que se ha impulsado la llamada *Transición Energética* como medida para mitigar el cambio climático.

Lo anterior representa un reto titánico para todos los países del mundo. El primer paso debe ser la descarbonización de los sistemas eléctricos nacionales. Luego, se debe multiplicar su capacidad de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de manera acelerada para sustituir el 80 % de la energía mundial actualmente basada en combustibles fósiles.

Es por esta razón que Costa Rica se ha posicionado como un país pionero en transición energética a nivel mundial, al tener un sistema eléctrico con un elevado nivel de uso de fuentes renovables, además de contar con avances significativos en aplicaciones de descarbonización, como es el caso de la introducción de vehículos eléctricos.

Adicionalmente al reto del cambio climático, es necesario resaltar el papel disruptivo que están teniendo las nuevas tecnologías de generación distribuida; por ejemplo, los paneles solares fotovoltaicos y las baterías han experimentado una drástica reducción de precios en la última década, lo cual ha puesto en riesgo el modelo de negocios tradicional de la industria eléctrica.

Al 2024 la mayoría de los países ha habilitado mecanismos para que los usuarios y clientes puedan instalar su propia generación eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos en esquemas de autoconsumo, lo cual reduce sus compras a las empresas eléctricas; además se ha habilitado la figura del *prosumidor* para permitir que los consumidores puedan funcionar como productores, inyectando a la red eléctrica el sobrante de la producción de sus sistemas solares fotovoltaicos.

En el caso del almacenamiento energético, su tasa actual de reducción de costos puede provocar que se alcance paridad de precio con la red eléctrica; esto implica el riesgo de que, en el futuro, a algunos clientes de las empresas eléctricas les resulte rentable producir y almacenar su propia electricidad con el uso de paneles fotovoltaicos y baterías, dando la opción de dejar de comprarle su electricidad a la empresa eléctrica. Esto puede afectar la viabilidad financiera y económica del actual modelo de negocios de la industria eléctrica mundial, lo que representa un riesgo de seguridad energética, si se considera que las empresas e instituciones encargadas del desarrollo de los sistemas eléctricos pueden llegar a enfrentar procesos de quiebra si no se toman medidas a tiempo para habilitar nuevos modelos de negocios que aseguren el desarrollo sostenible de la industria eléctrica.

También cabe resaltar que la electrificación de ciertas aplicaciones que hoy funcionan a partir de combustibles fósiles resulta inviable con el sistema eléctrico actual. Ese es el caso de los vehículos eléctricos. Si se cambiara toda la flota vehicular mundial por vehículos eléctricos, la infraestructura de redes de distribución eléctrica no tendría capacidad para gestionar su carga.

En el caso de Costa Rica, la eventual electrificación de toda la flotilla vehicular provocaría picos de demanda que no podrían ser cubiertos por los actuales sistemas de generación, transmisión y distribución eléctrica. Por ello, es importante resaltar la necesidad de rediseñar y reconfigurar las redes de transmisión y distribución

eléctrica, si se pretende electrificar todos los vehículos y el transporte terrestre en general.

Combinando los dos temas anteriores, se debe indicar que el cambio climático presenta retos crecientes en resiliencia y adaptación para los sistemas energéticos. El aumento en frecuencia y magnitud de los eventos meteorológicos extremos, como huracanes, inundaciones y olas de calor, implica la necesidad de revisar el nivel de resiliencia de la infraestructura energética. Esta va en diferentes frentes: Uno relacionado con la capacidad de reestablecer de manera expedita los sistemas energéticos una vez que finalice un evento meteorológico extremo, como ejemplo de esta situación se pueden mencionar las nevadas extremas en EE. UU. y Canadá, que han provocado que la población deba esperar hasta dos semanas mientras se reestablece completamente el servicio eléctrico; o, en un caso más extremo, se tiene Puerto Rico, que aún no ha reconstituido completamente su infraestructura eléctrica nacional, dañada en un 80 % por el impacto de los huracanes Irma y María en el 2017²⁷.

