

SERIE
DEBATES DE POLÍTICA PÚBLICA
No. 1

RESUMEN

PROPUESTA PARA UNA MEJOR REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COSTA RICA

Uri Weinstok

JULIO 2020



LEAD
UNIVERSITY

338.4
W424r

Weinstok, Uri

Resumen: Propuesta para una mejor regulación del sector eléctrico en Costa Rica / Uri Weinstok - 1ª. ed. - San José, Costa Rica : Editorial ULEAD, 2020.

23 páginas. - (Serie Debates de Política Pública ; n. 1).

ISBN: 978-9930-589-05-2

1. INDUSTRIA 2. POLÍTICA ENERGÉTICA 3. DESARROLLO ECONÓMICO
4. COSTA RICA I. Weinstok, Uri II. Título

Código JEL: G28|G38|K21|K23|L16|L42|L44|L52|L94|Q48

Con el apoyo financiero de:

F O N D O
CALIFORNIA  '49

Diagramación

Luis Fernando Quirós A.

Coordinación de Diseño

Alejandra Matamoros

Formato y Estilo / Repositorio Digital

Lorne Cruz Saborío

Los conceptos incluidos en esta investigación son responsabilidad del autor, y no representan, necesariamente, el pensamiento u orientación de LEAD University.



Licencia Internacional Creative Commons
Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual 4.0

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
INTRODUCCIÓN.....	4
SECCIÓN I: GENERALIDADES SOBRE LAS REGULACIONES AL SECTOR.....	5
SECCIÓN II: MODELO REGULATORIO VIGENTE EN COSTA RICA.....	7
I. ENERGÍA ELÉCTRICA COMO SERVICIO PÚBLICO.....	7
II. ESTRUCTURA DEL MERCADO.....	7
A. Generación: Competencia limitada con múltiples barreras.....	7
B. Transmisión: Un monopolio natural	8
C. Distribución y Comercialización: “mini-monopolios” naturales.....	9
D. Mercado eléctrico internacional: Monopolio en la exportación e importación.	9
III. REGULACIÓN TARIFARIA POR TASA DE RETORNO (“SERVICIO AL COSTO”).....	9
SECCIÓN III: MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES.....	11
I. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LOS PROCESOS DE REFORMA EN EL SECTOR.....	11
II. ESTRUCTURA DEL MERCADO. MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES RECOMIENDAN LA SEPARACIÓN VERTICAL	11
III. REGULACIÓN TARIFARIA. DE LA REGULACIÓN POR TASA DE RETORNO A LA REGULACIÓN POR INCENTIVOS.....	11
A. Regulación por costo de servicio (o tasa de retorno):	12
B. Regulación de precio tope (<i>Price cap</i>).....	12
C. Regulación por comparación (<i>Yardstick</i>).....	12
D. Regulación por empresa modelo o empresa eficiente.....	13
SECCIÓN IV: PROPUESTAS REGULATORIAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO COSTARRICENSE.....	14
Primera recomendación: Declarar la generación y transmisión de energía eléctrica como “Servicio Económico de Interés General”, abandonando la noción subjetiva de servicio público.	14
Segunda Recomendación: Separación de actividades (<i>Unbundling</i>).	14
Tercera Recomendación: Modificaciones a las reglas para operar en el mercado.....	15
Cuarta Recomendación: Modificaciones al sistema de regulación de tarifas.....	17
Quinta recomendación: Fortalecimiento del regulador y modificación al papel que desempeña en la industria	18
SECCIÓN V: RESEÑA ESPECIAL SOBRE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	19
CONCLUSIÓN.....	21
BIBLIOGRAFÍA	22

RESUMEN EJECUTIVO¹

En los años 80 y 90 del siglo pasado a nivel internacional hubo un movimiento de reformas regulatorias. En general, prácticamente todos los procesos de reforma en otros países se concentraron inicialmente en la separación de las actividades naturalmente monopólicas (transmisión y distribución) de aquellas susceptibles de introducir competencia (generación y comercialización), y la creación de regulaciones específicas que promuevan la eficiencia en cada uno de estos segmentos de la industria. Por razones históricas y políticas estas reformas no se implementaron en nuestro país.

De ahí que el modelo regulatorio actual en Costa Rica es, con ciertos matices, el de un monopolio verticalmente integrado, con algunas características específicas del modelo de comprador único. Este es el modelo fue muy efectivo para asegurar la cobertura y suministro del servicio en prácticamente todo el territorio nacional, así como para la introducción de fuentes renovables de energía. Sin embargo, conlleva numerosas barreras para poder introducir eficiencia y disminuir los costos del servicio.

Se examina también la noción de servicio público de nuestra legislación, cuya concepción actual excluye la libre participación de privados en dichos servicios bajo un régimen de libre mercado, pues el Estado asume la titularidad de la actividad y decide unilateralmente si permitir a los particulares su prestación y los términos de dicha concesión. Estas son barreras considerables para el ingreso al mercado eléctrico. La noción vigente de servicio público implica, además, que las tarifas no pueden ser determinadas libremente por las partes, sino que son objeto de regulación por parte de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

La Ley de la ARESEP, por su parte, adoptó para todas las tarifas reguladas, el criticado modelo de “servicio al costo” o “tasa de retorno” en función del cual, las tarifas se fijan contemplando únicamente “los costos necesarios para prestar el servicio”. Entonces, el precio o tarifa del servicio se calcula con base en los costos operativos y necesidades de inversión del proveedor.

Con ello se incentiva el aumento de los costos y la sobreinversión. Así, a pesar de que con el modelo de servicio al costo se busca –en principio– limitar las tarifas y beneficiar al consumidor, en la práctica ha demostrado ser un sistema ineficiente que carga a los consumidores los costos excesivos incurridos por el prestador, quien no tiene ningún incentivo para su reducción.

La propuesta de reforma del sector eléctrico costarricense aquí formulada concibe a la competencia y a la regulación como dos aliados: no se considera negativa la regulación ni se pretende eliminarla, sino que se propone utilizarla de vehículo para direccionar a los actores del mercado hacia un modelo competitivo que promueva una mayor eficiencia, tarifas razonables, garantía de suministro y una mejor calidad para los usuarios.

A grandes rasgos, se propone pasar de un mercado integrado verticalmente a uno parcialmente liberalizado que separe de manera clara los segmentos naturalmente monopólicos de la actividad (transmisión y distribución de energía) de aquellos susceptibles de competencia, sometiendo cada segmento a reglas particulares según su naturaleza. Además, se deberá garantizar acceso no discriminatorio a las redes y activos de transmisión y distribución, reestructurar la generación de electricidad para permitir mayor competencia y crear un operador del sistema independiente y moderno.

Se propone también crear un mercado mayorista *spot* de energía en el que generadores, comercializadores y consumidores realicen transacciones libres para ofrecer su producción, cubrir sus posiciones y satisfacer sus necesidades de energía a corto plazo. Paralelamente, se busca fomentar las subastas para generar contratos de largo plazo entre participantes –especialmente grandes consumidores– y promover la competencia minorista donde sea posible. Todo ello de la mano de un Operador del Mercado encargado de la liquidación de las compras de energía, el cual asegure la transparencia y la eficiencia económica del mercado.

La reforma también implicaría fortalecer las potestades, discrecionalidad e independencia del

¹ El presente documento es un extracto del documento Weinstok, Uri (2020). Propuesta para una mejor regulación del sector eléctrico en Costa Rica. Serie Debates de Política Pública No. 1, Julio 2020.

Regulador para favorecer la competencia, velar por la seguridad del suministro y proteger los derechos de los usuarios. Así, en lugar de estar atado a una sola forma de definir las tarifas, la Ley podrá prever distintas alternativas y modelos regulatorios, para que el Regulador elija de entre ellas la más adecuada para aplicar a cada actividad de la industria en un momento dado. Además, se le dotaría de ciertas potestades determinadas para regular la estructura del mercado, particularmente en la definición de las áreas geográficas para la operación de los distintos distribuidores, y la posibilidad (o no) de prestar los servicios de comercialización en conjunto con la distribución.

Finalmente, se elaboran propuestas específicas para la generación distribuida y las innovaciones tecnológicas que están impactando el sector. Este

tipo de generación es una alternativa al modelo de generación de electricidad tradicional, pues conlleva producción de electricidad mediante generadores pequeños que se encuentran en el mismo lugar donde la electricidad se consume. Ello implica que ciertos consumidores gozarán de una categoría diferente, pues van a producir parte de la electricidad que consumen, pero ocasionalmente podrían tener necesidades adicionales de la red de energía, o bien excedentes que no usen instantáneamente y que deban insertar en la red para el uso de otro consumidor. De esta forma, consideramos necesario que se reconozca legalmente la figura de los Prosumidores y que se tomen las medidas regulatorias adecuadas no solo para promover esta actividad, sino también para evitar que la misma arriesgue la sostenibilidad del resto del sector.

INTRODUCCIÓN

Las regulaciones a las actividades productivas, si bien usualmente persiguen fines de interés público, normalmente representan altos costos que se trasladan a los consumidores finales, lo cual a su vez le resta competitividad a la industria y agilidad al comercio. No es de extrañar que en nuestro país las tarifas de los servicios regulados tienden a crecer más que los de fijación libre. El sector eléctrico costarricense es uno de los más afectados por el impacto y las consecuencias no deseadas de las regulaciones. Según datos de la OCDE, las regulaciones al sector eléctrico impactan la economía en más de 1,5 veces el (ya de por sí alto) impacto regulatorio general.

Conforme a un reciente estudio de la Coalición Costarricense de Iniciativas para el Desarrollo (CINDE), el precio de la electricidad en Costa Rica aumentó significativamente en comparación con la de otros países con los que compite en atracción de inversiones. Si bien existe una preocupación fundada y generalizada sobre el impacto de los precios en la competitividad del país, las soluciones promovidas son normalmente cortoplacistas y de poco alcance, pues omiten el papel protagonista que juegan tanto las regulaciones vigentes como el modelo general de organización del sector.

