

Sistema eléctrico nacional, desafíos y oportunidades

National electric system, challenges and oportunities

Germán Vásquez Araya*

*Licenciado en Ingeniería Electrónica. Estudiante Avanzado de Maestría en la Ingeniería Electromecánica con énfasis en la administración de la energía. Coordinador de áreas de mantenimiento en la Planta Térmica Garabito del Instituto Costarricense de Electricidad. Profesor Universitario de pregrado y grado en la Universidad Técnica Nacional, gvasquez@utn.ac.cr

Cómo citar / How to cite

Vásquez, G. (2018). Sistema eléctrico nacional, desafíos y oportunidades. *Yulök Revista de Innovación Académica*, 2(1), 65-71. <https://doi.org/10.47633/yulk.v2i1.479>

Resumen

En este estudio de caso se realizó un análisis detallado de las fuentes de energía que se utilizan en Costa Rica para la generación de electricidad. Con su modelo eléctrico que a nivel mundial es destacado por su producción con energías renovables en un alto porcentaje. Sin embargo, se plantea una serie de desafíos y oportunidades que incorpora esta forma de generación, de los cuales se deben analizar con el fin de obtener los mayores beneficios para el país y su población.

Palabras clave: energía, renovables, demanda, almacenamiento, hidrógeno

Abstract

In this case study, an analysis was made about the energy sources used in Costa Rica for the generation of electricity. Such analysis used its electric model that is worldwide recognized by its production with renewable energies in a high percentage. However, this presents a series of challenges and opportunities that incorporate this form of generation, which must be analyzed in order to obtain the greatest benefits for the country and its population.

Keywords: energy, renewables, demand, storage, hydrogen

Introducción

Costa Rica se ha destacado en el mundo por ser uno de los países donde su producción de energía eléctrica se realiza en un alto porcentaje con recursos renovables. En los últimos meses, se ha visto en muchos artículos de periódicos internacionales, como este país, de 5 millones de habitantes y de 51 100 km² de superficie es capaz de mantener por más 300 días en el 2017 una generación con solo fuentes renovables. Para ese año Costa Rica alcanzó un 99.67 % (Centro Nacional del Control de Energía Costa Rica, 2018) de su producción de energía eléctrica con recursos renovables, estos logros no son una casualidad, sino que son una serie de factores que se suman para alcanzar este objetivo. Sin embargo, al igual que sucede en otras latitudes, algunas de las plantas de energías renovables no son estables ni tampoco fácilmente predecibles y Costa Rica al depender en un gran factor de estas fuentes de energía, se genera la necesidad de tener una sobre instalación y de disponer de respaldos calientes y fríos

para evitar racionamientos cuando las condiciones climáticas no son favorables. Una consecuencia de esta sobre instalación consiste en que en situaciones climáticas favorables en los sitios donde se encuentran estas plantas, se posee una sobre capacidad la cual no es aprovechada. El objetivo de este estudio es crear una discusión para determinar los desafíos y las oportunidades de aprovechar el excedente de energía que sea económica, técnica y ambientalmente viable para que de esta manera se logre aumentar la eficiencia de las plantas renovables y minimizar el riesgo y la dependencia hacia los combustibles fósiles.

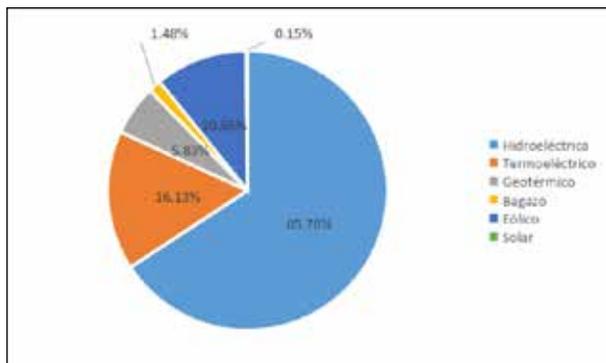
Situación actual de generación eléctrica en Costa Rica

Costa Rica tiene como base para su producción de energía eléctrica fuentes renovables. En la tabla 1, se puede observar la capacidad instalada de potencia según la tecnología, donde predomina la generación hidroeléctrica.