Otro de los frentes donde resulta necesario aumentar la resiliencia se relaciona con los cambios en los patrones de comportamiento de las fuentes energéticas renovables dependientes del clima, como la energía solar, eólica y, sobre todo, la hidroeléctrica. Estos cambios pueden generar impactos significativos en países como Costa Rica, donde se cuenta con alrededor de un 70 % de generación a partir de plantas hidroeléctricas. Es necesario avanzar en el desarrollo de nuevos modelos de pronóstico meteorológico de corto, mediano y largo plazo, para tener certeza de la disponibilidad de las fuentes energéticas renovables para la generación de electricidad.

La suma de los factores indicados implica la necesidad de reinventar los sistemas energéticos nacionales. Deben reconfigurarse los esquemas tradicionales utilizados para planificar, construir y operar los sistemas eléctricos y sistemas energéticos en general, con el fin de cubrir las necesidades y superar los retos provocados por el cambio climático y la disrupción tecnológica.

Adicionalmente, deben adaptarse los modelos de negocio y los esquemas de participación en los sistemas y mercados energéticos, con ello se evitará un colapso desordenado de los esquemas tradicionalmente utilizados a nivel mundial. Lo anterior plantea la necesidad de analizar los sistemas institucionales más adecuados para enfrentar este reto, valorando como alternativas los sistemas eléctricos estatales, las empresas eléctricas verticalmente integradas, o los mercados liberalizados según las premisas neoliberales.

Por parte de la Agencia Internacional de Energía, en 2016, se reconoció que la transición energética implica la necesidad de evaluar la viabilidad de continuar con el modelo neoliberal de mercados eléctricos liberalizados. Este mismo planteamiento fue expresado en un estudio realizado por el *Oxford Institute for Energy Studies*, en el cual adicionalmente se resalta la necesidad de evaluar la validez de las premisas planteadas a fines de la década de 1980 para impulsar la agenda neoliberal en los sistemas eléctricos. En este tema, el punto de mayor

²⁷ «Luces apagadas: la tormenta del siglo», Networked Energy Services, acceso el 20 de junio de 2024, <https://www.networkedenergy.com/en/success/details/es/prepa/puerto-rico>

relevancia es la necesidad de analizar y plantear soluciones con una visión de largo plazo, considerando que la transición energética implica la consolidación de una economía sostenible y descarbonizada al 2050²⁸.

Por su parte, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) está enfocada en documentar y divulgar lecciones aprendidas y generar debate y conocimientos para habilitar la transición en el sistema energético mundial. Esta agencia plantea que todos los países deben reformular sus sistemas eléctricos para facilitar el proceso de transición y habilitar el escenario postransición, sin importar si actualmente operan mediante mecanismos liberalizados o regulados. Lo anterior se justifica al indicar que existe un desalineamiento entre las estructuras organizacionales de los sistemas eléctricos actuales, incluyendo sus mecanismos de soporte y las características técnico-económicas de las tecnologías renovables²⁹.

Entre los desalineamientos identificados por la IRENA se pueden mencionar la llamada *espiral de la muerte* de las empresas eléctricas. Consiste en la reducción de ingresos ante el crecimiento en la instalación de sistemas de autoconsumo por parte de los clientes, mediante sistemas de generación distribuida y almacenamiento energético. Lo anterior obliga al regulador a aumentar las tarifas, lo que impulsa a su vez la instalación de más sistemas de autoconsumo, alimentando de este modo un círculo vicioso que puede generar el colapso del sector.

Otro desalineamiento que cabe resaltar es la dificultad existente en los mercados liberalizados para asegurar la realización de inversiones en plantas de energía firme y plantas que provean flexibilidad al sistema, para contar con los servicios auxiliares requeridos para integrar grandes cantidades de energías renovables como la eólica y la solar. Esto resulta crítico para el caso de Costa Rica, donde es vital contar con plantas de energía firme que puedan asegurar el abastecimiento de la demanda en los meses de la estación seca.