Ante este contexto, en el presente estudio se evalúa de forma crítica la regulación detrás del mercado de electricidad costarricense y se identifican los aspectos que presentan ineficiencias, para luego formular propuestas de reforma, con la intención de promover la adopción de regulaciones alineadas con los objetivos de una mayor competitividad y eficiencia del sector.

Todas las recomendaciones formuladas en este estudio parten de dos premisas básicas: a) Que la competencia es el mejor mecanismo para promover el bienestar del consumidor, y b) Que las regulaciones deben ser neutrales. Esto implica, por un lado, que la promoción de la competencia debe ser siempre la primera opción regulatoria a buscar, acudiendo a alternativas que más se le acerquen cuando no sea posible. Por otro lado, que todos los operadores del mercado, públicos o privados, deben tener la posibilidad de competir en igualdad de condiciones, sin ningún tipo de preferencia o favoritismo más allá de la competencia por méritos. Solo así los consumidores podrán recibir los beneficios del proceso competitivo, que se traducen en una mayor innovación, eficiencia, calidad y precio.

SECCIÓN I: GENERALIDADES SOBRE LAS REGULACIONES AL SECTOR

El suministro eléctrico tiene características muy particulares: depende de una red de distribución física que debe funcionar permanentemente, lo cual exige una alta coordinación entre los distintos actores; no es un producto que se pueda almacenar de forma económicamente eficiente (al menos en el estado actual de la tecnología, aunque ha habido avances en esa dirección); la demanda varía según las horas del día, épocas del año, condiciones del clima, etc., pero debe siempre ser satisfecha de forma inmediata; requiere de una muy alta inversión con grandes costos hundidos; entre otras. Todas estas condiciones justifican la existencia de una regulación especial.

Históricamente, estas características provocaron que la industria se considerase un monopolio natural. Por ello, lo usual era regularlo por medio de un monopolio estatal verticalmente integrado, para aprovechar las economías de escala que genera la integración vertical, y a la vez evitar el conflicto entre el proveedor monopolista y el fin público (Helm & Jenkinson, 1998, p. 1). Esta estructura de mercado monopolista se complementó con regulaciones a los precios, limitando el nivel de retorno máximo de las inversiones (sistema actualmente conocido como “regulación al costo” o por “tasa de retorno”) (Steiner, 2000, p. 11).

Con el paso del tiempo, e impulsados en gran parte por el desarrollo tecnológico, se han identificado cinco segmentos distintos del mercado:

- **Generación:** Consiste en la producción de electricidad, ya sea por fuentes renovables (hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, etc.) o no renovables (combustibles fósiles, gas, etc.).
- **Transmisión:** Es el transporte de electricidad utilizando una red de líneas de alta tensión, llevándola hasta subestaciones ubicadas en distintas localidades donde se les reduce la tensión.
- **Comercialización:** La comercialización hoy en día supone una labor de intermediación entre la

oferta y la demanda de energía, por la cual el comercializador representa a los grandes consumidores en el mercado, negociando con los distintos generadores y ofreciendo a los consumidores soluciones o paquetes energéticos con valor agregado, para atender sus necesidades específicas de energía a corto o largo plazo, a partir de una gama de fuentes disponibles.

- **Distribución:** Por medio del servicio de distribución se suministra la electricidad llevándola de las subestaciones a cada uno de los consumidores, sean estos domésticos o industriales.
- **Gestión Comercial:** La gestión comercial involucra la atención de los clientes, reparación de averías, facturación, cobro, y relacionados. Por lo general es usual que la gestión comercial la realicen las propias empresas distribuidoras, ya sea directamente o con apoyo de terceros que les brindan a éstos los servicios.

Al segmentar el mercado de esta forma se reconoció que no todas las actividades de la industria son monopolio natural, por lo que es posible introducir competencia en algunas de ellos. En paralelo, se desarrollaron mecanismos regulatorios más modernos para los segmentos que mantienen su condición de monopolio natural.

Actualmente es posible identificar cuatro modelos distintos de regulación, clasificados según la profundidad en que se introduzca la competencia en el mercado. Estas modalidades de regulación, adoptadas con algunas variantes según el caso, son²:

- a. **Monopolio verticalmente integrado:** Una sola empresa (usualmente de propiedad pública y ocasionalmente una empresa privada sujeta a muy altas regulaciones) se dedica a la totalidad de actividades sin competencia. Es decir, esta misma empresa posee y opera plantas generadoras, red de transmisión y distribución, y realiza la comercialización.

² Ver, entre otros: Loría, M., & Martínez, J. (2017). El sector eléctrico en Costa Rica. Serie Visión Costa Rica, PV-01-17, 1-30. Academia de Centroamérica. Recuperado de <https://www.academiaca.or.cr/wp-content/uploads/2017/05/El-sector-ele%CC%81ctrico-en-Costa-Rica.pdf>

-
- b. Comprador único:** Es un esquema similar al anterior, en donde hay apertura en el segmento de generación de energía. Aquí, existen varios generadores de electricidad quienes deben venderla a un único comprador. Este comprador podría entregarla a varios distribuidores (de haberlos) o bien operar por sí mismo el resto del sistema. En este modelo la competencia está tan restringida que sólo funciona con contratos de largo plazo, adjudicados mediante subasta pública (competencia “por” el mercado, y no “en” el mercado).
- c. Competencia mayorista:** En este modelo existe un grado mayor de competencia, ya que todos los generadores compiten en igualdad de condiciones por vender electricidad a las empresas distribuidoras. Esto implica un mayor nivel de separación funcional, ya que el operador del sistema de transmisión no participa en las negociaciones, sino que otorga acceso por igual a todos los generadores a cambio de un pago por uso de la infraestructura de red. Aquí las ventas

pueden darse tanto por contratos a largo plazo como por contratos tipo “Spot”, pero solamente a empresas distribuidoras, sin que existan negociaciones directas entre los generadores y los consumidores.

- d. Competencia minorista:** En este modelo los consumidores pueden elegir a sus proveedores de electricidad. Así, el consumidor puede elegir a su empresa comercializadora (con lo cual éstas compiten entre sí), e incluso pueden negociar contratos directamente con los generadores (aunque por los costos de la transacción es usual que esto lo hagan solamente los grandes consumidores). El único segmento que se mantiene de forma monopolista es el de la transmisión.

En nuestro país el modelo de organización actual es el de un monopolio verticalmente integrado, con algunas características específicas (y de aplicación muy reducida) del modelo de comprador único. Esta es la modalidad regulatoria en la que prácticamente no existe competencia en el mercado.

SECCIÓN II: MODELO REGULATORIO VIGENTE EN COSTA RICA

Las siguientes son las principales características del esquema regulatorio de esta actividad en el país, que como vimos sigue el modelo del monopolio verticalmente integrado.

I. ENERGÍA ELÉCTRICA COMO SERVICIO PÚBLICO

El artículo 5, inciso a) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) declara el suministro de energía eléctrica como “servicio público”. En consecuencia, se trata de una actividad cuya titularidad es del Estado y los particulares pueden participar en ella únicamente cuando les es delegada, y las tarifas deben ser objeto de regulación por parte de la ARESEP.

Para el caso de electricidad, internacionalmente existe una tendencia reciente de sustraer este sector de la noción de servicio público, buscando otras formas de proteger al usuario y al funcionamiento del mercado sin tener que sujetarlo a la rigidez y formalidades de esta categoría. Por ejemplo, en la Unión Europea se concibe que el suministro de energía eléctrica se puede clasificar como un “servicio de interés económico general”, lo cual justifica la existencia de regulaciones superiores a la generalidad de bienes y servicios, pero a la vez implica una considerable reducción de las barreras de entrada (en comparación con los servicios públicos) (Tornos, 2016, p. 201).

II. ESTRUCTURA DEL MERCADO

De los cuatro posibles modelos regulatorios indicados, nuestro país optó por una estructura de mercado de “empresa única integrada verticalmente”, con algunas variantes originadas en razones históricas. Esta empresa, además, actúa como “comprador único” de la limitada generación privada existente en el país, y con algunas excepciones al monopolio a nivel de distribución.

Las siguientes son las principales características de las regulaciones de los distintos segmentos del mercado eléctrico nacional:

A. Generación: Competencia limitada con múltiples barreras

Los principales generadores de electricidad en el país son dos empresas estatales (el ICE y la CNFL), dos empresas públicas de servicios de propiedad municipal que atienden mercados regionales (JASEC y ESPH), cuatro cooperativas de electrificación (COOPELESCA, COOPEGUANACASTE, COOPEALFARO y COOPESANTOS) y alrededor de 30 empresas de generación privada (Loría & Martínez, 2017, p. 13-14).

En el año 1990 se autorizó por primera vez la generación privada (Ley N°7200). Sin embargo, las regulaciones a esta actividad generan barreras a la competencia y el desarrollo del sector. Algunas de estas barreras legales y regulatorias son:

- **Cantidad máxima de energía que las generadoras privadas pueden vender:** Los artículos 7 y 20, de la Ley N°7200 imponen limitaciones a la producción total de generadoras privadas, permitiendo al ICE (como comprador único) adquirir hasta un 30% de la potencia total del sistema (15% para cada uno de los dos sistemas existentes). Esta limitación constituye un tope máximo a la producción, ya que las generadoras privadas no pueden vender la energía a otros compradores en Costa Rica ni exportarla a otros países, quedando ociosa toda la capacidad de generación por encima de la energía que compra el ICE.
- **Limitación al tamaño de las plantas de generación privadas.** Las plantas que generan electricidad al amparo del artículo 7 de la Ley N°7200 podrán tener una capacidad máxima de 20.000 kw. Por su parte, quienes producen al amparo del artículo 20 de dicha Ley (según reforma de 1995) podrán tener una capacidad de hasta 50.000 kw.
- **ICE como comprador único.** Una de las principales barreras regulatorias actuales es la prohibición de firmar acuerdos directos de compra de energía (PPA por sus siglas en inglés). Los excedentes de energía y/o capacidad ociosa que suelen tener los generadores privados es

desaprovechada por el mercado, pues estos no pueden exportarla al Mercado Regional ni venderla localmente a otros actores.