Estos datos se aportan de acuerdo con febrero del 2018.

Tecnología	Potencia (kW)	Porcentaje
Hidroeléctrica	2,331,234	65.76%
Termoeléctrico	571,691	16.13%
Geotérmico	206,860	5.83%
Bagazo	52,500	1.48%
Eólico	377,640	10.65%
Solar	5,400	0.15%
Total	3,545,325	

Tabla 1: Resumen de la capacidad instalada en Costa Rica. Fuente: Datos obtenidos del informe mensual de febrero 2018 del CENCE (Centro Nacional del Control de Energía Costa Rica).



Gráfica 1: Capacidad instalada de potencia por tecnología. Fuente: Datos obtenidos del informe mensual de febrero 2018 del CENCE (Centro Nacional del Control de Energía Costa Rica).

Como se observa en la Gráfica 1, la principal fuente renovable utilizada es la hidráulica con un 65.76 %. De los datos observados anteriormente, se realiza un énfasis en dos tipos de plantas, específicamente las que generan mayor desafío por su incertidumbre debido a su alta capacidad instalada, variabilidad y difícil predicción de su generación.

Estas son las plantas hidroeléctricas a filo de agua o de pequeños embalses, así como las plantas eólicas. De acuerdo con el informe mensual del CENCE (Centro Nacional de Control de Energía) a febrero del 2018 las plantas a filo de agua o de embalses pequeños poseen 1 175 284 W lo que representan un 33,15 % de la capacidad instalada y un 50.41 % de la capacidad hidráulica.

En el caso de las plantas eólicas poseen una capacidad de 377 620 W, un 10.65 % de la capacidad instalada total. Al sumar estos dos componentes, observamos que un 43.8 % de la capacidad instalada en Costa Rica es variable lo cual genera incertidumbre en el sistema eléctrico nacional. En el caso de Costa Rica, esta incertidumbre se compensa con una sobre instalación y con sistemas de respaldos sin embargo en épocas donde el clima es muy seco puede ocasionar mucho estrés al sistema eléctrico al depender tanto de fuentes no estables.

En el caso de las fuentes estables encontramos las plantas hidroeléctricas con grandes embalses como Arenal y en menor medida Reventazón, así como las plantas geotérmicas que funcionan como generación fija. Adicionalmente, se cuentan con las plantas térmicas que utilizan hidrocarburos como combustible y se utilizan como reserva fría (detenidas). Debido a sus costos y a la contaminación que generan, se utilizan como última opción.

La generación eléctrica no se realiza únicamente con plantas del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), que es la empresa estatal. Hay otras que contribuyen con la generación de electricidad. Estas compañías se pueden agrupar en dos grandes grupos, el Grupo 1 llamado Otras empresas que son las cooperativas y una subsidiaria del ICE (CNFL) y el Grupo 2, que son empresas privadas con plantas pequeñas no mayores a 50MW que se agregaron al sistema eléctrico nacional por medio de la Ley 7200. Este grupo se puede dividir en dos subgrupos, Ley 7200 Capítulo 1 (Plantas no mayores a 20 MW) y Capítulo 2 (Plantas no mayores a 50 MW).

De acuerdo con esta Ley en el artículo 3, se debe dar prioridad a la generación privada o de cooperativas sobre las plantas del ICE con la desventaja para el ICE que las plantas privadas son por medio de fuentes no estables mencionadas en los párrafos anteriores y las cuales el ICE no puede gestionar sobre ellas de forma directa. En la Tabla 2 se resume la forma en que está distribuida la capacidad instalada por grupos.

