

SERIE
DEBATES DE POLÍTICA PÚBLICA
No. 1

PROPUESTA PARA UNA MEJOR REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COSTA RICA

Uri Weinstok

JULIO 2020



The logo for LEAD UNIVERSITY. It features the word "LEAD" in a bold, sans-serif font, with a small star above the letter "A". Below "LEAD" is the word "UNIVERSITY" in a smaller, all-caps, sans-serif font.

338.4
W424p

Weinstok, Uri

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

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

ISBN: 978-9930-589-04-5

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:

FONDO
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

LISTA DE CUADROS	3
LISTA DE GRÁFICOS	3
AGRADECIMIENTOS.....	4
ACERCA DEL AUTOR.....	4
RESUMEN EJECUTIVO	5
INTRODUCCIÓN.....	7
SECCIÓN I: GENERALIDADES SOBRE LAS REGULACIONES AL SECTOR	9
SECCIÓN II: MODELO REGULATORIO VIGENTE EN COSTA RICA	11
I. ENERGÍA ELÉCTRICA COMO SERVICIO PÚBLICO	12
II. ESTRUCTURA DEL MERCADO	13
A. Generación: Competencia limitada con múltiples barreras	14
B. Transmisión: Un monopolio natural.....	16
C. Distribución y Comercialización: “mini-monopolios” naturales	17
D. Mercado eléctrico internacional: Monopolio en la exportación e importación.....	18
III. REGULACIÓN TARIFARIA POR TASA DE RETORNO (“SERVICIO AL COSTO”).....	18
SECCIÓN III: MODELOS REGULATORIOS COMPARADOS Y MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES	19
I. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LAS REFORMAS EN EL SECTOR.....	20
II. ESTRUCTURA DEL MERCADO. MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES RECOMIENDAN LA SEPARACIÓN VERTICA	20
III. REGULACIÓN TARIFARIA. DE LA REGULACIÓN POR TASA DE RETORNO A LA REGULACIÓN POR INCENTIVOS	22
A. Regulación por costo de servicio (o tasa de retorno)	22
B. Regulación de precio tope (Price cap)	22
C. Regulación por comparación (<i>Yardstick</i>)	24
D. Regulación por empresa modelo o empresa eficiente	24

IV. CASOS DE MUESTRA: EXPERIENCIAS DE MÉXICO Y COLOMBIA	25
A. El caso de México y la Reforma Energética de 2014	25
B. El modelo colombiano y sus mecanismos de mercado	28
SECCIÓN IV:	
PROPUESTAS REGULATORIAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO COSTARRICENSE	30
Primera recomendación: Declarar la generación y transmisión de energía eléctrica como “Servicio Económico de Interés General”, abandonando la noción subjetiva de servicio público...	30
Segunda Recomendación: Separación de actividades (<i>Unbundling</i>).....	31
Tercera Recomendación: Modificaciones a las reglas para operar en el mercado	32
Cuarta Recomendación: Modificaciones al sistema de regulación de tarifas	36
Quinta recomendación: Fortalecimiento del regulador y modificación al papel que desempeña en la industria.....	37
Sexta Recomendación: Regulación de la generación distribuida.....	37
SECCIÓN V:	
GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) E INNOVACIONES TECNOLÓGICAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO COSTARRICENSE	37
I. CONCEPTO Y CARACTERÍSTICAS	38
II. VENTAJAS Y DESVENTAJAS	38
III. REGULACIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COSTA RICA.....	39
IV. PRINCIPIOS FORMALES DE UNA REGULACIÓN INTELIGENTE PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (<i>SMART REGULATION</i>)	40
V. REFORMAS SUGERIDAS PARA UNA REGULACIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COSTA RICA (BAJO EL ESQUEMA MONOPÓLICO ACTUAL)	41
A. De servicio público a servicio económico de interés general.....	41
B. Reestructuración del Modelo tarifario.....	41
C. Eliminación de restricciones injustificadas y barreras de entrada	42
D. Reglas técnicas para el acceso del prosumidor a las redes.....	43
VI. REFORMAS SUGERIDAS PARA UNA REGULACIÓN ÓPTIMA DE LA GD EN COSTA RICA (BAJO EL MODELO DE REFORMA PROPUESTO)	43
CONCLUSIÓN.....	45
BIBLIOGRAFÍA	48