- **Régimen diferenciado entre generadores privados.** La Ley establece un trato diferenciado entre los distintos operadores del mercado. La principal diferencia es que los generadores al amparo del artículo 20 de la Ley dicha operan bajo la modalidad BOT, mientras que los generadores bajo el artículo 7 mantienen propiedad de los activos al finalizar el contrato. Esto incide directamente en los precios de la electricidad producida por los distintos generadores, además de otras diferencias de trato entre los participantes de ambos sistemas.
- **Limitaciones a la inversión.** Por mandato legal³, el capital social de las empresas generadoras deberá pertenecer al menos en un 35% a costarricenses. Esto constituye una limitación al ejercicio del comercio por razones de nacionalidad, contrario a las mejores prácticas internacionales en materia de inversión. Esta limitación, además, contradice el artículo 6 de la Ley N°7472, que prohíbe precisamente establecer este tipo de limitaciones⁴.
- **Limitaciones geográficas para operar.** Varias normas restringen la competencia al decretar la imposibilidad de establecerse en ciertas áreas geográficas asignadas en exclusiva a operadores específicos. Este es el caso de la Ley N°5889 (art. 1) a favor de la ESPH en Heredia y la Ley N°7799 (art. 1) a favor de JASEC en Cartago.
- **Ventajas exclusivas para ciertos operadores.** Algunas disposiciones legales favorecen a operadores específicos, al crear o mantener privilegios que no son accesibles para los demás. Esto se evidencia en la Ley de la CNFL, Ley N°2 de 1941 (art. 4), donde se autorizan ventajas a favor de “empresarios como el Estado o los municipios”. Otros privilegios especiales se dan, por ejemplo, en el caso de solicitudes de concesión para aprovechamientos hidráulicos mayores de quinientos caballos de fuerza, se le permite al ICE

ejercer un derecho de prioridad⁵ y, en el caso de las actividades de investigación, exploración y explotación de los recursos geotérmicos del país, se encargan estas actividades exclusivamente al ICE, “sin necesidad de permisos o concesiones de dependencia alguna del Estado”⁶.

Adicionalmente, una importante distorsión a la competencia se genera por medio de las regulaciones del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE). Este órgano es el encargado de hacer las asignaciones de cuotas de generación de electricidad en el país y es una dependencia del ICE (Loría & Martínez, 2017, p. 14). Ante inquietudes de los generadores privados por potenciales conflictos de interés, directrices de la ARESEP desde el año 2013 condujeron a que las cuotas se asignaran en orden de eficiencia, para evitar la producción de energía con plantas térmicas más ineficientes del ICE antes que comprar a generadores privados (Loría & Martínez, p. 14). Sin embargo, la pertenencia del CENCE a la Dirección Corporativa de Electricidad, que también es responsable de otras direcciones del sistema eléctrico del ICE, mantiene los potenciales conflictos de interés contrario al principio de neutralidad competitiva.

B. Transmisión: Un monopolio natural

La transmisión de electricidad se considera un monopolio natural, cuyas economías de escala provocan que la presencia de otras redes funcionando en paralelo sea antieconómica. Así, la existencia de un operador único (ICE) en el segmento de transmisión no es necesariamente una barrera para el funcionamiento del mercado.

Sin embargo, el hecho que este operador único esté integrado verticalmente con los otros segmentos, los cuales además enfrentan considerables limitaciones, sí constituye una barrera regulatoria para la eficiencia y la competencia en el mercado, lo cual genera una tendencia hacia el oligopolio que se acentúa tratándose de un bien de demanda inelástica y de primera necesidad, donde los consumidores prácticamente no puedan responder ante una actuación abusiva por parte de las empresas del sector (Zurimendi, 2017, p. 8).

³ Ley N°7200, art. 3.

⁴ A pesar de tratarse de una Ley posterior, la derogatoria tácita de esta limitación no ha sido aún declarada por ninguna autoridad competente.

⁵ Conforme al artículo 16 de la Ley N°449 “Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad”.

⁶ Conforme al artículo primero de la Ley N°5961 “Declara interés público recursos geotérmicos”.

C. Distribución y Comercialización: “mini-monopolios” naturales

En la etapa de distribución y comercialización participan el ICE, la CNFL, JASEC, ESPH y las cuatro cooperativas de electrificación rural.

CUADRO 1: NÚMERO DE ABONADOS EN COSTA RICA POR EMPRESA A DICIEMBRE 2018		
EMPRESA	ABONADOS	PORCENTAJE
ICE	787,164	44.46%
CNFL	567,718	32.07%
JASEC	98,997	5.59%
ESPH	86,917	4.91%
Copelesca	97,512	5.51%
Coopeguanacaste	78,712	4.45%
Coopesantos	46,016	2.60%
Coopealfaroruz	7,416	0.42%
Total	1,770,452	100.00%

Fuente: ARESEP.

Estos datos no implican una verdadera participación del mercado, ya que por disposición legal los distintos distribuidores no compiten entre sí, sino que tienen asignados territorios que atienden en exclusiva. En otras palabras, el distribuidor tiene el monopolio de una determinada jurisdicción territorial, y los datos del cuadro anterior lo que reflejan son los tamaños de los distintos monopolios.

A partir del año 2003, las empresas públicas municipales y cooperativas de electrificación rural pueden vender la energía que generen de forma directa a los clientes de su área de concesión, amparados por la Ley N°8345, la cual les permite suscribir entre ellas convenios de cooperación, inversión y operación conjunta y con otras empresas públicas y municipales. Las cooperativas han desarrollado importantes proyectos en sus respectivas zonas de influencia (Guanacaste, Los Santos y San Carlos), en las cuales la ley les confiere un carácter de monopolio, disfrutando de una ventaja competitiva.

Además, al comprar y vender energía entre sí, las cooperativas obtienen precios más bajos en comparación con el precio que le pagarían al ICE (Loría & Martínez, 2017, p. 15). Ya para el 2017, las empresas

municipales y cooperativas realizaban alrededor de un 20% de las ventas totales de energía, con participaciones relativas similares (Loría & Martínez, 2017, p. 15). Esto evidencia que una de las principales barreras regulatorias actuales es la prohibición de firmar acuerdos directos de compra de energía (PPA)⁷ pues a los generadores privados se les prohíbe realizar este tipo de ventas.

D. Mercado eléctrico internacional: Monopolio en la exportación e importación

En 1998, mediante Ley N°7848 se aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, que creó un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la interconexión de las redes eléctricas de los distintos países. Conforme a dicho tratado, participan de ese mercado los agentes de los mercados mayoristas nacionales reconocidos como tales por la legislación local.

En Costa Rica, la Ley N°9004 establece que los únicos agentes del mercado eléctrico regional por Costa Rica son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y sus empresas. Así, por una disposición local, y no por exigirlo el tratado, el ICE es la única empresa nacional que puede participar en el Mercado Eléctrico de América Central (MER).

III. REGULACIÓN TARIFARIA POR TASA DE RETORNO (“SERVICIO AL COSTO”)

La Ley de la ARESEP optó para absolutamente todas las tarifas reguladas el principio de “servicio al costo”⁸. Esta metodología tiene como objetivo asegurar que la tarifa a cobrar cubrirá los costos operativos junto con un retorno que permita asegurar nuevas inversiones. El precio o tarifa del servicio se realiza con base en los costos operativos y necesidades de inversión del proveedor.

Una de las principales críticas de esta modalidad regulatoria es que los operadores no tienen incentivos para aumentar su eficiencia, al saber que sus costos estarán asegurados por la tarifa. En la práctica, frecuentemente, se genera un incentivo para que la empresa realice inversiones de capital superiores a sus necesidades y que, al solicitar ajustes de tarifas,

⁷ Estos acuerdos se constituyen a largo plazo entre dos partes, generalmente entre un productor de energía y un cliente (un consumidor de electricidad o distribuidor).

⁸ Principio establecido en el artículo 3, inciso b) de la Ley N°7593.

sobrevalore sus costos operativos (Sandoval & Li, 2015, p. 45), y es usual que los proyectos de generación eléctrica tengan sobre costos muy por encima de lo proyectado, lo cual impacta directamente las tarifas (Arrieta, 2019, p. 4-7).

Adicionalmente, esta modalidad tarifaria no considera las asimetrías en la información existentes entre el regulador y el regulado, las cuales dificultan calcular razonablemente los distintos elementos de la fórmula regulatoria y su impacto en las tarifas, por lo que la regulación se torna compleja y costosa.

Esta forma de fijar precios ha sido criticada por la OCDE (2016), quien recomendó al país modificarla.

SECCIÓN III: MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES

Un análisis comparado de modelos y mejores prácticas internacionales es un parámetro útil y necesario. Para eso se identificarán algunas de estas mejores prácticas que, a nuestro juicio, son una importante referencia de cambios que podrían adoptarse en el país.

I. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LOS PROCESOS DE REFORMA EN EL SECTOR

Las primeras regulaciones del sector eléctrico se concentraron en promover el despliegue de la red y asegurar un suministro de calidad. Ahora bien, en los años 80 y 90 se dio en muchos países del mundo un fuerte movimiento de reforma en búsqueda de regulaciones que promuevan la eficiencia de la actividad.

Para ello, usualmente se han implementado cinco instrumentos de reforma (o combinaciones de éstos): (a) la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución; (b) en algunos países, la privatización de activos (en la generación) o administración de activos públicos por terceros (en la transmisión y distribución); (c) promoción de la competencia *en* el mercado de la generación; (d) promoción de la competencia *por* el mercado de la transmisión y distribución; (e) cambio en las modalidades de fijación tarifaria, alejándose de las regulaciones por tasa de retorno (servicio al costo) y buscando otros esquemas que estimulen más la eficiencia (Estache & Rossi, 2004, p. 2).

