

UNIVERSIDAD ESTATAL A DISTANCIA

Consejo Universitario



Apdo. 474-2050
San Pedro, Montes de Oca
ppiedra@uned.ac.cr

Tel: 2527-2000 Ext. 2283
Telefax: 2253-5657

23 de julio del 2026
REF. CU-2026-279

Señor
Edel Reales Noboa, gerente.
Departamento Secretaría del Directorio.
Asamblea Legislativa.

Señores (as)
Consejo Nacional de Rectores (CONARE).

Estimados señores (as):

Se transcribe el acuerdo tomado por el Consejo Universitario de la Universidad Estatal a Distancia, en sesión ordinaria 3138-2026, Artículo III, inciso 2), celebrada el 22 de julio del 2026:

CONSIDERANDO:

1. El dictamen de la Comisión de Proyectos de Ley, sesión ordinaria 051-2026, Art. V, inciso 1), celebrada el 08 de julio del 2026 (CU.CPL-2026-073), referente a criterio sobre Proyecto de Ley, Expediente N° 23.414 "LEY DE ARMONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL".
2. Que, el señor Alexis Chacón Valverde, Departamento Secretaría del Directorio de la Asamblea Legislativa, de conformidad con las disposiciones del Reglamento de la Asamblea Legislativa, consulta el texto actualizado de discusión del EXPEDIENTE LEGISLATIVO N° 23.414 "LEY DE ARMONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL", (REF: CU-469-2026).
3. El oficio ECEN-580-2026 del 03 de junio, 2026, (REF: CU-549-2026), suscrito por el señor Jeffry Barrantes Gutiérrez, director de la Escuela de Ciencias Exactas y Naturales, en el que, emite criterio técnico del Proyecto de Ley N° 23.414.

4. El oficio VE-209-2026 del 10 de junio, 2026, (REF: CU-581-2026), suscrito por el señor Edward Araya Rodríguez, vicerrector Ejecutivo, en el que, emite criterio técnico del Proyecto de Ley N° 23.414.
5. El oficio CICDE_132_2026 del 23 de junio, 2026, (REF: CU-651-2026), suscrito por la señora Rosibel Víquez Abarca, directora del Centro de Investigación en Cultura y Desarrollo (CICDE), en el que, emite criterio técnico del Proyecto de Ley N° 23.414.
6. El análisis realizado por las personas integrantes de la Comisión de Proyectos de Ley en sesiones 050-2026 y 051-2026, celebradas respectivamente el 01 y 08 de julio, 2026.

SE ACUERDA:

1. Comunicar al Departamento Secretaría del Directorio de la Asamblea Legislativa que la Universidad Estatal a Distancia (UNED), con fundamento en el análisis realizado y en los criterios técnicos emitidos por las instancias competentes, acordó no brindar su apoyo al Proyecto de Ley, Expediente N° 23.414 “LEY DE ARMONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”, con base en las siguientes consideraciones técnicas:

Escuela de Ciencias Exactas y Naturales:

“(…)

3. La Dirección de la Escuela de Ciencias Exactas y Naturales mediante correo electrónico solicita el criterio técnico a los ingenieros Percy Cañipa Valdez, coordinador del programa de Ingeniería en Telecomunicaciones y Jose Roberto Santamaría Sandoval, encargado de la cátedra de Administración de las Telecomunicaciones.

4. Antecedentes históricos del sector electricidad en Costa Rica (Obregón, 2014):

- A finales del siglo XIX mediante una subvención del Gobierno y la Municipalidad de San José, se instala una planta privada en Aranjuez de 50 KW para alimentar 25 lámparas de calle. En 1889 se conforma la Compañía de Luz Eléctrica de Costa Rica cuyos dueños eran: Luis Batres, Minor Keith y Fabián Esquivel.
- En el año 1900 se crea la compañía The Costa Rica Electric Light & Traction Co. Y en 1907 comienza a darse la preocupación de los gobiernos locales por el estado de las instalaciones eléctricas. Por lo cual, entre los años 1910 a 1911 se dan procesos de nacionalización.
- Para 1927 se da un nuevo proceso de privatización en el sector electricidad cuando la American & Foreign Power Co. adquiere mayoría de acciones de la Compañía Nacional Hidroeléctrica, la

Compañía Nacional de Electricidad y la Costa Rica Light & Traction Co. Esto desató una serie de protestas de la Liga Cívica que encuentran eco en los movimientos sociales de la década de 1940. Finalmente, en 1948 con la revolución y la creación de la segunda república, dicha nacionalización del servicio toma rango constitucional.