Empresa/Tipo	Potencia (KW)	Porcentaje
ICE		
Hidro	1,683,818	67.88%
Térmico	571,691	23.05%
Geotérmico	206,860	8.34%
Eólico	17,160	0.69%
Solar	1,000	0.04%
Total ICE	2,480,529	69.97%
Otras empresas		
Hidro	329,442	91.03%
Eólico	28,050	7.75%
Solar	4,400	1.22%
Total Otras Empresas	361,892	10.21%
Ley 7200 Cap. I		
Hidro	106,174	31.04%
Eólico	183,410	53.62%
Biomasa	52,500	15.35%
Total Ley 7200 Cap I	342,084	9.65%
Ley 7200 Cap. II		
Hidro	211,800	58.70%
Eólico	149,000	41.30%
Total Ley 7200 Cap I	360,800	10.18%
Total instalado	3,545,305	100%

Tabla 2: Resumen de la distribución por compañías de la capacidad instalada en Costa Rica. Fuente: Datos obtenidos del informe mensual de febrero 2018 del CENCE (Centro Nacional del Control de Energía Costa Rica).

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), aunque no sea la única empresa generadora de electricidad, sí es el responsable de garantizar que se satisfaga la demanda eléctrica del país, según la Ley 449 de su creación en el artículo 2a.

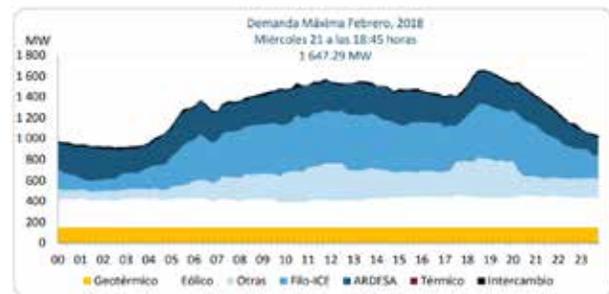
Ante esta situación de variabilidad por el alto porcentaje de la capacidad instalada en energías no estables, sumado a posibles condiciones climáticas que pueden agravarse con el cambio climático, se plantea un desafío para el país, donde podríamos estar ante un escenario que comprometa el sistema eléctrico costarricense. Ante ello, deben buscarse soluciones por medio de fuentes renovables fijas o estables con capacidad de funcionar como reserva y evitar racionamientos.

Comportamiento de la demanda en Costa Rica

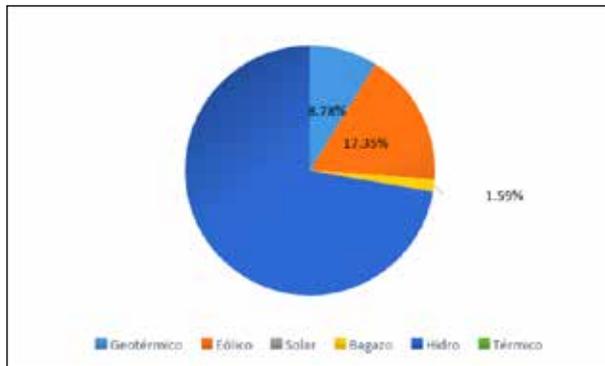
La demanda en Costa Rica tiene un comportamiento con valles y picos donde la máxima demanda ha sido de 1706.58 MW el 12 de marzo del 2018 (CENCE, 2018). Al conocer este dato, podemos observar que la demanda máxima representa un 48 % de la capacidad instalada con base en los datos de la Tabla 1, por lo que en condiciones climáticas favorables se tiene una capacidad mayor de generación que no se puede aprovechar.

En la curva de la gráfica 2 se muestra el perfil de la demanda en un día normal. En este caso del 21 de febrero del 2018. En la gráfica 3 se observan los porcentajes de las diferentes tecnologías que componen la demanda, donde nuevamente se destaca la producción de electricidad por medio de plantas hidroeléctricas. Se enfatiza en dos de los componentes de la gráfica 2, específicamente en los componentes de filo de agua del ICE y la que se muestra como otras que son principalmente plantas hidroeléctricas privadas o de cooperativas de pequeño embalse, las cuales no son fuentes estables y pueden variar significativamente su generación en horas o días, lo que puede generar incertidumbre al sistema eléctrico nacional por su alto aporte.