Asimismo, es necesario crear en Costa Rica un nuevo marco regulatorio donde se establezcan mecanismos para el desarrollo y remuneración de plantas que provean nuevos servicios auxiliares requeridos para la operación de un sistema basado en fuentes renovables variables. Algunos ejemplos de dichos servicios son: Aportes de inercia virtual al sistema, regulación de frecuencia y manejo de rampas ante cambios abruptos en la generación.

Debe indicarse que actualmente este tipo de servicios son provistos por el ICE, incluyendo la inversión en plantas de respaldo con energía firme. La rentabilidad de estas inversiones se alcanza mediante el balance interno de la institución, a partir de una tarifa global que no reconoce específicamente las inversiones en estas aplicaciones.

La propuesta de transformación impulsada por la IRENA se basa en tres frentes: Descentralización, descarbonización y democratización de los sistemas eléctricos. La descentralización consiste en el crecimiento del sistema eléctrico a partir de

²⁸ Estiven González Jiménez, *Costa Rica 100 % renovable: claves y lecciones de una política eléctrica exitosa* (San José: Fundación Friedrich Ebert, 2016), 7-8.

²⁹ «RE-organising power systems for the transition», IRENA, acceso el 6 de mayo de 2024, www.irena.org

pequeñas plantas o instalaciones de generación distribuida y de microrredes, con aportes de todos los usuarios interconectados a la red. Este crecimiento descentralizado resulta conveniente ante eventos climáticos extremos, lo que facilita la reconstitución rápida del servicio eléctrico, siendo la principal herramienta para brindar resiliencia climática a la infraestructura eléctrica de un país.

En cuanto a la descarbonización, implica la adopción a gran escala de fuentes renovables variables, como la energía eólica y solar, para desplazar la producción de electricidad a partir de combustibles fósiles. Esta descarbonización implica retos técnicos, al tener que adecuar la infraestructura y esquemas de organización de los sistemas eléctricos, para incorporar mecanismos de flexibilidad que permitan la integración de las mencionadas fuentes renovables variables.

Finalmente, la democratización se refiere a la apertura a participar en la planificación y operación de los sistemas energéticos a toda la población. Esto será requerido para asegurar la flexibilidad necesaria en la demanda eléctrica, mediante la participación de los usuarios en servicios de generación distribuida, gestión de la demanda, o almacenamiento energético. Estos servicios se refieren al control del tiempo en que se consume energía o el tiempo en que se operan sistemas de generación distribuida y de almacenamiento con baterías, para realizar la mayor parte del consumo eléctrico durante los períodos en los cuales se tiene elevada disponibilidad de fuentes renovables variables de energía.

Finalmente, la democratización de los sistemas eléctricos implica también la inclusión de las comunidades afectadas por el desarrollo de infraestructura eléctrica para que sean parte de las decisiones de desarrollo de este tipo de proyectos y obtengan beneficios de estos. A este respecto, se debe resaltar la importancia de ratificar el Acuerdo Regional sobre el Acceso a la Información, la Participación Pública y el Acceso a la Justicia en Asuntos Ambientales en América Latina y el Caribe, llamado *Acuerdo de Escazú*, que promueve, entre otras cosas, la protección de los líderes comunales o ambientales y la inclusión de las comunidades en el desarrollo de proyectos de infraestructura.

La importancia de este aspecto radica en la gran cantidad de proyectos de generación eléctrica que se construirán a 2050, para avanzar en la sustitución del uso de combustibles fósiles. Esto generará una elevada presión por desarrollar infraestructura en zonas rurales, comunidades indígenas o zonas socio ambientalmente sensibles. Esta presión debe ser manejada adecuadamente, para asegurar la sostenibilidad social y ambiental de la transición energética.