- En 1948 se crea el Sistema Nacional de Electricidad (SNE) y en 1949 el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). No sin olvidar la creación de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) en 1941, Juntas Administradoras como la de Heredia en 1949, luego paso a llamarse Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) en 1976.
- En la década de 1960 se crean cooperativas como CoopeGuanacaste (1968) así como Coopesantos y Coopelesca en 1969. Luego CoopeAlfaroRuiz.
- El ICE nace bajo la Ley N° 449 de la Junta Fundadora de la II República, donde sus artículos 1 y 2 indican (Ley 449, 1949):
 - Artículo 1: Se le encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos.
 - Artículo 2:
 - a) Dar solución pronta y eficaz a la escasez de fuerza eléctrica en la Nación cuando ella exista. Y procurar que haya en todo momento disponible satisfacer energía para la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias, el uso de la electricidad en las regiones rurales y su mayor consumo doméstico.
 - b) Unificar los esfuerzos separados que actualmente se hacen para satisfacer la necesidad de energía eléctrica.
- A partir de esa fecha se desarrolló un marco jurídico vigente relacionado al sector electricidad del país que incluye las siguientes leyes:
 - Ley de Asociaciones Cooperativas y Creación del Instituto Nacional de Fomento Cooperativo No. 6756.
 - Ley de la generación autónoma o paralela No. 7200 y No. 7508 y su Reglamento.
 - Ley de la ARESEP No. 7593 y su Reglamento.
 - Normas técnicas emanadas del Ente Regulador.
 - Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos (Ley No. 7848 y No. 9004) y Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
 - La Ley N.º 8345, Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
 - Ley No. 8660 – Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector de Telecomunicaciones.
 - Ley N.º 10086. Ley de Generación Distribuida
- Cada ley tiene su peso en la configuración actual del mercado, en especial las siguientes:
 - Ley de la generación autónoma o paralela No. 7200 y No. 7508 y su Reglamento.

- Ley 7200 permitió la apertura de la generación eléctrica. Esta ley permite que generadores privados y cooperativos produjeran energía y la vendieran al ICE o a la CNFL mediante contratos directos entre el ICE y proveedores, además la ARESEP establece una tarifa fija o anual para la compra. El enfoque de la ley se centró en centrales de capacidad limitada, principalmente de fuentes renovables.
- Ley 7508 de 1995: "Reforma a la Ley 7200" Competencia: Modificó el esquema anterior introduciendo un régimen de competencia. Las empresas ya no podían venderle al ICE por trato directo, sino que debían participar en concursos o licitación pública. El precio se define mediante subasta. Se establecieron nuevos requisitos como: Fijó que el capital social de estas empresas debía tener al menos un 35% de participación costarricense y estableció un plazo máximo de 20 años para los contratos. Incluyó la modalidad de Proyectos BOT (Construir, Operar y Transferir), donde la empresa construye la planta, la opera por un tiempo estipulado y luego la transfiere al Estado.
- Los contratos vigentes por la ley 7200 no se cancelaron, sino que con la reforma se mantienen vigentes hasta su vencimiento.
- Ley N.º 10086. Ley de Generación Distribuida. Permite a los usuarios, mediante un marco normativo generar para su propio consumo y si desea vender excedentes a la red realizarlo mediante contratos con las empresas distribuidoras. Pero la venta no es libre, sino que la empresa distribuidora es la que determina el excedente que requiere, y si no fuera así, no le compra al usuario final. La tarifa está regulada por la ARESEP.

(...)

- Puntos importantes:
 - El mercado tiene 6 capas esenciales:
 - Políticas: Está a cargo del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) a través del Viceministerio de Energía. Es el rector del mercado y genera las políticas públicas.
 - Normativa: Es la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) quien establece pliegos tarifarios cuando lo solicita la ley, cálculos de aumentos o disminución, no solo al cliente final, sino entre partes del mercado. Esto a través de la Intendencia de Energía.
 - Generación Eléctrica: Es un mercado abierto y regulado. Se tiene la participación de varios generadores privados, de auto consumo y distribuida, así como el ICE, pero todos ligados por contratos al ICE o en el caso de la distribuida a las empresas distribuidoras finales.
 - Transmisión: En este caso es un monopolio a cargo del ICE.
 - Distribución o comercialización: Esta parte del mercado es abierta pero regionalizada, porque no es solo el ICE, pero

un usuario solo puede conectar el servicio a un único proveedor de la zona. Eso es lo que significa regionalizado porque cada distribuidor tiene una zona asignada.

- Cliente o usuario final: Son los consumidores finales donde se ubican residenciales, industriales, comerciales, entre otros tipos determinados por la normativa. Eso explica la variedad de pliegos tarifarios, que también incluye las modalidades de alimentación eléctrica monofásica 120/240, trifásica 208/120, 240/120 y otros valores industriales.
- La relación de actores esquematizados es la siguiente:

(...)

Elementos complementarios del modelo del sector eléctrico de Costa Rica son:

- En la Gerencia de Electricidad de Costa Rica se tiene la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE), como el ICE tiene el monopolio de la transmisión, entonces esta división tiene a su cargo el control del sistema eléctrico nacional, que se refiere al control de los distintos circuitos y su operación, intercambios de demanda y producción. Es un ente técnico cuya responsabilidad es mantener operativo el sistema eléctrico nacional cumpliendo la normativa establecida, contratos. Además, la planificación de crecimiento de la red conforme a los modelos de demanda que son publicados por dicha división.
- Mercado Eléctrico Regional: Por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos (Ley No. 7848 y No. 9004) y Reglamento del Mercado Eléctrico Regional nuestro país participa de este mercado. Dentro del MER Costa Rica vende como compra energía eléctrica, si hay excedentes el país pone a disposición para la venta