Adicionalmente, un componente que se observa en la curva de la demanda (Gráfico 2) es el intercambio que se realiza por medio del sistema eléctrico regional con el cual se puede recibir o entregar energía de los países centroamericanos y que se maneja por medio de un mercado de compra y venta de energía. Sin embargo, estos intercambios están limitados a un valor cercano de 250 MW por condiciones técnicas ajenas al país y que se esperan solucionar a mediano plazo, por lo que no se puede contar con esta opción de forma inmediata para mitigar los efectos de la fluctuación de las fuentes no estables.



Gráfica 2: Curva de demanda para el 21 de febrero del 2018. Fuente: Datos obtenidos del informe mensual de febrero 2018 del CENCE (Centro Nacional del Control de Energía Costa Rica).



Gráfica 3: Composición de la demanda para el 21 de febrero del 2018, 18:45 horas. Fuente: Datos obtenidos del informe mensual de febrero 2018 del CENCE (Centro Nacional del Control de Energía Costa Rica).

En caso de que se diera un faltante de energía se dispone de las fuentes estables antes mencionadas como los son las reservas frías. En el caso de la reserva fría, donde normalmente se utilizan las plantas térmicas de las cuales, se tiene una capacidad instalada que lograría respaldar el 33.5 % de la demanda máxima de 1706.58 MW (CENCE, 2018). Adicionalmente, como fuentes estables, se cuenta con el embalse del Lago Arenal el cual logra almacenar energía suficiente para todo un verano, el cual alimenta a tres plantas en cascada (PH Arenal, PH Miguel Dengo y PH Sandillal), que aportarían al sistema un máximo de 363.4 MW que representa un 21.3 % de la demanda máxima. Si a esto se le suma otra fuente fija como la geotérmica con 206.9 MW que representa un 12.12 %. Se puede garantizar con fuentes fijas un 66.92 % de la demanda; sin embargo, el restante 33.08 % se debe realizar con fuentes no estables como la eólica, solar, con plantas hidroeléctricas de embalses pequeños y medianos y con intercambios regionales, que en casos extremos podrían no estar disponibles dada su naturaleza y ocasionar racionamientos.

Esta situación en la que se presentaría una mayor demanda que oferta, supone un caso extremo; sin embargo, debe discutirse como una posibilidad que aumenta con el cambio climático.

Posibles soluciones

Al analizar los desafíos expuestos, podemos determinar varias soluciones. Una de ellas es la construcción de plantas hidroeléctricas con represas grandes o plantas geotérmicas. Ambas alternativas representan una inversión muy alta, pero no cabe la menor duda del análisis desarrollado previamente que el país debe incrementar sus fuentes fijas o estables.

Según el plan de expansión del ICE, para los próximos 5 años, se espera que entren a operar cuatro plantas, dos privadas y dos del ICE. Las privadas serán una solar y una hidroeléctrica en este año 2018, las cuales aportan 5 MW y 28 MW, respectivamente. Las plantas de ICE sería dos geotérmicas, pailas II y Borinquén I aportan al sistema 55 MW para el 2019 y 52 MW para el 2023 (ICE, 2017). De las cuatro, solo las plantas geotérmicas serían de fuente estable o fija; sin embargo, no se logra alcanzar una seguridad total del sistema al no lograr respaldar la demanda máxima que en el 2018 fue de 1706.58 MW (CENCE, 2018). Para el 2023, con un crecimiento de la demanda de 3.43 % anual en promedio, se estima una demanda de 2089.73 MW, con lo cual se aleja aún más del 66.92 % que se tiene de fuentes fijas con base en la demanda máxima para el 2018.

De momento, en Costa Rica, no se tiene planeado para los próximos años la construcción de un embalse de alta capacidad de almacenamiento. En trámites se encuentra el proyecto hidroeléctrico el Diquis para el 2026 (ICE, 2017). Sin embargo, se vislumbran conflictos ambientales, sociales y un costo muy elevado del proyecto lo que podría causar que se cancele o se postergue.

De la curva de la demanda en la gráfica 2 se observa que entre el periodo nocturno y el pico hay una diferencia cercana a los 500 MW en promedio, que se mantiene por cerca de 8h. Durante este periodo, se podría almacenar parte de esta energía con el fin de mejorar el rendimiento de las plantas de energías renovables y, a su vez, controlar su variabilidad en los periodos picos donde es más sensible el sistema eléctrico.