LISTA DE CUADROS

CUADRO 1:	17
Número de abonados por empresa. Diciembre 2018	
CUADRO 2:	25
Regulación por tasa de retorno vs. Regulación por incentivos	

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1:	8
Índice de regulaciones de mercados	
GRÁFICO 2:	14
Estructura del mercado eléctrico	
GRÁFICO 3:	23
Uso de RPI-X en países OCDE (al 2014)	

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a Daniel Rodríguez y Valeria Garro sus aportes y apoyo en las labores de investigación. Se agradece también a Alden Kitson y a Pamela Sittenfeld por sus valiosas sugerencias y comentarios sobre las primeras versiones del documento.

ACERCA DEL AUTOR

Uri Weinstok es experto en materia de Competencia, Regulación y áreas afines. Fue presidente de la Autoridad de Competencia de Costa Rica (COPROCOM), y es consultor internacional para La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), el Banco Mundial y para la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD). Licenciado en Derecho de la Universidad de Costa Rica, y obtuvo un Diploma de postgrado en Derecho de la Competencia del King's College de la Universidad de Londres.

RESUMEN EJECUTIVO

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 Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (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 compete 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.

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 típico de la época de la postguerra, anterior a las reformas sustantivas realizadas a nivel internacional a finales del siglo pasado. Este 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.

Por otra parte, 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 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.

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 efectiva y duradera.

INTRODUCCIÓN

Por medio de las regulaciones, el Estado interviene en determinadas actividades económicas para alcanzar un fin de interés público. Por lo general, persiguen diversos objetivos socialmente justificados, tales como rectificar fallas del mercado, reducir barreras al comercio, garantizar uniformidad en las reglas de juego, asegurar la seguridad al consumidor, eliminar asimetrías y otros.

Sin embargo, es común observar regulaciones que limitan y restringen excesivamente el dinamismo de los mercados, generando consecuencias directamente opuestas a las deseadas. Esto se da, por ejemplo, estableciendo barreras de entrada, reforzando el poder de mercado, generando desigualdades y, en general, desincentivando la eficiencia.

Estas limitaciones regulatorias 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. Es decir, las consecuencias no deseadas de muchas regulaciones son costosas para la sociedad. No es de extrañar, en este contexto, que en nuestro país las tarifas de los servicios regulados tienden a crecer más que los de fijación libre (OCDE, *Estudios Económicos de la OCDE: Costa Rica*, 2016).

Desafortunadamente, estas restricciones son pocas veces analizadas y sus efectos en la economía son frecuentemente excluidos de las discusiones sobre políticas públicas. Según el Banco Mundial (2014), esto se debe, al menos parcialmente, a que las regulaciones afectan normalmente las partes menos visibles de la economía (en comparación, por ejemplo, a las políticas fiscal, monetaria, etc.) (p. v). Por ello, son rara vez consideradas a pesar de su rol crítico (p. v).

En años recientes, algunos gobiernos y organizaciones internacionales han puesto mayor atención a este tema. Por ejemplo, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) ha identificado que el “ciclo de vida” de las regulaciones frecuentemente se mantiene incompleto, ya que usualmente los esfuerzos se concentran en el diseño de leyes y reglamentos, pero casi nunca se analizan su impacto, ni se evalúan si los objetivos de la regulación se cumplen y si se mantienen a lo largo del tiempo (OECD, 2018, p. 17).

Por ello, no es de extrañar que el entorno regulatorio del país tenga importantes puntos de mejora. De hecho, una reciente evaluación realizada por la OCDE estima que:

“La competencia en Costa Rica es débil. Las regulaciones del mercado de productos son estrictas, existen extensas exenciones a las leyes antimonopolio, el control estatal en muchos sectores es alto y las barreras para emprendimiento son grandes. Las ganancias potenciales en productividad y crecimiento son sustanciales. La mejora de las regulaciones del mercado de productos en Costa Rica podría aumentar el PIB per cápita en 5.3%, y también reduciría las desigualdades.” (OCDE, *Estudios Económicos de la OCDE: Costa Rica*, 2016, p. 69).