6. Antecedentes del proyecto de Ley N° 23414 Ley de Armonización del Sistema Eléctrico Nacional.

- En los últimos años, 10 años aproximadamente, bajo el modelo de crecimiento económico implementado por el país como Zonas Francas, y en la actualidad, por la presión de las Tecnologías de Información y Comunicaciones (TIC), así como por los desarrollos de Inteligencia Artificial (IA), uso extensivo de centros de datos, Big Data, industria 4.0, nuevas tecnologías de comunicación, entre otras, se ha dado un crecimiento importante de la demanda. En marzo del 2026 se dio una demanda histórica de 1 997.4 MW según reporta DOCSE. La capacidad instalada país es de 3 658,6 MW (Sitio Web DOCSE, 2026).
- Si bien la capacidad instalada parece sobrepasar con bastante holgura la demanda histórica, el problema radica que dicha capacidad no siempre se puede usar al 100%. La matriz energética en generación de electricidad del país se fundamenta en un 98 a

99% en fuentes renovables, aún los generadores privados son por medio de fuentes renovables, pero esto tiene varias consideraciones:

- Los embalses como Arenal, Reventazón y Pirris, que tienen un alto porcentaje de generación no se pueden utilizar todo el año. Su operación depende de su capacidad de recuperación, y cuando se genera, se sobrepasa dicha capacidad. Esto hace que dicho embalse se use en época seca donde el país requiere de más energía, y en época lluviosa se deja de generar para recuperar su altura. Hace pocos años, con el fenómeno del Niño, al tener una estación lluviosa debajo del nivel normal, cuando se llegó a la época seca el nivel era bajo y se llegó a niveles críticos de generación eléctrica.
- El otro modelo de generación hidroeléctrica es la generación al filo de agua, que son las represas que se construyen en ríos y su generación puede ser continua, porque no dependen de un embalse en sí. Este modelo tiene el problema que una crecida del río como la que se dio en Cariblanco en el año 2009 por el terremoto de Cinchona, o el cierre preventivo por el crecimiento del río Sarapiquí en el 2015, detiene la producción. O si el caudal del río es bajo y no se genera la presión requerida para la generación se debe cerrar.
- Los proyectos eólicos también dependen de las condiciones climáticas. Una fuerte tormenta eléctrica, aunque genere vientos, no permite generar por el peligro a daño en las hélices y aerogeneradores.
- La matriz eléctrica debe tener un componente de bunker o combustibles fósiles porque finalmente es la generación más estable, pero tiene los problemas de costos y contaminación.
- Necesidad de diversificación de fuentes de energía para robustecer la matriz de generación. Lo anterior ha establecido la premisa de diversificar la producción eléctrica sobre todo aprovechando otras fuentes de energía como la solar, el modelo de generación distribuida y otras soluciones.
- En este marco se presenta la propuesta de Ley 23414:
 - Objeto: La presente Ley tiene por objeto impulsar la modernización del Sistema Eléctrico Nacional, buscando la eficiencia del sistema y su sostenibilidad; garantizando confiabilidad, calidad y el menor costo posible para los consumidores finales de energía, promoviendo el aprovechamiento de las nuevas tecnologías, e impulsando el desarrollo de nuevos esquemas de negocios entre agentes para la prestación del servicio público relacionados con los distintos segmentos de la actividad del sistema eléctrico nacional, de forma tal que favorezca el crecimiento económico, la productividad, la competitividad y la descarbonización del suministro energético del país.
 - Alcance: La presente Ley es de aplicación para todos los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y el Ente Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (ECOSEN) a nivel nacional. En caso de discrepancia, prevalecerá esta Ley sobre las

anteriores. Para los procedimientos no previstos en esta Ley, regirá supletoriamente la Ley N° 6227 “Ley General de la Administración Pública”, 02 de mayo 1978.

(...)

3. Criterio de la Escuela de Ciencias Exactas y Naturales

Una vez realizado el análisis del expediente N° 23414 es criterio de la Escuela Ciencias Exactas y Naturales que el expediente cuenta con una serie de mejoras que deben incorporarse o sino revisarse en procesos dentro de la Asamblea para que se valore su aprobación:

- Inclusión de un régimen sancionatorio para que de manera explícita se indiquen mecanismos legales que se utilicen cuando presenten incumplimientos contractuales. Sea que se cree un nuevo régimen sancionatorio o con que marco normativo se debe relacionar.
- Aclarar el aspecto de solidaridad porque si bien aparece como obligación, en ningún otro artículo hace referencia, y al cambiar la visión a una de mercado, no hay nada explícito que respalde la solidaridad del sistema actual.
- Aclarar como el ICE podrá recuperar la inversión que pasa a ECOSÉN, y si debe entonces realizar una nueva inversión para poder tener su sistema de gestión para la transmisión o solamente se ve como un brazo operativo de ECOSÉN. Esto es importante porque el ICE queda como monopolio de transmisión, por lo cual, el traslado de recursos de un elemento clave para que precisamente opere y mantenga transmisión no se ve adecuado.
- Agregar aspectos concretos del cálculo del canon. Además, agregar otros usos del canon para respaldar el aspecto de solidaridad, sino se denota como un impuesto para una nueva estructura administrativa.
- Aclarar los aspectos mediante los cuales se abarata la oferta de la energía eléctrica a consumidores finales de menor consumo o residencial. Porque al cambiar la estructura del mercado, el usuario residencial siempre queda sujeto a la tarifa de la empresa distribuidora que ahora depende del mercado de subastas y contratos a tiempos. Entonces, el usuario residencial final de menor consumo se ve desfavorecido frente al gran consumidor que si puede negociar contratos propios con generadores, eso lleva a que no se cumpla la obligación de igualdad.