La actual agenda neoliberal en Costa Rica vs la Transición Energética Justa

En octubre del 2022, la administración Chaves Robles presentó ante la Asamblea Legislativa el proyecto de Ley de Armonización del Sector Eléctrico, expediente n.º 23 414. Este proyecto propone avanzar en la agenda neoliberal para crear un mercado eléctrico liberalizado. Los objetivos establecidos para impulsar esta ley son de corto plazo, enfocados en promover la eficiencia operativa y un aumento de la participación de empresas privadas en mercados liberalizados de generación y comercialización de electricidad.

Adicionalmente, este proyecto de ley cambia el esquema de planificación actual, al incorporar una planificación indicativa, realizada por parte del Ministerio de Ambiente y Energía, y trasladar la responsabilidad de operar el sistema eléctrico y de elaborar la planificación de la expansión de los subsistemas de transmisión y generación a una nueva institución llamada ECOSEN.

Algunos de los sectores que han impulsado el proyecto plantean que ayudaría a bajar las tarifas eléctricas. Sin embargo, no existe evidencia clara para respaldar esa afirmación, más si se considera los resultados disímiles obtenidos por los países que han liberalizado sus mercados de generación y comercialización de electricidad alrededor del mundo³⁰.

Adicionalmente, cabe aclarar que las tarifas eléctricas dependen de las condiciones específicas de cada país y región, por lo que no resulta válido establecer comparaciones objetivas basándose únicamente en el valor de las tarifas. Por ejemplo, a lo interno del país, existen tarifas diferentes para cada empresa de distribución eléctrica, ya que la ARESEP reconoce los costos en que incurren para brindar el servicio. Estos costos cambian si los clientes se encuentran concentrados en una zona geográfica reducida, como es el caso de los clientes de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) y de la Junta de Administración del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), o en una zona geográfica extendida y con lugares con muy baja densidad de clientes, como es el caso de la red de distribución del ICE. Las tarifas también varían según el nivel de consumo, el tipo de actividad económica (sectores residencial, comercial, industrial), el voltaje de interconexión, la hora en la que se realicen los consumos, entre otras variables.

Adicionalmente, existen regiones donde se cuenta con interconexiones internacionales muy robustas que les permite utilizar grandes cantidades de energías renovables variables, respaldando su sistema con importaciones a gran escala, como es el caso de Dinamarca.

También debe resaltarse el caso de algunos de los estados de EE. UU. donde se utiliza extensivamente gas natural de bajo costo para la generación de electricidad, a la vez que se contribuye también de manera extensiva con el agravamiento del calentamiento global.

Finalmente, deben considerarse los subsidios que se establecen en algunos países entre los diferentes sectores de consumo, ya que es usual que se promueva una reducción de las tarifas para los sectores productivos, en detrimento del sector residencial. También existe países donde se subsidia las tarifas con fondos estatales, como es el caso de Cuba y Venezuela, que en 2021 contaban con las tarifas eléctricas más bajas del continente americano³¹.

El proyecto de Ley de Armonización del Sector Eléctrico pone en riesgo las condiciones presentes en el país para avanzar en una transición energética justa. Los dos aspectos de mayor impacto serían el desmantelamiento del esquema actual de

³⁰ «RE-organising power...».

³¹ «¿Cuál es el costo de la electricidad en un mundo afectado por el cambio climático?», CNN Español, acceso el 29 de junio de 2024, <https://cnnespanol.cnn.com/2021/09/24/costo-electricidad-mundo-afectado-cambio-climatico-orix/>

planificación del crecimiento del sistema eléctrico y la creación de mercados liberalizados en los segmentos de generación y comercialización de electricidad.