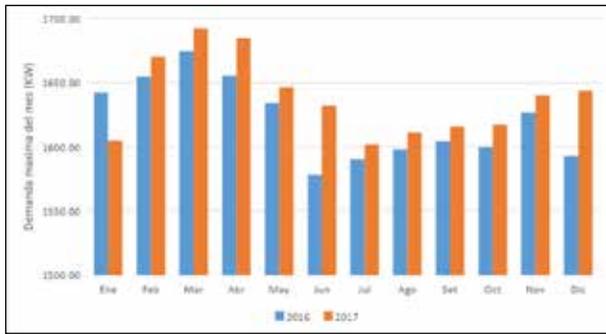
Desaprovechamiento de la energía

Como se mencionó en la sección anterior, la demanda máxima del país representa un 48 % de la capacidad instalada, por lo que en condiciones climáticas favorables, como normalmente suceden en el invierno, se tiene una sobre capacidad disponible.

En las curvas estacionales de demanda máxima para los años 2016 y 2017 (Gráfica 4) muestran que en el invierno se reduce aproximadamente en 70 MW en promedio la demanda máxima. Y, precisamente, en esta época del año es donde el recurso hídrico tiene la mayor capacidad instalada disponible y puede aportar más para la generación; sin embargo, esta no se puede aprovechar en su totalidad y, al final, debe ser desechada por medio de vertidos controlados denominados vertidos por baja demanda. En cuyo caso, el ICE al estar obligado por la Ley 7200 a comprar la electricidad de las empresas privadas y cooperativas, debe realizar estos vertidos en sus plantas hidroeléctricas y en casos extremos hasta detener plantas

fijas como las geotérmicas debido a que la energía se está supliendo de forma importante por el 30.04 % de la capacidad instalada que proviene de fuentes no estables de empresas privadas y cooperativas (eólicas, filo de agua).

Esta situación se suma a la comentada en la sección anterior donde la curva de la demanda diaria tiene brechas importantes entre el periodo nocturno y los picos los cuales son cercanos al 30 % de la demanda máxima (Gráfica 2).



Gráfica 4: Demanda anual para los años 2016 y 2017. Fuente: Datos obtenidos del informe anual de Generación y Demanda 2017 del CENCE (Centro Nacional del Control de Energía Costa Rica).

La generación bruta para el año 2017 fue de 11 210.09 GWh (ICE, 2017) de la cual la componente de energía no renovable (combustibles) fue de 37.42 GWh para un 0.33 %. Con estimaciones obtenidas por medio de información del ICE, la energía que se perdió en vertidos por baja demanda es cercana a 367.28 GWh, lo que representa 3.27 % de toda la demanda anual y supera en 9.81 veces la demanda requerida por fuentes no renovables.

Tomando en consideración nuevamente la curva de la gráfica 4, se puede observar que si esta energía que se desaprovecha se pudiera almacenar y utilizar en los meses de mayor demanda como lo son febrero, marzo y abril, se estima que con esa energía almacenada, tomando en cuenta un 10 % de pérdidas por conversiones de energía, se lograría entregar en esos tres meses 153 MW de potencia media, en caso que se requiriera, lo que podría reducir significativamente el uso de fuentes térmicas durante los veranos y reducir el riesgo por la inseguridad de las fuentes no estables. Estos datos son considerando únicamente los vertidos; sin embargo, como se ha mencionado en los párrafos anteriores, la energía disponible de fuentes hidráulicas en los meses de invierno cuenta con una sobre capacidad, lo cual representa la oportunidad de almacenar energía en estos meses.

Este recurso de lograrse almacenar sería de gran utilidad para la estabilidad y la regulación del sistema eléctrico

nacional. Al analizar toda esta información, se observa que Costa Rica tiene potencial para almacenar energía sea para reutilizarla en el sistema eléctrico o en otras aplicaciones, lo cual genera oportunidades de negocios no desarrollados en este momento.