4. Conclusiones

Tomando en cuenta la información brindada en el expediente 23.414, se recomienda **no aprobar la iniciativa**, ya que primero debe hacerse un análisis de los aspectos señalados en el punto anterior. Desde el punto de vista técnico preocupa el cambio de enfoque y el cambio que esto conlleva dentro de la composición técnica del mercado de electricidad. Pero más aún, los aspectos que la norma no establece, al no desarrollar explícitamente como o maneras de llevar a cabo las

cosas. Solo establece que o hechos deseados, pero no las maneras y es donde esos vacíos a nivel técnico, en vez de hacer eficiente el sistema lo pueden perjudicar y disminuir la calidad que el sistema actual ha sido objeto de reconocimientos.”

Vicerrectoría Ejecutiva:

“(…)

I. Aspectos positivos del proyecto

La iniciativa incorpora elementos que representan avances importantes para la modernización institucional del sector eléctrico nacional, la continuidad, sostenibilidad y transparencia del Sistema.

1. Separación de funciones operativas

Se considera positiva la creación del ente Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (ECOSEN) como operador independiente del sistema y del mercado eléctrico, atendiendo observaciones históricas realizadas por la Contraloría General de la República, ARESEP y entes Internacionales sobre la conveniencia de separar las funciones de operación del sistema de los agentes participantes del mercado.

Esta medida fortalece los principios de neutralidad, transparencia e imparcialidad en la operación del SEN.

2. Fortalecimiento de la rectoría energética nacional

El proyecto recupera para el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) competencias estratégicas de planificación y rectoría del subsector eléctrico, fortaleciendo el papel del Estado en la definición de políticas públicas de largo plazo.

3. Modernización tecnológica

Se incorporan figuras y mecanismos asociados a las tendencias internacionales del sector energético, tales como:

- a) Generación distribuida.
- b) Sistemas de almacenamiento energético.
- c) Agregadores de demanda.
- d) Nuevos servicios auxiliares.
- e) Redes inteligentes.
- f) Participación de nuevas tecnologías energéticas.

Estos elementos resultan necesarios para la evolución del sistema eléctrico nacional, su sostenibilidad y la continuidad del servicio a largo plazo.

4. Fortalecimiento de la integración regional

La propuesta mejora y ordena la articulación entre el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional, favoreciendo un mejor aprovechamiento de excedentes energéticos y una mayor integración centroamericana.

5. Incorporación de mecanismos modernos de contratación

La creación de mercados de capacidad, servicios auxiliares y contratación de energía introduce instrumentos que pueden contribuir a mejorar la seguridad operativa y la sostenibilidad financiera del sistema.

II. Debilidades y preocupaciones del proyecto

Sin perjuicio de los aspectos positivos señalados, se identifican elementos que requieren revisión y visión acorde con los principios que rigen los servicios públicos costarricenses, estableciendo a los usuarios y sus necesidades como eje principal de los cambios y actualizaciones del sistema.

1. Debilidad en la gobernanza institucional del ECOSEN

Aunque se establece la independencia del ECOSEN, la composición de su Junta Directiva incorpora representantes de diversos agentes con intereses directos en el mercado eléctrico.

Esta situación generaría potenciales conflictos de intereses en decisiones relacionadas con:

- a) Planificación.
- b) Acceso a redes.
- c) Operación del sistema.
- d) Diseño de mercados.
- e) Contratación de energía y capacidad.
- f) Concesiones
- g) Implicaciones tarifarias
- h) Decisiones técnicas
- i) Puertas giratorias

Resulta necesario fortalecer las salvaguardas institucionales que garanticen una independencia efectiva del operador, evitando que la JD sea integrada por representantes empresariales, mismos que siempre se encuentra en una posición de ventaja ante los usuarios, y que por el giro del negocio no dan la misma prioridad a los objetivos sociales, de calidad y precios razonables del Servicio. El Servicio regulado de la actualidad, representa un mecanismo del estado en la distribución de la riqueza.

2. Excesiva delegación reglamentaria

Aspectos fundamentales del nuevo modelo quedan sujetos a reglamentos, normas técnicas o instrumentos regulatorios futuros.

Entre ellos:

- a) Reglas de mercado.
- b) Mecanismos de liquidación.
- c) Régimen sancionatorio.
- d) Servicios auxiliares.
- e) Criterios de despacho.
- f) Contratación de capacidad.

La seguridad jurídica exige que elementos esenciales del modelo queden claramente definidos en la ley, sin margen de tanta discrecionalidad reglamentaria y transparentando las reglas y procesos de sistema.

3. Falta de mecanismos explícitos de protección al usuario final

Aunque el proyecto señala como objetivo la reducción de costos para los consumidores, no establece mecanismos concretos que garanticen el traslado efectivo de las eficiencias económicas al usuario final.

Tampoco se desarrollan instrumentos específicos para proteger:

- a) La universalidad del servicio.
- b) La equidad territorial.
- c) La solidaridad tarifaria.
- d) Los sectores más vulnerables de la población.
- e) La continuidad de los servicios
- f) No se menciona el principio de servicio al costo en el proyecto y deja en manos de reglamentos el tope de los precios a utilizar en los mecanismos de subastas sin criterios claros (Omite regulación y reglas claras)

4. Riesgo de concentración económica

Costa Rica posee un mercado eléctrico relativamente pequeño, con una demanda limitada y pocos grandes consumidores.