Los efectos y beneficios de este movimiento de reforma fueron evidentes. La experiencia internacional nos dice que **aquellos países que pasaron a mecanismos de mercado como la base de su organización industrial experimentaron reducciones en los precios de la electricidad entre 18.6% y 33.7% en un lapso de seis años** (Hernández, 2018).

De los anteriores elementos, son relevantes para este estudio los relacionados con el diseño de estructura del mercado y con los mecanismos para regulación de tarifas.

II. ESTRUCTURA DEL MERCADO. MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES RECOMIENDAN LA SEPARACIÓN VERTICAL

En el suministro de energía eléctrica coexisten segmentos que son monopolio natural con otros en los que es posible que haya competencia. En estos casos las mejores prácticas internacionales recomiendan separar los diferentes segmentos, para introducir y fomentar la competencia en todas aquellas actividades en las que sea posible, y adoptar las medidas para evitar que la firma dominante de los segmentos no-competitivos aproveche las ventajas de su posición para impedir la competencia en los otros segmentos.

En el año 2001 la OCDE emitió una recomendación oficial de separar estructuralmente las industrias reguladas⁹. Posteriormente, en el año 2016, la OCDE evaluó el estado de la implementación de la recomendación, concluyendo que la separación estructural se mantiene como un remedio adecuado, y que es deseable introducir y facilitar la competencia en todas aquellas actividades en las que sea posible hacerlo, al ser esta la mejor herramienta de control de los costos, innovación y mejorar la calidad de la regulación para favorecer a los usuarios finales y consumidores. (OECD, 2016, *Structural separation in regulated industries: Report on implementing the OECD recommendation*).

Otra referencia relevante la ofrece la Unión Europea, la cual mediante la directiva 2009/72/CE establece a sus Estados Miembro la obligación de separar verticalmente el mercado eléctrico, además de ciertas reglas sobre la operación de este mercado.

III. REGULACIÓN TARIFARIA. DE LA REGULACIÓN POR TASA DE RETORNO A LA REGULACIÓN POR INCENTIVOS

Por lo general se recomienda utilizar la promoción de la competencia en primera instancia para promover

⁹ Ver Recomendación del Consejo de la OCDE sobre la separación estructural de las industrias reguladas, aprobada por el Consejo de la OCDE el 26 de abril de 2001 [C(2001)78/FINAL - C/M(2001)9/PROV], reformada el 13 de diciembre de 2011 - [C(2011)135 - C(2011)135/CORR1 - C/M(2011)20/PROV] y el 23 de febrero de 2016 [C(2016)11 - C/M(2016)3].

precios competitivos en los mercados. En ocasiones, sin embargo, es necesaria la intervención del Estado para regular precios, sea por condiciones propias del servicio (por ejemplo, ante la presencia de un monopolio natural), o por circunstancias del mercado en las que no se da una competencia efectiva en la materialidad.

En aquellos casos en que se deba optar por la regulación de tarifas, se utilizan diversos esquemas. Los principales de ellos son:

A. Regulación por costo de servicio (o tasa de retorno):

Este modelo se creó en los Estados Unidos de América en la década de los años 50, como mecanismo para evitar sobrepagos por parte de los operadores de monopolios naturales. El mismo pretende establecer la tarifa con base en los costos en que incurre el prestador del servicio, para evitar que éste reciba ganancias exorbitantes. Además, tiene como característica que prioriza e incentiva la calidad en la prestación del servicio.

Para ello, se establece una tarifa contemplando las inversiones realizadas por el proveedor y rendimientos razonables, así como el costo de operación y mantenimiento. Según se indicó anteriormente, este es el modelo de regulación tarifaria de nuestro país para todos los servicios públicos regulados por la ARESEP.

Este sistema ha sido criticado ya que otorga pocos incentivos para la eficiencia de costos, las asimetrías en la información, y el alto costo de la regulación, ya que exige una labor intensa de parte del regulador para estar permanentemente ajustando tarifas.

B. Regulación de precio tope (*Price cap*)

Como una forma de buscar la eficiencia en la prestación del servicio, en los años 80 se desarrolló en Inglaterra un sistema de regulación tarifaria por precios tope. Bajo este sistema, las empresas pueden cobrar un precio máximo o techo fijado por la autoridad, y los ahorros en los costos que generen (con el correspondiente aumento en utilidad) pertenecerá a la empresa proveedora.

La forma más común de fijar tarifas bajo esta modalidad es el modelo conocido como “RPI-X”, el cual ha sido ampliamente difundido y aceptado en la mayoría de los países miembros de la OCDE (Mirrlees-Black, 2014).

Según el modelo RPI-X, los precios se ajustan según las variaciones en el índice de precios al consumidor menos un factor “X” de eficiencia esperada que se le debe trasladar al usuario. La principal virtud de este sistema es la creación de incentivos para la eficiencia y el ahorro, mediante un mecanismo más simple y menos costoso de implementar para el regulador. Además, reduce los costos de la regulación y aumenta la transparencia, ya que las variaciones al precio se determinan con base en un índice externo a las partes.

El modelo no ha estado exento de críticas. La principal de ellas es la dificultad para determinar el factor de productividad (X) adecuado. Por un lado, si el factor es demasiado bajo se generan rentas monopólicas para las empresas y si es demasiado alto se compromete su viabilidad. Por otro lado, se le critica que los fuertes incentivos para reducir costos pueden generar desmejoras en la calidad (Soto, 2009, p. 89). Adicionalmente, la flexibilidad que tiene la empresa para fijar tarifas (siempre debajo del tope) puede generar “shocks” tarifarios (Soto, 2009, p. 89).

Por estas razones, la implementación de este modelo debe de ir acompañada de regulaciones complementarias, que incluyan al menos mecanismos adicionales para combatir o compensar las asimetrías en la información, así como con adecuadas regulaciones de la calidad mínima que deben garantizar los prestadores de servicios.

C. Regulación por comparación (*Yardstick*)

Por medio de la regulación por comparación se establece un tope de tarifa tomando en cuenta el desempeño de otras empresas similares que operan en otras localidades geográficas. Este modelo se utiliza principalmente en situaciones en las que existen varios monopolios locales que no compiten directamente, por lo que se simulan condiciones de competencia artificiales para promover la eficiencia de las empresas.

Las principales dificultades de este modelo están en elegir adecuadamente las empresas que se utilizarán como referencia y, cuando se requiera, hacer los ajustes necesarios para hacerlas comparables entre sí (proceso que frecuentemente involucra reclamos de parte de los regulados indicando que tienen “circunstancias especiales”) (Révolo, s.f., p. 32).

D. Regulación por empresa modelo o empresa eficiente

Este método de regulación se desarrolló en Chile a inicios de los años 80. Específicamente, intenta solucionar tres situaciones de las empresas públicas locales de la época: Las ineficiencias del modelo de tasa de retorno utilizado hasta ese momento; la influencia política en la fijación de las tarifas, que redundaba en subsidios que a su vez creaban problemas fiscales recurrentes; y la ausencia de capacidad técnica capaz de regular a las empresas prestadoras de servicio (Bustos & Galetovic, 2002).

Esta metodología simula una competencia ficticia, pero en lugar de compararse con una empresa similar de otro lugar, se utiliza como parámetro el desempeño de una empresa “modelo” hipotética que provee los servicios de la forma más eficiente posible, y contra la cual todos los operadores compiten virtualmente.

Las principales ventajas de este modelo es que, al igual que los precios máximos, constituye una regulación por incentivos que promueve la eficiencia y los mejores precios a los consumidores. Por otro lado, se le critica que determinar las condiciones y costos de la empresa modelo suele ser una tarea compleja, y a menudo no se cuenta con suficiente información disponible. Adicionalmente, la fijación de la tarifa se puede ver falseada por elementos como la obsolescencia tecnológica, puesto que el modelo contempla la mejor tecnología disponible al momento de su elaboración.

SECCIÓN IV:

PROPUESTAS REGULATORIAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO COSTARRICENSE

Según se desprende de las secciones anteriores, las regulaciones actuales del sector eléctrico se alejan de las mejores prácticas internacionales. Por ello, en esta sección intentaremos sugerir algunas reformas al sistema regulatorio actual, con el propósito de introducir principios de competencia que promuevan la eficiencia del mercado y el bienestar del usuario, lo cual además es esperable que redunde en la competitividad del país.

PRIMERA RECOMENDACIÓN: DECLARAR LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMO “SERVICIO ECONÓMICO DE INTERÉS GENERAL”, ABANDONANDO LA NOCIÓN SUBJETIVA DE SERVICIO PÚBLICO

Según se indicó, la declaración de un “servicio público” tiene como consecuencia que el ingreso a estos mercados tiene numerosas barreras y limitaciones sin que necesariamente exista una valoración previa de su razonabilidad.

Si bien el interés público permea a estos servicios, esto no es motivo suficiente para excluirlos de la libre iniciativa privada. Todo lo contrario: **la evidencia sugiere que la titularidad exclusiva del servicio a favor del Estado no ha impactado en una mejor calidad de los servicios en favor de los usuarios.**

Por lo tanto, es recomendable abandonar la calificación tradicional de servicio público otorgada al suministro eléctrico y someterlo a un nuevo régimen de “servicios económicos de interés general”. Estos son servicios que se prestan sujetos a las normas de competencia y a la vez sometidos a regulaciones especiales. Este concepto ha sido ya adoptado en la Unión Europea con buen suceso¹⁰.