La mejora regulatoria, por lo tanto, representa una enorme oportunidad de acrecentar la productividad y el nivel de vida de la población. De hecho, el estudio de la OCDE antes citado indica que el PIB per cápita podría aumentar más de un 24% si la carga regulatoria del país se lleva al promedio de los miembros de dicha organización. A modo de referencia, conforme al índice de regulaciones de mercados que publica la OCDE, Costa Rica tiene un marcador de 2.37 (de un máximo de 6), mientras que el promedio de los miembros de dicha organización es de 1.5.

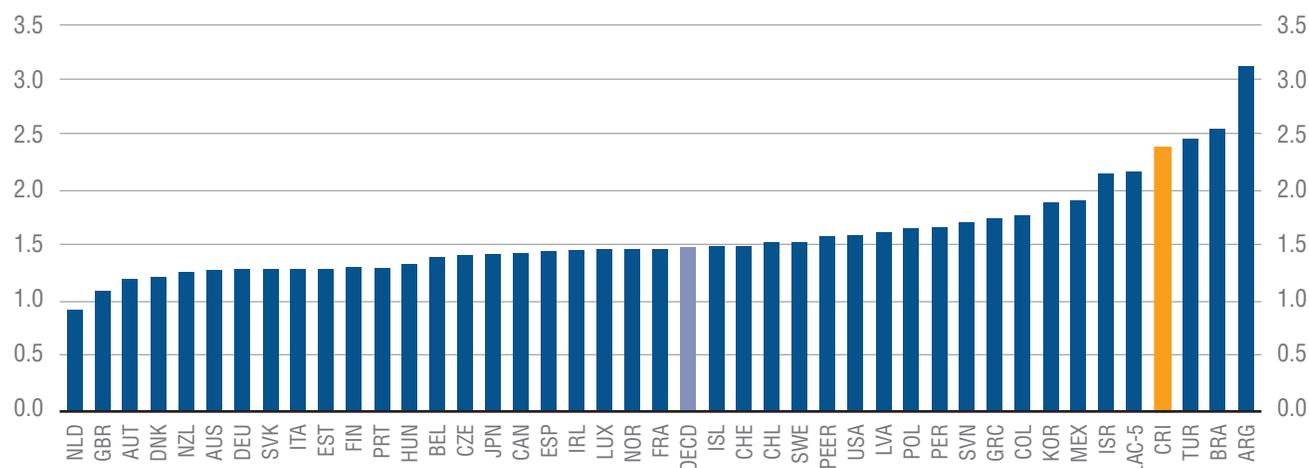
En el sector eléctrico el impacto de las regulaciones es particularmente alto. En el año 2014 el marcador fue de 4.75, y el promedio general del país fue 3.06. Es decir, **en Costa Rica, el impacto de las regulaciones del sector eléctrico en la economía es más de 1.5 veces el (ya de por sí alto) impacto regulatorio general¹.**

No es entonces casualidad que en los últimos años han sido frecuentes los señalamientos hacia las tarifas de este sector. De hecho, 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 (Sequeira y Zolezzi, 2018).

La mayoría de los esfuerzos e iniciativas se han concentrado en mejorar las tarifas bajo las regulaciones actuales. Sin embargo, como se verá, la pérdida de

¹ Se aclara que la OCDE cambió la metodología para medir el PMR, por lo que los resultados del 2014 no son directamente comparables con los del 2018.

GRÁFICO 1: ÍNDICE DE REGULACIONES DE MERCADOS



Fuente: OECD. *Economic Survey*, Costa Rica, abril de 2018.

competitividad del sector se debe en gran medida al esquema regulatorio, que no incentiva la eficiencia.

Es en este contexto que se plantea este estudio, que analiza las regulaciones existentes en el sector y se formulan propuestas de reforma, con la intención de promover la adopción de regulaciones alineadas con los objetivos de una mayor competitividad y eficiencia.

Iniciaremos con algunos conceptos generales que se utilizarán posteriormente en la discusión, incluyendo una breve referencia a los distintos modelos de regulación utilizados para este sector.