En este contexto, la apertura de generación y comercialización podría no traducirse necesariamente en una competencia efectiva, sino en procesos de concentración económica u oligopolización del mercado eléctrico.

5. Riesgo para la planificación de largo plazo

La experiencia internacional demuestra que los mercados eléctricos altamente liberalizados tienden a privilegiar decisiones de corto plazo asociadas a rentabilidad económica inmediata y no a decisiones de sostenibilidad y continuidad del servicio eléctrico a largo plazo.

Esto podría afectar inversiones estratégicas requeridas para garantizar:

- a) Seguridad energética.
- b) Resiliencia del sistema.
- c) Expansión de infraestructura.

- d) Cobertura universal.
- e) Desarrollo territorial equilibrado.

III. Posición institucional respecto a la apertura del mercado eléctrico

Esta Vicerrectoría Ejecutiva considera que la modernización del Sistema Eléctrico Nacional no requiere necesariamente una apertura amplia de la generación y comercialización eléctrica.

El país ha logrado construir durante décadas un modelo eléctrico reconocido internacionalmente por:

- a) Su alta cobertura nacional.
- b) La estabilidad y confiabilidad del suministro.
- c) Una matriz predominantemente renovable.
- d) La planificación estratégica de largo plazo.
- e) La solidaridad tarifaria.
- f) La electrificación de territorios rurales y alejados en donde no existe rentabilidad (Principio de Solidaridad).
- g) La universalidad del Servicio.

En consecuencia, se estima que la separación funcional de la operación del sistema, la modernización tecnológica y el fortalecimiento de la rectoría estatal pueden desarrollarse manteniendo el modelo integrado que ha permitido alcanzar estos resultados y sin realizar la apertura del Sistema Eléctrico Nacional.

Asimismo, se considera que el Instituto Costarricense de Electricidad y las demás empresas eléctricas públicas y cooperativas cuentan con la experiencia técnica (ámbitos de generación, transmisión y distribución), capacidad operativa y potencial de inversión necesarios para continuar desarrollando la infraestructura requerida para atender el crecimiento futuro de la demanda eléctrica nacional.

Por ello, la apertura de la generación y comercialización eléctrica planteada en el proyecto no constituye una condición indispensable para alcanzar los objetivos de eficiencia, innovación y modernización que persigue la iniciativa.

IV. Conclusión

Esta Vicerrectoría Ejecutiva recomienda a la Comisión de Proyectos de Ley y al Consejo Universitario, valorar su apoyo parcial al Proyecto de Ley N.º 23.414 en aquellos aspectos orientados a fortalecer la gobernanza del Sistema Eléctrico Nacional, modernizar la operación del sector, incorporar nuevas tecnologías y consolidar una mayor independencia operativa del controlador del Sistema Eléctrico Nacional mediante la creación del ECOSN.

Sin embargo, expresa su desacuerdo con las disposiciones que promueven una apertura amplia de la generación y comercialización eléctrica, por considerar que genera un riesgo para la planificación

energética nacional a largo plazo, la solidaridad tarifaria existente, la universalidad del servicio, la seguridad energética, la sostenibilidad del modelo eléctrico costarricense con más de 85 años de existencia desde la creación del SNE.

En consecuencia, se recomienda que el proyecto continúe su discusión legislativa incorporando ajustes que permitan modernizar y fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional, preservando al mismo tiempo la condición de servicio público y los principios de solidaridad, universalidad y planificación estratégica que históricamente han caracterizado al sector eléctrico costarricense, sin ser necesaria la apertura a la generación y comercialización eléctrica de las empresas privadas más allá de lo permitido en la actualidad por las leyes 7200 y 7508.”

Centro de Investigación en Cultura y Desarrollo:

“Consideraciones generales

Desde nuestro punto de vista, el proyecto planteado ante la corriente legislativa parte de algunos supuestos que son de recibo y que requieren atención pública de amplia cobertura. De forma explícita o implícita, reconoce que el país enfrenta retos actuales o potenciales asociados a la necesidad de incorporar nuevas tecnologías en la producción energética, de mejorar la seguridad y la sostenibilidad con la que el modelo eléctrico opera, y, en particular, de adaptar la matriz energética a la creciente variabilidad climática.

Este diagnóstico, mucho más presente en la versión original del proyecto (presentada en octubre de 2022) que, en sus versiones posteriores, en general es compartido tanto por los sectores que han promovido la iniciativa como por aquellos que la han adversado total o parcialmente (Lizana 2024). Los problemas que observamos en el texto, por tanto, no derivan tanto de los grandes fines sociales que afirma perseguir (modernizar, reformar, adaptar), como de los medios que propone implementar para alcanzarlos.

Pese a que en la exposición de motivos del texto original se reconocen los grandes logros del modelo eléctrico que se instauró en Costa Rica después de la Guerra Civil de 1948, en términos, por ejemplo, de su carácter cuasi universal, continuo y solidario, el articulado de la propuesta plantea una reforma que podría trastocar de forma sustancial las bases de ese modelo. En lugar de utilizar la exitosa trayectoria del sistema eléctrico nacional para promover su mejoramiento interno de cara a los retos de hoy y del futuro, el proyecto en discusión promueve una “respuesta” que pasa por la incorporación de mecanismos de mercado y de nuevos esquemas de negocio privado para enfrentar los desafíos identificados y de acometer la necesaria modernización del modelo eléctrico costarricense; salto que, a nuestro juicio, no se encuentra del todo justificado.