Al menos en las etapas de generación y comercialización, que no son monopolio natural, es económicamente viable y eficiente introducir competencia regulada. La exclusión de ambos

segmentos del régimen de servicio público no implicaría desregulación, pues la actividad como tal sigue siendo “de interés general”. Por el contrario, se deberá dotar al Regulador de la independencia y facultades suficientes para velar por la correcta prestación del servicio a los usuarios, la garantía de suministro, así como por la sana competencia entre los actores del mercado.

SEGUNDA RECOMENDACIÓN: SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES (UNBUNDLING)

En línea con las mejores prácticas internacionales y las recomendaciones de la OCDE, se recomienda separar las operaciones en los distintos segmentos de la cadena y someterlos a cada uno de ellos a reglas específicas según sus propias características.

Para cumplir con estas regulaciones, por ende, los participantes del mercado que tengan algún grado de integración vertical (Grupo ICE, empresas municipales y Cooperativas) deberán separar sus actividades. Esta separación, en teoría, puede darse bajo alguna de las siguientes modalidades:

- **Separación contable:** Se mantienen balances separados para cada una de las unidades de negocio. Esta es la forma más leve y menos efectiva de separación, que difícilmente resuelve los conflictos de interés identificados en la integración, por lo que no se recomienda.
- **Separación operativa o funcional:** Cada unidad de negocios opera con una gestión separada y toma decisiones con independencia entre sí y con sistemas de información separados. Sin embargo, no requiere un consejo de administración independiente.
- **Separación legal:** Las unidades de negocio deben separarse en entidades jurídicas distintas, con consejos de administración independientes, gestión separada y toma de decisiones totalmente separadas con respecto a la operación.

¹⁰ Sobre este tema, ver: Comisión Europea. (s.f.). Servicios de interés general. Recuperado de https://ec.europa.eu/info/topics/single-market/services-general-interest_es

- **Sistema de operador independiente (ISO):** Empresas que operan en generación o distribución tienen también titularidad sobre las redes, pero éstas están sometidas a una gestión independiente y supervisada por el regulador.
- **Separación patrimonial o estructural:** Implica una separación total. Los activos que participan en cada uno de los segmentos pertenecen a entidades totalmente independientes y separadas entre sí.

Sobre este punto se recomienda establecer una separación de tipo “legal” pero, a su vez, dotar al Regulador de la potestad para requerir el establecimiento de un operador independiente o incluso la separación patrimonial de ser necesario.

Obedeciendo a un criterio de realidad, se recomienda como parte de la discrecionalidad técnica del Regulador, permitir a modo de excepción la posibilidad de integrar las actividades de distribución y comercialización (de forma motivada y no-discriminatoria), así como determinar el grado de separación que debe mantener una empresa que se dedique a ambas actividades.

TERCERA RECOMENDACIÓN: MODIFICACIONES A LAS REGLAS PARA OPERAR EN EL MERCADO

Una consecuencia directa de la separación de los distintos segmentos y actividades es el establecimiento de las reglas de juego para desarrollarse en cada una de ellas, así como ciertas normas generales que aplicarían de forma transversal a todas ellas. Sobre el particular, se recomienda lo siguiente:

Garantizar el acceso abierto y no discriminando a la red eléctrica

La red de transmisión principalmente, pero también la de distribución, es un activo esencial de la industria eléctrica. Por ende, se recomienda implementar reglas claras de acceso que impidan al Operador o Gestor de las redes de Transmisión y distribución, manipular la disponibilidad de la red. Además, las reglas deben propiciar la transparencia en la información generada por el Operador de la Red, especialmente los datos

concernientes a la capacidad de la red y los efectos de las conexiones en la seguridad y regularidad del suministro. El Regulador tendrá potestades suficientes para requerir y analizar dicha información, para resolver los conflictos de acceso que se susciten y, en general para velar por el derecho de acceso y conexión.

Eliminar restricciones a la inversión

Las restricciones identificadas para la inversión, particularmente las basadas en la nacionalidad, no aportan ningún beneficio aparente al desarrollo de la actividad. Por el contrario, generan una pérdida de oportunidades para acceder a capital de riesgo para las inversiones futuras que requiera el sector.

Introducción de principios de competencia en la generación eléctrica y mecanismos de mercado

Es recomendable que, en donde sea posible, se introduzcan reglas que permitan la libre competencia como mecanismo de promover la eficiencia, lo cual redundará en beneficios para los usuarios. Con el nivel de desarrollo tecnológico actual esto es posible en los segmentos de generación y comercialización, los cuales deben ser mercados abiertos pero sujetos a regulación especial.

La principal reforma para ello es, entonces, eliminar la obligación que tienen los generadores de vender su energía a un comprador único (ICE) y permitir que se venda la misma a los distribuidores, a los grandes consumidores de forma directa, y a otros generadores por medio de un sistema de intercambio, para que éstos puedan cumplir con contratos o compromisos puntuales.

Para que esta apertura del mercado sea funcional, debe ir acompañada de reglas para crear un Mercado Mayorista Spot o “Bolsa” de energía, en el que generadores, comercializadores y grandes consumidores realicen transacciones libres para ofrecer su producción, cubrir sus posiciones y satisfacer sus necesidades de energía a corto plazo. Todo ello de la mano de un Operador del Mercado independiente, encargado de la liquidación de las compras de energía, el cual asegure la transparencia y la eficiencia económica del mercado.

Paralelamente, se deben fomentar las Subastas para generar Contratos de Compra de Energía (PPA)¹¹ de largo plazo entre participantes del mercado. La matriz

¹¹ Un acuerdo de compra de energía (PPA por sus siglas en inglés) es un acuerdo de suministro de electricidad a largo plazo entre dos partes, generalmente entre un productor de energía y un cliente (un consumidor de electricidad o distribuidor). El PPA define las condiciones del acuerdo, como la cantidad de electricidad a suministrar, los precios negociados, la contabilidad y las sanciones por incumplimiento. Los PPA se pueden utilizar para reducir los riesgos de precios de mercado, razón por la cual son frecuentemente implementados por grandes consumidores de electricidad para ayudar a reducir los costos de inversión asociados con la planificación u operación de plantas de energía renovable.

prácticamente renovable que tiene el país crea las condiciones óptimas para el florecimiento de este tipo de contratos, pues los pocos costos variables de la energía renovable permiten planificar la producción a largo plazo y que las transacciones entre partes se acuerden a precios fijos.

De forma coherente con esta apertura, se recomienda además eliminar las restricciones para la participación en el mercado (tanto las cuotas como los límites de capacidad) que actualmente restringen a los generadores privados e impiden el crecimiento del mercado, generando además capacidad ociosa.

Parte del propósito de abrir el mercado de generación también es involucrar otras fuentes renovables más baratas que se traduzcan en una reducción de las tarifas para los usuarios. En esa línea, se debe favorecer la realización de distintas transacciones por varios participantes distintos, aún “no-tradicionales”. A modo de ejemplo, una posible oportunidad de negocio se podría dar con la generación de fuentes estacionales que demuestren ser útiles y seguras, como el bagazo de la caña de azúcar. De esta manera, empresas cañeras cuya actividad principal no es la producción de energía, en cierta época del año podrían producirla para su venta y generar contratos de futuros o swaps con consumidores o comercializadores interesados en cubrirse de riesgos futuros de escaladas de precios.

Otra recomendación es **permitir a los generadores privados vender su energía ociosa en el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano (MER)**. Para introducir esta posibilidad en nuestro país, no es necesario implementar cambios sustanciales sino tan solo modificar la Ley N°9004 por la cual Costa Rica limitó la participación en el MER a las empresas del Grupo ICE.

Regulaciones especiales para el segmento de transmisión

Según se indicó, el servicio de transmisión eléctrica es un monopolio natural. De ahí que surge la necesidad de regularlo de forma específica para integrarlo con el resto del sistema y promover la eficiencia en el sector.

Un primer aspecto por considerar es la emisión de reglas de acceso a la infraestructura, para garantizar un ingreso no-discriminatorio a los activos necesarios para transportar la energía. Así, se deben establecer las reglas mediante las cuales los distintos actores accederán a esta facilidad esencial, y la forma de determinar el precio del peaje a pagar.

Adicionalmente, se deberá establecer un Operador del Sistema Eléctrico Independiente y moderno para gestionar la red de transmisión, para programar la capacidad de generación en función de la demanda y para guiar la inversión en mejoras tecnológicas y ampliación de la red de transmisión (*Smart Grids*), siempre bajo principios de proporcionalidad.

Este operador podrá ser un Operador del Sistema independiente (ISO) o bien una entidad legal específicamente creada para ello, dependiendo del nivel de separación que se elija al implementar la segunda recomendación de este informe (“separación de actividades”). Consecuentemente, se debe sacar al Centro Nacional del Control de la Energía (CENCE) de la estructura administrativa del ICE a la que pertenece actualmente y dotarlo de independencia y personalidad propia. Además, el Operador del Sistema (quien equilibra técnicamente la oferta y la demanda en tiempo real) debe ser independiente del Operador del Mercado eléctrico, en virtud de la distinta naturaleza de sus funciones.

Adicionalmente, podría considerarse la posibilidad de dejar previsto en la Ley un esquema para permitir la competencia “por” el mercado en la transmisión mediante Asociaciones público-privadas (APP) concursadas en los que la empresa privada participe para la inversión, mantenimiento, ampliación o inclusive la operación de las redes de transmisión. Esto no se identifica como una necesidad inmediata, ya que a diferencia de otros países que experimentaron procesos de reforma, Costa Rica sí cuenta con una amplia red de transmisión, pero no se descarta que en el futuro puedan darse necesidades de ampliación o modernización que requieran de inversiones significativas. El ISO o el Regulador serían los encargados de gestionar los concursos y adjudicar los contratos.

Regulaciones para el segmento de distribución

La actividad de distribución también posee las características de monopolio natural por lo que, al igual que la transmisión, podría mantenerse como servicio público, sujeta a determinadas reglas específicas de operación.