Análisis de las alternativas para el almacenamiento y el aprovechamiento de la energía

Debido a lo expuesto en las secciones anteriores, se plantea en este punto cuales son las formas de almacenar o de aprovechar los excedentes de manera que se mejore el rendimiento de las plantas renovables y se controle de mejor manera la variabilidad de las plantas hidroeléctricas a filo de agua y las eólicas y, finalmente, se reduzca la dependencia de combustibles fósiles.

De acuerdo con Carta, Calero, Colmenar, Castro y Collado (2013), las opciones tecnológicas, que de momento se conocen y que al alcanzado cierta madurez para poder ser implementadas, son las siguientes:

1. Bombeo de agua
2. Aire comprimido
3. Volantes de Inercia
4. Baterías
5. Superconductores magnéticos (SMES)
6. Hidrogeno
7. Almacenamiento térmico

De todas estas tecnologías que se mencionan se analizan dos, las cuales se considera que permiten un almacenamiento más prolongado y podrían ser viables para Costa Rica. Una de ellas es el bombeo de agua para utilizar en centrales hidroeléctricas reversibles. Se considera que se cuenta con experiencia en generación hidroeléctrica y construcción de represas y embalses, la geografía del país y el recurso hídrico disponible. La segunda tecnología de almacenamiento se basa en la producción de hidrógeno al utilizarlo como vector energético. Ambas tecnologías pueden emplearse en escalas mayores (Carta et al., 2013).

Bombeo de agua para centrales hidroeléctricas reversibles

Este sistema consiste en bombear agua cuando se tengan excedentes de energía a un depósito a una altura determinada y posteriormente utilizarla con el mismo principio de una planta hidroeléctrica cuando la demanda lo requiera. En el caso de lo planteado en la sección anterior para almacenar los 367 GWh de energía que se desaprovecharon en el 2017 debido a los vertidos y utilizando un factor

de conversión hidráulico de 0.461 kWh/m³ (ICE, 2017), como el de la planta Arenal, se ocuparía un depósito con unas dimensiones similares a 4.5km x 4.5km con una profundidad de 40 m. No se ve la posibilidad de utilizar el Lago Arenal para esta función, porque este depósito y sus tres plantas en cascada normalmente operan como base las 24 horas y se utiliza el agua para fines agrícolas, ganaderos y acuicultura en la zona Guanacaste.

Se podría implementar un sistema más pequeño que fuera capaz de suministrar 150 MW de potencia media por 16 horas. Al emplear el mismo factor de conversión que el caso anterior, se requeriría un embalse de 360 m de cada lado y 40 m de profundidad y debería almacenar 5 206 073 m³ de agua en las 8 horas de valle nocturno con el fin de utilizar los excedentes de este periodo.

Este es uno de los métodos más eficientes si se diseña de forma correcta entre 72 % a 81 % (Carta et al., 2013) para almacenar energía; sin embargo, tiene altos costes de capital para su implementación, lo cual podría afectar la rentabilidad y la ejecución de los proyectos.

Un ejemplo reciente de esta forma de almacenamiento se estará implementando en la represa Hoover en los Estados Unidos (Penn, 2018), en la cual se espera realizar una inversión de 3 billones de dólares. Al utilizar como fuente energía renovable para bombear hacia la represa, el agua del río lo que permitirá almacenar esta energía en el embalse como energía potencial.

Hidrógeno

El hidrógeno, en los últimos años, se ha popularizado como una opción viable para la generación de energía tanto a nivel de transporte como en generación de electricidad por medio de combustión o métodos químicos como las celdas de combustible. En este punto, el hidrógeno se considera como un vector energético capaz de generarse por medio de electrolisis con una eficiencia cercana al 85 % (Carta et al., 2013). Los excedentes de energía se emplean en los periodos nocturnos y se almacenan a presión en tanques refrigerados para su posterior utilización. Este podría requerirse en plantas de generación estacionales mayores de 100 MW con pilas de alta temperatura de óxidos sólidos, o como combustible para motores de combustión interna, con la ventaja de ser un recurso propio que no contamina y que lograría funcionar como carga base o reserva lo que disminuye el riesgo por la fluctuación de las fuentes no estables.