Tanto la evidencia histórica como la más contemporánea demuestran que el modelo eléctrico costarricense, de fuerte impronta estatal y dirigido estratégicamente desde allí, no solo ha sido exitoso para garantizar energía de calidad, renovable, y de relativo bajo costo, sino también para generar inclusión social, integración territorial y desarrollo de todos los sectores de la economía (Chavez y Cortés 2013; Lizana 2024). Lo cual fue posible, en gran medida, porque este hizo parte de una visión país que no concebía la electricidad como una mercancía más, sino más bien como un bien y servicio público de carácter estratégico que debía favorecer a toda la ciudadanía. Esta concepción, entre otras cosas facilitó que el modelo, a través de una importante planificación estratégica, procurara y lograra llevar el servicio incluso a zonas que, desde el punto de vista de los mercados privados, habrían resultado, y resultan todavía hoy, poco atractivas en términos de su rentabilidad (Chavez y Cortés 2013; Lizana 2024).

A la luz de estos sostenidos logros, reconocidos así por propios y extraños, es que resulta cuando menos dudoso que una reforma que se piensa más en términos de liberación progresiva de ciertas facetas del sistema eléctrico nacional (generación y comercialización, particularmente) que del fortalecimiento del modelo que ha probado ser exitoso, sea la respuesta para los innegables retos que, en materia energética, debemos atender hoy como sociedad. Se trata de una respuesta no termina de convencer ni desde el punto de vista de su argumentación interna, ni desde el punto de vista de la experiencia comparada a nivel internacional.

Como forma de contribuir al debate sobre la orientación de las necesarias reformas al modelo eléctrico y energético nacional, en el presente dictamen deseamos poner sobre la mesa de discusión las siguientes consideraciones puntuales:

1. Visión histórica del sistema eléctrico

Planificación estratégica

Bien cabe recordar, como consideración histórica central, que el sistema eléctrico costarricense que nos acompaña hasta la actualidad surgió en medio de un contexto (y como respuesta a...) caracterizado por la fragmentación, la escasez, y la baja cobertura territorial del servicio. Durante la mayor parte del denominado período liberal en Costa Rica, la impronta privada, de mercado, fue la que marcó la pauta del sistema eléctrico y la que definió sus principales contornos (Chavez y Cortés 2013; Obregón 2014).

Ante la persistencia de estos problemas, y como intento de solución a cada uno de ellos, desde la década de 1940 el Estado costarricense empezó a asumir un rol mucho más activo dentro del modelo. La creación de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz en 1941, y, particularmente, la del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en 1949, no sólo supera a la iniciativa privada en el liderazgo en la materia, sino que al mismo tiempo cambiaron la forma de concebirla.

En medio de un contexto de reformas, y de cuestionamientos al liberalismo económico más ortodoxo, la electricidad pasó a ser vista ya no como una mercancía más, sino como un motor de desarrollo económico-productivo e inclusión social y territorial (Chavez y Cortés 2013; Lizana 2024).

Dentro del nuevo marco, la electricidad empezó a desarrollarse como un servicio público estratégico cuyos principales nortes fueron la cobertura, la continuidad y la calidad del servicio, la equidad territorial, y, por supuesto, asequibilidad tarifaria (Chavez y Cortés 2013; Lizana 2024). Objetivos que, valga remarcar, no solamente se cumplieron con eficacia y prontitud, sino al mismo tiempo logaron revertir los problemas del modelo anterior.

Soberanía energética

Este cambio de enfoque, en el cual la electricidad pasó a ser motor de desarrollo económico y bienestar social, también tuvo la ventaja de sacar al preciado de los vaivenes de los mercados y de sus exclusivos criterios de rentabilidad. La creación de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) y del ICE, sentaron las bases de un modelo altamente planificado en función de fines sociales de corto, mediano y largo alcance, y se convirtieron, por tanto, en condición de nuestra actual soberanía energética (Chavez y Cortés 2013; Obregón 2014; Lizana 2024).

Pluralidad de actores

La centralidad de instituciones estatales como la CNFL y el ICE no ha impedido, sin embargo, la participación en el sistema de otros actores, tanto de carácter gubernamental (empresas municipales), como no gubernamental (cooperativas; generadores privados) en las fases de generación y distribución eléctrica (Obregón 2014; Lizana 2024). Lo cual demuestra que ya existe en el país implicación de la iniciativa privada dentro del modelo eléctrico.

También cabe remarcar, empero, que hasta el momento dicha pluralidad ha estado en función de y subordinada a una planificación integrada de todas las facetas que hacen parte sustantiva del modelo (generación, transmisión, distribución) y en la cual el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) ha mantenido hasta el momento, y desde su propia creación, el rol protagónico. Si este principio de integración y planificación vertical se viera trastocado por una fórmula fragmentaria, originada, por ejemplo, en una liberalización que le conceda mucho más protagonismo del deseable a la participación privada, no sólo podría verse comprometido el carácter social que hasta el momento ha tenido el modelo, sino que al mismo tiempo se podrían poner en riesgo la soberanía y la seguridad energética del país (Chavez y Cortés 2013; Obregón 2014; Lizana 2024).