La regulación adecuada de este segmento es clave para permitir que los beneficios de la reforma alcancen al consumidor residencial y no solo a los grandes consumidores de electricidad. En ausencia de un segmento de distribución dinámico y eficiente gran

parte de las eficiencias del sector no llegarán a los pequeños consumidores de energía que, a diferencia de los grandes consumidores, no tendrían la opción de elegir a su proveedor (dados los costos de transacción que esto representa) ni de negociar mejores tarifas por altos volúmenes de compra.

Como un primer aspecto, en lugar de delimitar por Ley las zonas geográficas de servicio para cada distribuidora, se recomienda establecer la posibilidad del Regulador de definir las (tomando como punto de partida la forma en que actualmente se presta el servicio). Así, estas áreas podrían ser ajustadas por el regulador para adaptarse a las necesidades de la población, los niveles de consumo de los usuarios, y los cambios futuros que puedan darse en el mercado. Esto, acompañado de los correspondientes mecanismos de compensación entre las distintas distribuidoras cuyas áreas de servicio se vean afectadas.

Asimismo, en este segmento también podría considerarse el establecimiento de Alianzas Público-Privadas (APPs) o bien concesiones de servicio público, con el fin de satisfacer futuras necesidades de inversión.

Dentro de los procedimientos de fijación de las tarifas como punto de partida, se recomienda que en una eventual reforma las tarifas de este segmento se fijen inicialmente conforme a un modelo de Competencia Comparativa o *Yardstick Regulation*. Con esto, se simularán condiciones de competencia para eliminar –al menos hasta cierto punto– los efectos del “mini” monopolio natural que se presenta en este segmento.

Apertura a la competencia del segmento de comercialización

En sistemas más desarrollados, la comercialización implica una intermediación entre la oferta y la demanda de energía, por la cual el comercializador representa a los grandes consumidores en el mercado, negociando con los distintos generadores y ofreciéndole a los consumidores soluciones o paquetes energéticos personalizados y adaptados a sus necesidades a partir de una gama de fuentes disponibles, lo que aporta un valor agregado importante para el consumidor.

Así, es posible abrir el mercado y permitir que distintas empresas compitan para realizar estas tareas, sirviendo inclusive como agregadores de demanda capaces de fortalecer la capacidad negociadora de los consumidores frente a los generadores.

CUARTA RECOMENDACIÓN: MODIFICACIONES AL SISTEMA DE REGULACIÓN DE TARIFAS

Según se adelantó, se recomienda alejarse del principio de regulación por tasa de retorno y optar por mecanismos de regulación por incentivos. Ahora bien, experiencias en este y otros mercados han demostrado que los avances tecnológicos pueden modificar las necesidades del sector, a veces de forma disruptiva. Por ello, **se recomienda adoptar modelos flexibles de regulación que permitan adaptarse en el tiempo sin tener que acudir frecuentemente a cambios legales que, por su naturaleza, son de adopción más lenta.**

Por ello, en lugar de fijar de forma permanente alguna opción regulatoria determinada, se recomienda prever por Ley un elenco de posibles modelos de regulación y los principios que se deben seguir para elegir entre ellas, dotando de facultades suficientes al Regulador para elegir la metodología que considere adecuada según las condiciones del mercado lo recomienden en un momento dado. Con ello, se optaría por un esquema menos rígido de regulación que permita adaptarse a los avances tecnológicos y necesidades futuras del mercado sin necesidad de acudir a modificaciones legislativas.

La Ley, además, podría determinar los criterios que debe seguir el Regulador en esta elección, privilegiando aquellos esquemas en donde el costo de la regulación sea el menor posible, y que generen incentivos que estén alineados con las políticas regulatorias del momento.

Como punto de partida, se recomienda establecer los siguientes modelos:

- Libertad de competencia y de fijación de precios en los segmentos de generación y comercialización.
- Regulación por precio máximo en el segmento de transmisión, sea RPI-X o empresa modelo. De estos dos, el RPI-X pareciera ser menos complejo de implementar (al menos inicialmente).
- Regulación por comparación (*yardstick*) en el segmento de distribución.

Otra novedad que se puede incluir en la Ley es el “Arbitraje tarifario”, como mecanismo para compensar las asimetrías en la información. Este mecanismo operaría en situaciones en que las partes interesadas deban negociar un precio o tarifa. A falta de un acuerdo, la tarifa podría ser definida por un tercero (que podría

ser el propio regulador). Este tercero elige una de las dos posiciones planteadas, pero no puede optar por una opción intermedia. Este sistema genera incentivos para que los regulados formulan propuestas razonables, ya que saben que si su postura no es razonable aumenta la probabilidad que elijan la otra.

**QUINTA RECOMENDACIÓN:
FORTALECIMIENTO DEL REGULADOR
Y MODIFICACIÓN AL PAPEL QUE DESEMPEÑA
EN LA INDUSTRIA**

Como se deriva de las recomendaciones anteriores, esta propuesta modifica sustancialmente el rol del regulador en el mercado, que trasciende las intervenciones actuales de fijación de tarifas y de estándares de calidad.

Es decir, la implementación de las anteriores recomendaciones generará también modificaciones en la ARESEP y nuevos retos para ella, convirtiéndolo en un verdadero Regulador del mercado al otorgarle potestades adicionales para determinar políticas regulatorias del sector y flexibilidad para ajustar las regulaciones con el paso tiempo.

Esto implica un fortalecimiento de las potestades y discrecionalidad del Regulador (sujeta a reglas claras y controles específicos), así como normas para

resguardar su institucionalidad e independencia, y así favorecer la competencia, velar por la seguridad del suministro y proteger los derechos de los usuarios. Una de las alternativas a valorar en ese sentido, es crear un órgano desconcentrado de ARESEP especializado en la regulación del sector eléctrico, similar a lo que ocurre con SUTEL en materia de telecomunicaciones; ello en virtud de la especial complejidad y características de este sector.

Una parte vital de la reforma, a nuestro juicio, es también dotar al regulador de potestades suficientes para cambiar de modelo regulatorio según las circunstancias (dentro de un marco de opciones preestablecidas por Ley). Esto permitirá ajustar las regulaciones al paso del tiempo, a las cambiantes necesidades del mercado, y sobre todo a los cambios tecnológicos que se avecinan. Lo anterior es reflejo de la nueva tendencia de *Regulación por objetivos*, la cual aporta dinamismo, flexibilidad y coherencia en la implementación de reglas para el mercado.

Esta flexibilidad también generará una permanente evaluación de resultados de los distintos modelos regulatorios adoptados, y revitalizará el debate sobre las alternativas que más convienen para el desarrollo del sector y de la economía del país en general.

SECCIÓN V: RESEÑA ESPECIAL SOBRE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD) es una actividad producto de la disrupción tecnológica. Básicamente, consiste en la generación desde varias fuentes pequeñas y descentralizadas, operadas por el propio usuario. Bajo esta actividad, el usuario se convierte en productor-consumidor (Prosumidor).

El reto de la regulación es potenciar la GD sin menoscabar la viabilidad del sistema de distribución vigente ni la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, cuyas inversiones deben ser recuperadas, evitándose así que sea el usuario final quien termine pagando los costos de este nuevo modelo.

En cualquier caso, las empresas distribuidoras tienen también el reto de adaptarse a las innovaciones tecnológicas, a la presencia de nuevos operadores que intermedian para ofrecer sistemas de ahorro y uso eficiente de la electricidad, y en general aprender a adaptarse a una demanda cada vez más decreciente de electricidad.

Es posible identificar algunas ventajas y desventajas que ofrece la GD. Entre las ventajas, además de las medioambientales evidentes, destacan:

- a. Menor costo de capital en sistemas de generación, transmisión y distribución, pues las unidades de GD sustituyen la capacidad de generación centralizada, y se reduce la necesidad de expandir el sistema de transmisión (Echevarría & Monge, 2017, p. 15).
- b. Redistribución de los riesgos financieros, dado que las inversiones asociadas con la GD no son asumidas por las empresas de servicios eléctricos, sino por el conjunto de actores que financian, compran y operan los sistemas de GD (Echevarría & Monge, 2017, p. 16).
- c. Seguridad energética, pues la instalación de unidades de generación a pequeña escala con tecnología solar o eólica dispersas en un territorio amplio, reducen la variabilidad y la incertidumbre en la disponibilidad del recurso energético (Echevarría & Monge, 2017, p. 16).

- d. Puede generar beneficios sociales valiosos, porque facilita y estimula la concientización y participación de los consumidores en estrategias de implementación de medidas de eficiencia energética (Echevarría & Monge, 2017, p. 17).

Entre las desventajas, la principal de ellas es de naturaleza económica. Ante un aumento de la generación para autoconsumo, se da una consecuente disminución en las ventas de electricidad por parte del sistema eléctrico tradicional. Para las empresas de distribución, naturalmente la GD implica un riesgo financiero pues la mayor proporción de los costos del servicio de distribución eléctrica son costos fijos, es decir, no varían con el nivel de consumo de electricidad. Por ello, las reducciones en las ventas no derivan en reducciones significativas de costos para estas empresas.

Ante el modelo de fijación tarifaria de “servicio al costo” que opera hoy día en Costa Rica, en el supuesto de una penetración masiva de GD, las tarifas tenderían a aumentar en proporción a la disminución del consumo y de las ventas, trasladando al consumidor un peso adicional en la factura eléctrica.

Tal y como sugiere el BID en su Informe *La Generación Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y Desafíos* (que utilizamos como base de la presente Propuesta), la Regulación de la GD tiene por objetivo democratizar la generación eléctrica, pero encontrando un equilibrio entre los intereses de los actores tradicionales de los sistemas de electricidad y los intereses de los prosumidores actuales o potenciales (2017, p. 20).