En el caso de la eliminación del actual esquema de planificación, debe mencionarse que la Agencia Internacional de Energías Renovables ha resaltado el modelo eléctrico costarricense por haber logrado consolidar una base energética descarbonizada, gracias a un esquema institucional robusto, con elevada capacidad técnica y un mandato claro de habilitar el acceso al servicio eléctrico para toda la población³².

Este modelo de planificación se ha manejado de manera centralizada por el ICE, a partir del análisis de todas las fuentes energéticas disponibles, en procura de un adecuado balance entre plantas de generación que utilizan fuentes renovables variables (solar, eólica, hidroeléctrica con pequeños embalses), fuentes renovables firmes (hidroeléctrica con embalses a gran escala, geotérmica, biomasa) y minimizando la necesidad de uso de plantas de energía firme a partir de combustibles fósiles. Este tipo de planificación directiva, ha permitido optimizar el aporte del sector privado, mientras se consolida un adecuado nivel de seguridad energética. El proyecto de ley cambia este esquema por un modelo de planificación indicativa, que no permite asegurar el desarrollo de la infraestructura necesaria para la transición energética.

Finalmente, el modelo de planificación indicativa que se pretende impulsar no facilita la realización de las transformaciones radicales requeridas a nivel de los subsistemas que componen el sistema eléctrico para avanzar en la transición energética. En este punto cabe resaltar lo indicado por IRENA sobre el esquema institucional actual en Costa Rica, el cual sí facilita la planificación de la evolución del sistema eléctrico al estar concentrada en una empresa eléctrica estatal verticalmente integrada.

El segundo aspecto por resaltar con respecto al proyecto de Ley es el establecimiento de mercados liberalizados para la generación eléctrica y la comercialización. Se ha determinado que los mercados liberalizados no se acoplan a las características inherentes a las fuentes renovables variables, las cuales son las que más deben desarrollarse para avanzar en la transición energética. Este tipo de plantas, como las solares fotovoltaicas o las eólicas, no son *despachables*, ya que no se puede controlar el momento en que se pueden operar.

Adicionalmente, tienen costos variables de operación mínimos, ya que las fuentes energéticas que utilizan son gratuitas, a diferencia de las plantas de combustibles fósiles. Esto contrasta con los mercados eléctricos liberalizados, donde los precios de la electricidad se fijan en función de las ofertas que presentan todas las compañías generadoras.

En estos mercados, las plantas solares y eólicas pueden participar con ofertas a precios muy reducidos, desplazando a otras fuentes de energía firme, como las plantas geotérmicas o hidroeléctricas con gran embalse. Esto puede provocar una sobre instalación de plantas de energía variable y con ello reducir la rentabilidad de las plantas de energía firme. Así, existirían pocos incentivos para que el Estado o inversionistas privados construyan plantas de generación a partir de energías firmes

³² IRENA, «RE-organising power...».

que aporten seguridad operativa al sistema eléctrico ante períodos de escasez de otras fuentes energéticas. Tampoco existiría incentivos para el desarrollo de plantas que permitan el almacenamiento estacional, desplazando energía desde la estación lluviosa hacia la estación seca, como es el caso del embalse Arenal.

El efecto a largo plazo es el establecimiento de un sistema eléctrico que no brinda las condiciones óptimas de seguridad operativa, al estar basado principalmente en fuentes renovables variables que no pueden asegurar la atención de la demanda en todo momento³³.

Para subsanar los problemas indicados en los párrafos anteriores, la IRENA recomienda realizar una planificación de largo plazo con una perspectiva holística que permita construir una hoja de ruta para la transformación de los sistemas eléctricos en función de las necesidades de la transición energética. En esta planificación es necesario visualizar los escenarios futuros deseables, con una economía sostenible basada en fuentes renovables de energía y con una escala de uso y explotación que respete los límites del planeta.