Cualquier participación privada dentro del modelo debe plegarse al interés general, a la planificación pública de amplio y largo aliento, a

una regulación eficaz, y a grandes nortes como la seguridad energética.

Sostenibilidad ambiental

Uno de los mayores logros del modelo eléctrico costarricense, que incluso lo distinguen dentro del concierto de las naciones, es su carácter esencialmente renovable. Costa Rica ha logrado ser una de las poquísimas naciones alrededor del mundo entero con capacidad de producir más del 95% de su electricidad sin necesidad de recurrir a los hidrocarburos. Llegar a conseguir tal logro, por supuesto, no ha sido producto del azar, sino más bien el resultado de una planificación pública integrada, eficaz y técnicamente competente (Chavez y Cortés 2013; Obregón 2014; Lizana 2024).

Esto no sólo habla ya de por sí de nuestra exitosa trayectoria histórica en materia eléctrica, sino que, de cara a los retos del futuro, nos deja muy bien ubicados para acometer la transición energética a la que se enfrenta la humanidad como producto del probable agotamiento del petróleo y sus derivados, y como forma de mitigar la emergencia climática que ya la aqueja. Costa Rica parte, por tanto, de una ventaja histórica comparativa, en la transición energética, pues a diferencia de muchas otras naciones, el país no necesita comenzar por descarbonizar una matriz eléctrica principalmente fósil, sino que más bien debe preservar, potenciar y adaptar, en caso de ser necesario, una base eléctrica ya de por sí renovable (Chavez y Cortés 2013; Lizana 2014). Romper o trastocar las bases del modelo que le permitió al país estar en esa inmejorable posición no parece ser, desde nuestro punto de vista, la decisión más estratégica ni inteligente.

2. Un modelo público eficiente y solidario

Continuidad del modelo público-solidario

Si bien el modelo actual enfrenta retos y limitaciones importantes, en el balance general sigue siendo exitoso. Todo proyecto que procure reformarlo con el fin de fortalecerlo de cara al futuro debe partir, desde nuestra perspectiva, de un reconocimiento acucioso de este éxito, por un lado, y de los riesgos y consecuencias no deseadas de trastocar sus pilares fundamentales. Si bien no promovemos una continuidad acrítica e inmóvil del pasado, tampoco vemos deseable una reforma liberalizadora que le ceda la concepción del sistema al mercado solamente, pues esto implicaría que sea la rentabilidad y no necesariamente la solidaridad la que guíe el comportamiento del modelo.

La solidaridad tarifaria, por ejemplo, ha sido hasta el momento uno de los componentes y logros más importantes del modelo. Si los usuarios con mayor capacidad económica, tecnológica o de consumo se llegasen a separar del financiamiento común de la red, como parece promoverlo, o provocarlo aún sin quererlo, el proyecto aquí discutido, el riesgo es que los costos se trasladen a los pequeños usuarios, a los

habitantes de territorios menos rentables, y, en última instancia, a los hogares (Chavez y Cortés 2013; IRENA 2022; Lizana 2024).

Dentro del actual modelo, los subsidios cruzados y los mecanismos solidarios no son vistos (o al menos no deben serlo) como distorsiones de mercado, sino ante todo como mecanismos de cohesión social y territorial (Chavez y Cortés 2013). En un contexto social cada vez más desigual, es fundamental, por tanto, que la concepción de la electricidad como bien y servicio público no pierda terreno ante criterios como la rentabilidad o el cálculo de utilidad. Cualquier proyecto de reforma debería garantizar, a partir de condiciones reales y no solamente retóricas, que dichos mecanismos se mantengan en el tiempo.

Equidad y protección social

Aunque reconocemos que Costa Rica enfrenta el reto de consolidar su transición energética a través de la incorporación de nuevas tecnologías, competencias técnicas e infraestructura, también advertimos que esta debe favorecer a todos los sectores de la sociedad, y, sobre todo, a los sectores más desprotegidos. Cualquier reforma que se haga en este sentido debe completar no ya únicamente al acceso real al servicio, sino también la calidad de este, la estabilidad y la asequibilidad tarifaria, y, en general, la posibilidad de participar en todos los beneficios del sistema. Todo, desde una perspectiva solidaria y con la justicia energética como principio rector.

Regulación y planificación frente a liberalización

Tal y como se menciona previamente, la participación privada forma parte del modelo desde sus orígenes. No obstante, es pertinente que se mantenga subordinada al interés general, a la planificación pública, a la regulación, a la seguridad energética y al principio de solidaridad que enmarca al sistema. (Chavez y Cortés, 2013; Obregón, 2014; Lizana, 2024)

Por lo tanto, la transformación del sistema no requiere partir de la privatización. Un modelo óptimo para este momento histórico debe preservar una planificación directiva, vinculante y de largo plazo, capaz de ordenar generación, transmisión, distribución, almacenamiento, servicios auxiliares, demanda, electromovilidad e integración regional (IRENA 2022, Lizana 2024).