Bajo el esquema regulatorio actual del sector eléctrico (con un cuasi-monopolio verticalmente integrado), las siguientes son nuestras recomendaciones específicas que se relacionan con la actividad de GD:

- a. **Declarar la GD como un servicio económico de interés general**, al igual que se propone para la actividad de generación tradicional.
- b. **Reestructurar el modelo tarifario**, para reconocer los potenciales costos y beneficios impulsados por la GD para remunerar equitativamente

la distribución, a la vez que tiene la responsabilidad de incentivar a las Distribuidoras a integrar la GD, de acuerdo con los objetivos de la política energética. Un modelo de *Yardstick Regulation* o de *Price cap* (con algunos ajustes) pueden ser adecuados para la actividad de distribución aplicable a la GD.

c. Eliminación de barreras de entrada.

Actualmente el prosumidor puede retirar de la red de distribución hasta un máximo del 49% de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual. Una parte considerable de la energía que generan se desperdicia. Dentro del enfoque regulatorio que se recomienda esta restricción deja de tener sentido.

Asimismo, la limitación de la capacidad máxima instalada en un 15% de la demanda anual en un mismo circuito, debe ser ampliada a lo técnicamente necesario para garantizar la seguridad del suministro. La ARESEP como regulador debe revisar la consistencia de los estudios que así lo estipulen. Además, se debe considerar la alternativa de fijar límites que sean proporcionales a las características de cada zona o circuito y que los estudios para determinar esos límites sean financiados en partes iguales por el Estado como rector del sector, la empresa distribuidora y el cúmulo de Prosumidores interesados en instalar centrales de generación locales para GD.

d. Reglas técnicas de acceso. Esta recomendación implica crear una regulación técnica sobre las condiciones que deben cumplirse para que el prosumidor pueda conectarse a las redes, con

miras a garantizar la seguridad del sistema. Se recomienda que la fijación de esas reglas provenga del Regulador y que sea este quien dirima los eventuales conflictos de acceso a la red.

Ahora bien, en caso de adoptarse las reformas sugeridas en las secciones previas para liberalizar las actividades de generación y comercialización, así como separar las actividades verticalmente integradas, se sugiere adoptar una regulación para la GD basada en un Principio de Libre Acceso y No-discriminación a las redes de distribución por parte de los Prosumidores.

Para ello, primero es necesario calificar la actividad de Generación distribuida como un “Servicio Económico de Interés General”, en el mismo sentido que se expuso arriba, a efectos de no sujetar la actividad a concesiones del Estado y otras barreras burocráticas de entrada al mercado.

En segundo lugar, conforme a los principios de Regulación Inteligente plasmados anteriormente, conviene que la Ley se limite a definir los objetivos de la GD y se delegue en el Regulador la regulación de las condiciones técnicas para su prestación, las modalidades de prestación, así como la metodología tarifaria a utilizar.

Por otra parte, para potenciar de manera efectiva la GD se propone permitir las 3 modalidades principales de GD: medición neta (*net metering*), facturación neta (*net billing*) y venta de energía (tanto venta total como venta de excedentes), de manera que sea el Prosumidor quien elija la modalidad de su preferencia y que inclusive –respetando procedimientos y plazos mínimos que den seguridad jurídica– pueda trasladarse de una modalidad a otra. La estructura tarifaria para estas modalidades está intrínsecamente ligada a la tarifa que operaría en el supuesto de un mercado liberalizado como el propuesto.

CONCLUSIÓN

Los precios de la electricidad y su impacto en la competitividad del país han sido motivo de preocupación en los últimos años. Los esfuerzos de solución, sin embargo, se han concentrado en buscar formas de producir electricidad a mejor costo bajo el esquema actual, y son pocos los estudios que analizan el impacto que tienen las regulaciones sobre la situación actual.

Con el fin de formular aportes en esa dirección, este estudio se planteó como propósito identificar las principales barreras regulatorias que interfieren con la competencia y la eficiencia en el sector, así como formular propuestas de reforma específicamente dirigidas a la búsqueda de un modelo más eficiente.

El diseño de las regulaciones actuales obedece a una realidad histórica distinta, en la que la prioridad era crear infraestructura para asegurar la mayor cobertura posible y un servicio de calidad. Este objetivo fue plenamente cumplido, ya que a julio 2017, el país contaba con un índice de cobertura eléctrica nacional de 99,4% (ICE, 2017, p. 1).

Con el paso del tiempo, y cumplidos los objetivos planteados inicialmente, el entorno económico ha cambiado radicalmente, surgiendo la necesidad de buscar competitividad y eficiencia como vía de apoyar el desarrollo del país. Adicionalmente, nuevas tecnologías han disrumpido el desarrollo normal del sector imponiendo nuevas necesidades.

Numerosos países en el mundo han realizado procesos de reforma, algunos de ellos hace ya varias décadas. Las regulaciones de nuestro país no se han ajustado a los nuevos paradigmas. En el momento actual no solo es más evidente la necesidad de reforma, sino que además se presenta la oportunidad de analizar las experiencias reales en otros países y aprender de ellas, para aprender de sus aciertos y sus errores, extraer las mejores prácticas ya probadas en la realidad e incorporarlas a nuestra legislación.

A modo de resumen, las propuestas de regulación giran en torno a los siguientes elementos:

- a. Separación vertical de los distintos segmentos de la industria.
- b. Implementación de reglas estrictas que garanticen el acceso a redes e impidan discriminaciones odiosas así como la manipulación de la disponibilidad de la red.
- c. Abandonar la noción subjetiva de “servicio público”, declarando como “Servicio Económico de Interés General” los segmentos de la industria que no sean monopolio natural.
- d. Promoción de la competencia en los segmentos en donde esta sea posible, y regulación por incentivos en las que se mantengan como monopolio natural.
- e. Fortalecer al Regulador, cambiando su rol en el mercado y otorgándole mayores potestades. Además, dotarlo de la posibilidad de adaptar los modelos regulatorios con el paso del tiempo.
- f. Regulación especial para la Generación Distribuida.

Competencia y regulación no son conceptos excluyentes. Es decir, promover la competencia no implica abandonar el rol de regulador del Estado. Por el contrario, la regulación estatal debe direccionar a todos los actores del mercado hacia la libre competencia, e intervenir donde esta no sea posible, de manera que se generen eficiencias económicas que se materialicen en servicios a mejores precios y de mejor calidad para los usuarios.

Entre los posibles abordajes al tema de la eficiencia en el sector, modificar las regulaciones es ciertamente lento de implementar. Sin embargo, si los cambios se hacen de forma adecuada podrán generar una solución más significativa, efectiva y duradera.

BIBLIOGRAFÍA

- Anaya, K. y Pollit, M. (2014). Integrating Distributed Generation: Regulation and Trends in Three Leading Countries. *Energy Policy* 85, Cambridge University, Advance online publication. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.04.017
- ARESEP. Resolución número RJD-135- 2013 de 24 de octubre de 2013.
- ARESEP. Resolución número RRG-153-2017 de 11 de mayo de 2017.
- Arrieta, E. (2019, 31 octubre). Empresarios y diputados presionan a Carlos Alvarado por electricidad más barata. *La República*. Recuperado de: <https://www.larepublica.net/noticia/empresarios-y-diputados-presionan-a-carlos-alvarado-por-electricidad-mas-barata>
- Baldwin, R.; Cave, M. y Lodge, M. (2019). *Understanding regulation: Theory, Strategy, and Practice*. Oxford University Press.
- Banco Mundial. (2014). *Doing Business 2015: Going Beyond Efficiency*. Recuperado de: <http://www.doingbusiness.org/~media/GIAWB/Doing%20Business/Documents/Annual-Reports/English/DB15-Full-Report.pdf>
- Bustos, A. y Galetovic, A. (2002). Regulación por Empresa Eficiente: ¿Quién es realmente usted? *Estudios Públicos*, 86, 145-182. Recuperado de: https://www.cepchile.cl/cep/site/artic/20160304/asocfile/20160304092949/rev86_bustosgaletovic.pdf
- Comisión Europea. (s.f.). *Servicios de interés general*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/info/topics/single-market/services-general-interest_es
- Comisión Reguladora de la Energía de México. Resolución número RES/142/2017 “Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida”. Recuperado de: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017
- Contraloría General de la República de Costa Rica. Informe N°DFOE-AE-IF-00008-2019 del 22 de julio de 2019. “Informe de la auditoría operativa coordinada sobre energías renovables en el sector eléctrico”.
- Echevarría, C. y Monge, G. (2017). La Generación Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y Desafíos. *Monografías BID*, 9-71. Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Generaci%C3%B3n-distribuida-para-autoconsumo-en-Costa-Rica-Oportunidades-y-desaf%C3%ADos.pdf>
- Eggers, W. y Turley, M. (2018). El futuro de la regulación: Principios para regular tecnologías emergentes. *Deloitte Insights*, 2-25. Centro de ideas para el Gobierno de Deloitte. Recuperado de: [https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/pe/Documents/risk/Futuro%20de%20la%20regulaci%C3%B3nRevII%20\(002\).pdf](https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/pe/Documents/risk/Futuro%20de%20la%20regulaci%C3%B3nRevII%20(002).pdf)
- Estache, A. y Rossi, M. (2004). Have Consumers Benefited from the Reforms in the Electricity Distribution Sector in Latin America? *World Bank Policy Research Working Paper* N° 3420, 1-33. Recuperado de: <https://ssrn.com/abstract=625298>
- Garza, J. (2019, 12 agosto). “Regulación limita inversiones en paneles solares”: vocero de Acesolar. Recuperado de: <https://www.larepublica.net/noticia/regulacion-limita-inversiones-en-paneles-solares-vocero-de-asesolar>
- Gaspar Ariño. (1993). *Economía y Sociedad*. Madrid: Marcial Pons.
- Gugler, K.; Liebensteiner, M. y Schmitt, S. (2014). Vertical Disintegration in the European Electricity Sector: Empirical Evidence on Lost Synergies. *Vienna University of Economics and Business, Research Institute for Regulatory Economics*. Recuperado de: www.wu.ac.at/fileadmin/wu/d/ri/regulation/Gugler_et_al_2014_Vertical_Disintegration_WU_Working_Paper.pdf
- Helm, D. y Jenkinson, T. (1998). *Competition in Regulated Industries*. New York: Oxford University Press.
- Hernández, C. (2018). *Reforma Energética-Electricidad*. México: FCE.
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2017). *Índice de cobertura eléctrica 2017*. Recuperado de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/t10261169-f251-465d-9b95-0b17c7baa49e/Cobertura+2013.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1453148700496>
- Joskow, P. (2008). Lessons Learned from Electricity Market Liberalization. *Energy Journal*, 9-43.
- Jouralev, A. (s.f.). Acceso a la información: Una tarea pendiente para la regulación latinoamericana. *CEPAL – SERIE Recursos Naturales e Infraestructura*, 59, 5-74. Recuperado de: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6420/1/S038522_es.pdf
- KPMG. (2016). *Oportunidades en el sector eléctrico en México*. Recuperado de: <https://home.kpmg/content/dam/kpmg/mx/pdf/2016/10/DEmx-opportunidades-sector-electrico.pdf>
- Loría, M. y Martínez, J. (2017). *El sector eléctrico en Costa Rica. Serie Visión Costa Rica, PV-01-17, 1-30. Academia de Centroamérica*. Recuperado de: <https://www.academiaca.or.cr/wp-content/uploads/2017/05/El-sector-ele%C3%81ctrico-en-Costa-Rica.pdf>
- Maljar, D. (1998). *Intervención del Estado en la Prestación de Servicios Públicos*. Buenos Aires, Argentina: Editorial Hammurabi.
- Planas, M.A. (2019, 26 marzo). *La matriz energética de Colombia se renueva*. Recuperado de: <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>
- Mirrlees-Black, J. (2014). *Reflections on RPI-X Regulations in OECD Countries*. London: Centre for Competition and Regulatory Policy (CCRP).
- Moreno, L.F. (2012). *Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina: La convergencia entre libre competencia e intervención estatal*. Nueva edición [en línea]. Bogotá: Universidad Externado de Colombia. Recuperado de: <http://books.openedition.org/uec/125>
- Nance, P. (2018). Resultados Iniciales de la reforma en el sector de la energía eléctrica en México, 2013-18. *La nueva reforma energética de México*, ed. Duncan Wood, Wilson Center. pp. 113-158. Recuperado de: https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/la_nueva_reforma_energetica_de_mexico.pdf
- OCDE. (2016). *Estudios Económicos de la OCDE: Costa Rica*. Recuperado de: <https://www.comex.go.cr/media/5221/estudio-econ%C3%B3mico-de-costa-rica-2016.pdf>
- OCDE. Recomendación del Consejo de la OCDE sobre la separación estructural de las industrias reguladas, aprobada por el Consejo de la OCDE el 26 de abril de 2001 [C(2001)78/FINAL - C/M(2001)9/PROV], reformada el 13 de diciembre de 2011 -[C(2011)135 - C(2011)135/