En el caso del proyecto de *Ley de Armonización del Sector Eléctrico*, este no incluye esta visión de largo plazo ni considera las transformaciones requeridas para consolidar una transición energética justa. Incluso, avanza en el establecimiento de mercados liberalizados en los segmentos de generación y comercialización, lo que ha sido identificado por la IRENA como una barrera para las transformaciones requeridas por la transición energética. Por lo anterior, conviene que la Asamblea Legislativa opte por un texto sustitutivo que sí atienda las necesidades en el corto, mediano y largo plazo, para consolidar una transición energética justa para el país.

Conclusiones

Los Sistemas Eléctricos Nacionales nacieron primero como iniciativas de inversionistas privados, fueron luego impulsados por el Estado mediante instituciones gubernamentales en la época de la post-guerra, para expandir la cobertura del servicio eléctrico a la mayoría de la población, estableciéndose como la columna vertebral de las economías modernas. Este desarrollo permitió elevar el nivel de vida de los sectores de la población con acceso a servicios de energía de calidad, además de promover del desarrollo económico mediante el crecimiento de los sectores industrial y comercial.

Luego, en la última década del siglo XX, se impulsó una reforma neoliberal, para incorporar la participación del sector privado en los sistemas eléctricos. Esto se concretó principalmente mediante la creación de mercados liberalizados en los segmentos de la generación y la comercialización de electricidad. El avance en estas reformas y los resultados obtenidos difieren según el país en que fueron aplicadas. Por su parte, el esquema institucional establecido por Costa Rica desde 1949 y los objetivos establecidos en la Ley de Creación del ICE permitieron consolidar un SEN con muy elevada cobertura y basado principalmente en fuentes energéticas renovables. Este logro ha permitido posicionar al país entre los líderes de la transición energética en el escenario mundial, lo que crea una ventana de oportunidad para impulsar un desarrollo económico sostenible.

³³ *Ibíd.*

Los reducidos niveles de emisiones de gases de efecto invernadero del SEN evidencian la contribución que el país brinda con la mitigación del calentamiento global. Asimismo, los elevados niveles de descarbonización y confiabilidad del servicio eléctrico posicionan a Costa Rica como un destino atractivo para inversiones en actividades económicas sostenibles, así como para el turismo.

Por otro lado, se ha determinado la necesidad de reformular el Sistema Eléctrico Nacional para facilitar el proceso de Transición Energética y habilitar un escenario postransición que sea económica, social y ambientalmente sostenible. Esta reformulación debe seguir las tres recomendaciones de la IRENA: Descentralización, descarbonización y democratización.

En cuanto a descentralización, deben aprovecharse los recursos distribuidos existentes en la red, tales como las plantas de generación distribuida, sistemas de almacenamiento por baterías, vehículos eléctricos y gestión de la demanda, para brindar servicios de flexibilidad energética y operativa. Esto implica una reconfiguración de las redes de transmisión y distribución, para poder trasegar energía en diferentes direcciones, e integrar el aporte de energía, potencia y servicios auxiliares por parte de múltiples actores. La descarbonización se debe concretar integrando mayores niveles de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, y mediante el uso de la electricidad en aplicaciones que actualmente se realizan con combustibles fósiles.

Finalmente, la democratización se refiere a la integración de todas las partes involucradas en los procesos de planificación de largo plazo y de desarrollo de proyectos de infraestructura, haciendo énfasis en las comunidades directamente afectadas por este tipo de desarrollos. La IRENA resalta la importancia de planificar estos cambios con una visión holística, que brinde una hoja de ruta para consolidar en el largo plazo un escenario postransición que sea sostenible y que no ponga en riesgo los límites ecológicos del planeta.