Autores consultados para este dictamen señalan que la tarifa eléctrica no debe analizarse únicamente como precio sino entenderse como expresión regulada de un servicio público que incorpora costos de red, calidad, continuidad, inversión futura, seguridad energética, solidaridad y sostenibilidad. (Obregón, 2024; Chavez y Cortés, 2013; IRENA2022, Lizana, 2024). Por lo anterior es imprescindible analizar técnicamente toda idea de tarifas y cuestionar reformas estructurales que se basen en reducción tarifaria. La fijación de tarifas depende de factores de alta complejidad para el modelo como lo son la densidad

poblacional, la extensión de red, la matriz de generación, los subsidios, la calidad y confiabilidad del servicio, la estructura y capacidades de las personas usuarias, las distribuciones horarias de consumo, así como las inversiones que son requeridas para dar respuesta a todas estas dimensiones que el modelo incluye. (Lizana, 2024)

Asimismo, la electricidad presenta la particularidad de urgir de inversiones que garanticen la seguridad y estabilidad en la prestación del servicio. Sus características imponen altos costos para mantener equilibrio en tiempo real, almacenamiento a gran escala, demanda inelástica, indispensable para la vida social y económica y los fallos pueden tener consecuencias graves para cualquiera de los sectores que sufra el desabastecimiento (Lizana, 2024).

3. Retos para una visión prospectiva

Seguridad y soberanía energética

Los desafíos actuales justifican ajustes estructurales, modernizar el modelo se muestra como la ejecución de una serie de acciones planificadas y sofisticadas desde el punto de vista técnico, pero no debe interpretarse como la justificación para la liberalización generalizada. La modernización no es solo por su promesa de eficiencia, sino y sobre todo, su capacidad para alinear planificación, regulación, inversión, sostenibilidad, flexibilidad y justicia. (IRENA, 2022)

Cambio climático y diversificación

El cambio climático es un reto importante para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), particularmente porque el patrón de lluvias afecta la generación hidroeléctrica (Lizana, 2024). Esta dependencia de la energía limpia ha sido un fuerte valor agregado en un mundo que promueve estos esquemas y nuestro país ya lo tiene y altamente eficiente. No obstante, en un contexto de cambio climático obliga a considerar la vulnerabilidad que pueda generar y planificar la diversificación de fuentes, fortalecer respaldo, mejorar pronósticos y ampliar resiliencia. (Chavez y Cortés 2013; IRENA, 2022; Lizana 2024)

Transformación tecnológica

La transformación tecnológica implica incorporar la generación distribuida como mecanismo de democratización de la producción eléctrica, redes inteligentes, almacenamiento y electromovilidad. Estos avances requieren una modernización integral de la infraestructura y del marco regulatorio. (IRENA, 2022)

Ahora bien, la renovación de las tecnologías no debe entenderse solo como la necesidad de mayor conectividad formal de la red. Debe estar programada de la mano de la calidad del servicio, la estabilidad tarifaria, las capacidades para tener acceso a esas nuevas tecnologías, en un esquema que cuide la resiliencia territorial y que

proteja a las personas frente a posibles desigualdades energéticas emergentes. (Chavez y Cortés, 2013; IRENA 2022; Lizana, 2024)

Riesgos de la liberalización

No es conveniente tomar posiciones que interpretan la situación como una dicotomía entre “regulación versus liberalización” ya que esto invisibiliza las potencialidades a tomar de cada parte. La literatura establece que los sistemas regulados pueden incorporar mecanismos competitivos, al tiempo que sistemas que han sido liberalizados se han visto en la obligación de reintroducir regulaciones entendiendo que se trata de un servicio de alta demanda y estratégico la vida. Es algunas veces necesario que el soporte público asegure las inversiones. (IRENA, 2022) En el caso de Costa Rica, la historia del modelo asegura que es posible modernizarlo desde su tradición pública, regulada y planificada (IRENA; Lizana; Chavez y Cortés)

No se debe dejar de lado que la apertura del mercado como sinónimo de liberalización generará costos adicionales obligatorios en infraestructura, regulación y exigencias muy propios de la rentabilidad privada y puede promover la segmentación del sistema, donde los beneficios se concentran en segmentos rentables mientras los costos más altos y las renovaciones tecnológicas más caras se trasladen al sector público, desequilibrando el sistema.

Conclusión

El Proyecto N.º 23.414, prioriza la noción de liberalización del mercado como sinónimo de modernización, con lo que introduce riesgos potenciales relacionados con equidad, seguridad energética y sostenibilidad. Por lo anterior se recomienda reorientar la propuesta hacia la conservación del carácter público del sistema, que refuerce la planificación estatal y promueva la modernización tecnológica, garantice la justicia y la soberanía energética. Se aportan los enlaces a las fuentes documentales consultadas para su consideración.

Se hace el reconocimiento al investigador Andrey Pineda Sancho por su aporte en la consolidación de este dictamen.”

- 2. Enviar el presente acuerdo al Consejo Nacional de Rectores, para su conocimiento y fines que corresponda.**

ACUERDO FIRME

Atentamente,

Paula Piedra Vásquez, coordinadora general
Secretaría Consejo Universitario

mra*

Copia: Auditoría Interna.
Rodrigo Arias Camacho, rector.
Edward Araya Rodríguez, Vicerrector Ejecutivo.
Rosibel Víquez Abarca, jefa. Centro de Investigación en Cultura y Desarrollo (CICDE)
Jeffry Barrantes Gutiérrez, director. Escuela de Ciencias Exactas y Naturales.