- CORR1 - C/M(2011)20/PROV] y el 23 de febrero de 2016 [C(2016)11 - C/M(2016)3]. Recuperado de: www.oecd.org/daf/competition/OECD-Recommendation-on-Structural-separation-regulated-industries.pdf
- OECD. (2016). *Structural separation in regulated industries: Report on implementing the OECD recommendation*.
- OECD. (2018). *OECD Regulatory Policy Outlook 2018*. Paris: OECD Publishing. Recuperado de: <https://doi.org/10.1787/9789264303072-en>
- Paricio, E. (2013). El concepto europeo de servicio de interés general y los servicios municipales. *Cuadernos de Derecho Local*, núm. 32, junio, 103-116. Recuperado de: https://repositorio.gobiernolocal.es/xmlui/bitstream/handle/10873/1450/10_PARICIO_P103_116_QDL_32.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Picciariello, A. (2015). *Impact of Economic Regulation on Distributed Generation Integration in Electricity Distribution Grids*, Doctoral Thesis. Comil-Pontifical University, Delft University of Technology, and KTH Royal Institute of Technology. Recuperado de: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:859675/FULLTEXT02>
- Pittman, R. (2001). *Vertical Restructuring of the Infrastructure Sectors of Transition Economies*. US Dept. of Justice Discussion Paper No. EAG 01-7. Recuperado de: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.286290>
- Procuraduría General de la República de Costa Rica. Dictamen No. C-416-2014 del 24 de noviembre de 2014.
- Procuraduría General de la República de Costa Rica. Dictamen No. C-165-2015 del 25 de junio de 2015.
- Procuraduría General de la República. Dictamen número C-120-2001 de 3 de setiembre de 2001.
- Procuraduría General de la República. Dictamen número C-239-2018 de 19 de setiembre de 2018.
- Recio, P. (2017, 7 junio). Dos empresas eléctricas se disputan clientes de cuatro cantones de Heredia. Recuperado de: <https://www.nacion.com/el-pais/servicios/dos-empresas-electricas-se-disputan-clientes-de-cuatro-cantones-de-heredia/ZYDR3IYEOBDD7KGIQVVR3TRUTQ/story/>
- Révolo, M. (s.f.). Regulación de la Distribución. *Programa Avanzado de Regulación en el Sector Eléctrico*. Comisión de Integración Energética Regional, Montevideo. Recuperado de: <http://qualitaslearning.com/wc/t/A8RRVNYW/PPGND%20CURSO%202020Revol%20Final.pdf>
- Sandoval, J.F. y Li, F. (2015). El Modelo de Regulación Tarifaria para el Servicio de Electricidad y el Costo de la Energía Eléctrica en Costa Rica. *Revista Nacional de la Administración*, Vol. 6, julio-diciembre.
- Santa María, M.; Von Der Fehr, N.; Millán, J.; Benavides, J.; Gracia, O. y Schutt, E. (2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: Características, evolución e impacto sobre otros sectores. *Cuadernos Fedesarrollo*, 30, 1-50. Recuperado de: https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/171/CDF_No_%2030_Octubre_2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Sequeira, J. y Zolezzi, S. (2018, 22 de febrero). EE.UU., México y Colombia son nuestra competencia mayor en tarifas eléctricas. *La Nación*.
- Soto, G. (2009). Regulación por precios tope. *Economía*, Vol. XXXII N°63, 79-102. Recuperado de: <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/economia/article/view/1014>
- Steiner, F. (2000). Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry. *OECD Economics Department Working Papers No. 238, ECO/WKP(2000)11*, 5-39. Recuperado de: https://read.oecd-ilibrary.org/economics/regulation-industry-structure-and-performance-in-the-electricity-supply-industry_880084226021#page1
- Tornos, J. (2016). El concepto de servicio público a la luz del derecho comunitario. *Revista de Administración Pública*, ISSN-L: 0034-7639, núm. 200, mayo-agosto.
- Zolezzi, S. (2019). Electricidad en Costa Rica. CINDE. Recuperado de: <https://www.crhoy.com/economia/tarifas-electricas-industriales-de-costa-rica-casi-triplican-a-las-de-ee-uu/>
- Zurimendi, A. (2017). Integración vertical en el mercado eléctrico español., *InDret Revista para el análisis del derecho*, 3/2017, 2-22. Recuperado de: <http://www.indret.com/pdf/1321.pdf>

Legislación de los Estados Unidos Mexicanos:

Ley de la Industria Eléctrica. Recuperado de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf

Legislación de Colombia:

Ley 142 y Ley 143 de 1994.

Legislación de la República de Costa Rica:

Ley N°276 “Ley de Aguas”.

Ley N°449 “Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad”.

Ley N°5961 “Declara interés público recursos geotérmicos”.

Ley N°7200 y sus reformas (Ley 7508) “Ley de Generación autónoma o paralela”.

Ley N°7593 “Ley de Creación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)”.

Ley N°7789 “Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia ESPH”.

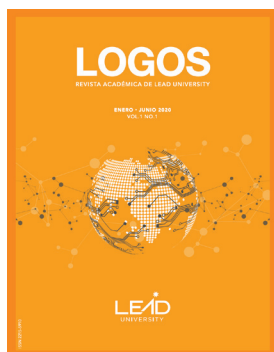
Ley N°7799 “Reforma Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago JASEC”.

Ley N°7848 “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo”.

Ley N°8345 “Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional”.

Ley N°8723, “Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la generación Hidroeléctrica”.

REVISTA ACADÉMICA LOGOS

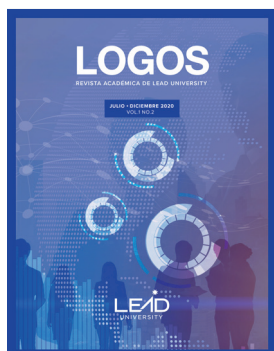


Vol 1. No.1

Primera revista académica cosechada a nivel nacional e internacional en el repositorio de acceso abierto Kimuk.



Lea el código QR con la cámara de su smartphone para acceder la revista.



Vol 1. No.2

Primera revista académica de una universidad privada en ser cosechada en el Repositorio Nacional de Costa Rica.



Lea el código QR con la cámara de su smartphone para acceder la revista.

SERIE DE INVESTIGACIONES



COSTA RICA: UN PROCESO DE APERTURA INCONCLUSO. ANÁLISIS DE ECONOMÍA POLÍTICA DE LA APERTURA COMERCIAL Y EPISODIOS REVELADORES

Ricardo Monge González y Luis Rivera



Lea el código QR con la cámara de su smartphone para acceder la investigación.



LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS): ALINEAMIENTO Y AVANCE DE EMPRESAS CON PRESENCIA EN COSTA RICA

Roxana Víquez S. e Irene Víquez S.



Lea el código QR con la cámara de su smartphone para acceder la investigación.



WWW.ULEAD.AC.CR

INFO@ULEAD.AC.CR +506 4000-LEAD