Se plantea también que los modelos eléctricos actuales, ya sean estatales o liberalizados, están desalineados con las características inherentes a las tecnologías de generación renovable requeridas para la Transición Energética, por lo que no es pertinente continuar con esfuerzos de liberalización de mercados en los que no es clara y fundamentada su contribución a los cambios requeridos para el largo plazo. Este desalineamiento se evidencia en casos como la llamada *espiral de la muerte* de las empresas eléctricas, al reducir sus ingresos por la proliferación de instalaciones de autoconsumo por parte de los clientes, mediante sistemas de generación distribuida y almacenamiento energético. También se evidencia en la dificultad existente en los mercados eléctricos liberalizados, para asegurar las inversiones en energía firme y servicios auxiliares requeridos para integrar grandes cantidades de energía eólica y solar al sistema eléctrico.

Ante la situación descrita, contrasta la iniciativa del Gobierno de la República, que impulsa el proyecto de Ley de Armonización del Sector Eléctrico, el cual adolece de una visión de largo plazo que permita asegurar las condiciones necesarias para la Transición Energética y que identifique un escenario postransición que sea sostenible, a la vez que asegure el respeto a los límites ecológicos del planeta.

En el escenario actual conviene reenfocar las propuestas de ajuste de la legislación nacional para asegurar que atiendan adecuadamente los retos descritos en el presente texto. Para ello, debe realizarse un ejercicio de planificación con herramientas de prospectiva y visión de largo plazo, que permita identificar una hoja de ruta viable y un escenario postransición sostenible. Esta planificación puede ser acometida por las instituciones del sector, con la habilitación de espacios de realimentación por parte de los actores involucrados en el tema para asegurar su viabilidad social.

Entre los sectores que deberían participar se pueden enumerar a la academia, sectores productivos, organizaciones sociales y comunidades vulnerables. A partir de esta planificación es que se deben construir las propuestas de ajuste al marco institucional del sistema eléctrico y de los sistemas energéticos en general.

Finalmente, considerando el rol vital que el Sistema Eléctrico Nacional tiene sobre la economía del país y sobre la vida de sus habitantes, se resalta la importancia de avanzar en esta planificación, como una acción fundamental para asegurar la supervivencia de la sociedad costarricense en el siglo del calentamiento global.

Formato de citación según APA

Lizana-Moreno, F. (2024). El modelo eléctrico costarricense, la reforma neoliberal y la transición energética. *Revista Espiga*, 23(48), 245-269.

Formato de citación según Chicago-Deusto

Lizana-Moreno, Fernando. «El modelo eléctrico costarricense, la reforma neoliberal y la transición energética». *Revista Espiga* 23, n.º 48 (agosto, 2024): 245-269.

Referencias

- Blanco Moro, Víctor. «El caso Enron: se cumplen 20 años de uno de los mayores escándalos de la bolsa». *El Economista*, 6 de enero de 2022. Acceso el 10 de mayo de 2024. <https://www.economista.es/mercados-cotizaciones/noticias/11553516/01/22/El-caso-Enron-se-cumplen-20-anos-de-uno-de-los-mayores-escandalos-de-la-bolsa.html>
- Castillo, Tatiana, Fabio García, Luis Mosquera, Targelia Rivadeneira, Katherine Segura y Marco Yujato. *Panorama energético de América Latina y El Caribe*. Quito: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2023.
- CNN Español. «¿Cuál es el costo de la electricidad en un mundo afectado por el cambio climático?». Acceso el 29 de junio de 2024. <https://cnnespanol.cnn.com/2021/09/24/costo-electricidad-mundo-afectado-cambio-climatico-orix/>
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). *Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del istmo centroamericano*. Ciudad de México: ONU, 2003. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/4424b249-22d6-45ac-bcbf-0674f5988ba6/content>
- Costa, Carlos Antonio y Carlos Fernando Ceballos. «Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador». Acceso el 10 de mayo de 2024. http://www.sc.gob.sv/uploads/est_24_inf.pdf
- Durán, Mario. «Por segundo año consecutivo Costa Rica alcanzó la cuota de mercado más alta de América para el segmento de autos 100% eléctricos». *AleTech*, 6 de marzo de 2024. Acceso el 9 de mayo de 2024. <https://alemonterotech.com/por-segundo-ano-consecutivo-costa-rica-alcanzo-la-cuota-de-mercado-mas-alta-de-america-para-el-segmento-de-autos-100-electricos/>
- Electronoticiascnfl. «Historia de la nacionalización del servicio eléctrico en Costa Rica». Acceso el 20 de junio de 2024. <https://electronoticiascnfl.com/2018/10/18/resena-historica-asi-se-llevo-a-cabo-la-nacionalizacion-del-servicio-electrico-en-costa-rica-galeria/>
- Gangas, Pilar y José Retana. «Ciudadanos críticos: las movilizaciones contra el “Combo ICE” en Costa Rica». *América Latina Hoy* 42, (2006): 93-108. <https://www.redalyc.org/pdf/308/30804205.pdf>
- González Jiménez, Estiven. *Costa Rica 100 % renovable: claves y lecciones de una política eléctrica exitosa*. San José: Fundación Friedrich Ebert, 2016.
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). *Plan de expansión de la transmisión 2021-2031*. San José: ICE, 2021.
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). «Evolución histórica. Desarrollo eléctrico nacional con el ICE». Acceso el 20 de junio del 2024. <https://tinyurl.com/Desarrollo-Electrico-Nacional>

- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). «Plan de Expansión de la Generación 2022-2024». Acceso el 10 de abril de 2024. <https://tinyurl.com/Plan-expansion-generacion>
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). *Informe de atención de demanda y producción de electricidad con fuentes renovables*. San José: ICE, 2023.
- International Energy Agency. «World Energy Balances: Overview». Acceso el 11 de mayo de 2024. <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview>
- IRENA. «RE-organising power systems for the transition». Acceso el 6 de mayo de 2024. www.irena.org
- Latin America Digital Beat Staff. «Corruption Scandals Plague Costa Rican President Figueres' Administration». *Latin America Data Base. News & Educational Services*, 15 de mayo de 1997. Acceso el 10 de mayo de 2024. <https://digitalrepository.unm.edu/noticen/8266>
- Ley 449, de 8 de abril de 1949, Ley de creación del Instituto Costarricense de Electricidad ICE (*Colección de leyes y decretos* año 1949, semestre 1, tomo 1, página 257).
- López González, Fernando. «Piden investigar contrato de Ingenio Taboga». *Semanario Universidad*, 21 de octubre de 2004. Acceso el 11 de mayo de 2024. <https://historico.semanariouniversidad.com/pais/piden-investigar-contrato-de-ingenio-taboga/>
- Merino, José. «La lesiva cogeneración eléctrica privada». *Ambientico*, diciembre de 2002. Acceso el 10 de mayo de 2024. <https://www.ambientico.una.ac.cr/wp-content/uploads/tainacan-items/31476/32389/111.pdf>
- Networked Energy Services. «Luces apagadas: la tormenta del siglo». Acceso el 20 de junio de 2024. <https://www.networkedenergy.com/en/success/details/es/prepa/puerto-rico>
- Patel, Sonal, Aaron Larson y Abby Harvey. «History of Power: The Evolution of the Electric Generation Industry». *Power Magazine*. Acceso el 14 de abril de 2024. <https://www.powermag.com/history-of-power-the-evolution-of-the-electric-generation-industry/>
- Thomas, Stephen. *Electricity liberalisation: The beginning of the end*. Londres: Public Services International Research Unit, 2004. https://gala.gre.ac.uk/id/eprint/3754/1/PSIRU_9253_-_2004-09-E-WEC.pdf
- Tuttle, David, Gürcan Gülen, Robert Hebner, Carey King, David Spence, Juan Andrade, Jason Wible, Ross Baldwick y Roger Duncan. *The History and Evolution of the U.S. Electricity Industry*. Texas: The University of Texas at Austin Energy Institute, 2016. https://energy.utexas.edu/sites/default/files/UTAustin_FCe_History_2016.pdf