De igual manera, con los excedentes, se tendría la oportunidad de generar hidrógeno, el cual puede utilizarse en el transporte como sustituto de los combustibles fósiles, donde podemos sacar la siguiente relación de forma sim-

ple: un vehículo de hidrógeno en promedio consume 1 kg por cada 100 km (Carta et al., 2013). Por lo tanto, en promedio se tiene un estimado de 30 km diarios se requiere 0.3 kg por día de hidrógeno y se necesita por electrolisis 50kWh para generar 1 kg de hidrogeno, si utilizamos unos 200 MW de los excedentes del periodo nocturno en Costa Rica, se podría producir en las 8 horas del valle nocturno 1.6 GWh, lo cual produce 32 000 kg de hidrogeno, que permitiría alimentar cerca 107 mil vehículos diarios.

A nivel de negocio, se estaría ante la oportunidad de desarrollar una economía del hidrógeno poniendo al país a la vanguardia junto a países desarrollados, donde esta tecnología está creciendo en investigación e implementación. En el caso del ICE podría buscar encadenamientos productivos con empresas y universidades con el fin de promover el uso del hidrógeno como combustible sea este para vehículos particulares para procesos industriales o sus plantas de combustión interna. Todo esto en concordancia con el cumplimiento de la ambiciosa meta país de carbono neutralidad.

Sin embargo, la economía del hidrógeno tiene grandes desafíos como es la inversión inicial y los costos de su producción. De momento, no contamos con otro recurso que tenga tantos beneficios para el ambiente y que esté disponible en el país.

Conclusiones

Como se ha demostrado en el documento, Costa Rica posee una matriz energética conformada, principalmente, con fuentes renovables. Una parte importante de esta matriz está compuesta por fuentes con una alta volatilidad, la cual se compensa con una alta capacidad instalada, más del doble de la demanda máxima. Esta condición da una posibilidad de mejorar el rendimiento energético costarricense y, a su vez, reducir su dependencia de los combustibles fósiles por medio del almacenamiento de energía.

Se concluye con los datos analizados que Costa Rica debe buscar diversificar con fuentes autótonas convencionales como la geotérmica y no convencionales como el almacenamiento para superar el problema de la intermitencia de fuentes no estables con el fin de evitar un mayor estrés en su sistema eléctrico. Se prevé que esta situación se agravará con el inminente cambio climático que se pronostica para los próximos años.

A nivel país, se deben buscar nuevas oportunidades de negocio para aumentar la eficiencia de su matriz energética, por medio del almacenamiento de la energía y su uso en el transporte en el cual su principal fuente energética son los hidrocarburos, con las consecuencias ambientales

ya conocidas. El uso del hidrógeno, como vector energético para el sector transporte, está en un punto donde las universidades y el gobierno deberían promover investigación con el fin de obtener hidrógeno de forma más eficiente y económica para aprovechar la oportunidad de la sobre instalación de energía eléctrica que posee el país y de esta manera descarbonizar la economía para las futuras generaciones.

Referencias

- Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., Castro, M. y Collado, E. (2013). *Centrales de Energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson Education.
- Grupo de Investigación en Almacenamiento de Energía (2016). *Almacenamiento de Energía para la integración de energías renovables fluctuantes*. San José, Costa Rica: (CS I&D + CS Diseño).
- Instituto Costarricense de Electricidad (2017). *Informe Anual 2017*. San José, Costa Rica: Centro Nacional de Control de Energía CENCE.
- Instituto Costarricense de Electricidad (2018). *Informe mensual febrero 2018*. San José, Costa Rica, Centro Nacional de Control de Energía CENCE.
- Instituto Costarricense de Electricidad (2017). *Plan de expansión de la generación eléctrica periodo 2016-2035*. San José, Costa Rica: Área de Planificación.
- Penn, I. (2018). *The \$3 Billion Plan to Turn Hoover Dam Into a Giant Battery*. Recuperado de: <https://www.nytimes.com/interactive/2018/07/24/business/energy-environment/hoover-dam-renewable-energy.html>