Posteriormente, se examina y evalúa de forma crítica la regulación detrás del mercado de electricidad costarricense y se detallan los aspectos que presentan ineficiencias, particularmente la noción de servicio público de nuestra legislación, los inconvenientes de la integración vertical existente en el mercado y los retos que presenta la regulación tarifaria de la tasa de retorno.

Una tercera sección identifica las mejores prácticas regulatorias aceptadas internacionalmente, para pasar de inmediato a analizar dos modelos regulatorios latinoamericanos, el de México y el de Colombia, con los que tenemos significativos puntos en común². A partir de este ejercicio, se identificarán alternativas

regulatorias para Costa Rica, que permitan avanzar hacia un mercado eléctrico más eficiente y competitivo.

En la siguiente sección se combinan los elementos examinados para proponer una reforma regulatoria del sector eléctrico costarricense. La propuesta 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 que se modernice para direccionar a los actores del mercado hacia un modelo que promueva una mayor eficiencia y, además, que ésta se materialice en servicios a menor costo y mejor calidad para los usuarios.

A grandes rasgos, se propone pasar de un mercado integrado verticalmente a uno que separe los segmentos del mercado que permiten introducir la competencia de aquellos que siguen siendo monopolios naturales, 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 para equilibrar la oferta y la demanda

² México, antes de la reforma energética del 2014, contaba con un mercado estructurado de forma muy similar al mercado costarricense, pues estaba integrado verticalmente, y Colombia también tiene un mercado dominado por las fuentes de energía renovables como el nuestro, pero es altamente competitivo, por lo que resulta relevante analizar qué ha hecho diferente.

en tiempo real o en el corto plazo, fomentar las subastas para generar contratos de largo plazo entre participantes y promover la competencia minorista donde sea posible. La reforma también implicaría fortalecer las potestades, discrecionalidad e independencia del regulador para favorecer la competencia, velar por la seguridad del suministro y proteger los derechos de los usuarios.

Finalmente, se dedicará una última sección al tema de la generación distribuida, con propuestas específicas para esa actividad. La generación distribuida 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. Esto implica que ciertos consumidores van a gozar 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.

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, 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, así como tener acceso garantizado y no discriminatorio a la infraestructura de red esencial para la actividad.

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.

En términos generales, las actividades relacionadas con esta industria se pueden dividir en cinco segmentos:

- **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.

En el estado actual de la tecnología, la infraestructura utilizada para la transmisión y la distribución son monopolios naturales. Es decir, las dificultades y costos para replicarlas hacen más eficiente que en un área geográfica determinada exista una sola red, atendida por una única empresa, que múltiples redes simultáneamente compitiendo entre sí (Baldwin, Cave, y Lodge, 2019). Además, la red por sí misma genera economías de escala, esto es, que puede conectar a cada nuevo operador a un costo menor, pues el costo mayor para lograrlo es la creación y ampliación de la red, y no cada una de las conexiones (costos unitarios).

Históricamente, estas características de la red provocaron que la industria en su totalidad se considerase como un monopolio natural. Por ello, era usual considerar que la forma más eficiente de regularlo era por medio de un monopolio estatal verticalmente integrado. La titularidad pública de la empresa evitaba el conflicto de intereses entre el interés común y el del proveedor monopolista (ya que la empresa estatal no tiene como fin maximizar rentas), y la integración vertical permitía aprovechar las economías de escala (Helm y Jenkinson, 1998, p. 1).

Este modelo regulatorio fue ampliamente difundido. En algunos países se adoptó con ciertas variantes, como la de dividir el mercado geográficamente y establecer monopolios regionales, o bien permitiendo la operación de empresas privadas pero sometiénolas a altas regulaciones para evitar que se den rentas monopolistas por medio de tarifas explotativas. Esto se tradujo además en 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, las ineficiencias generadas por este modelo regulatorio se hicieron evidentes. Se determinó que la regulación por tasa de retorno no incentiva la eficiencia y que el hecho que algunos segmentos fuesen monopolio natural no necesariamente significa que toda la actividad lo sea, ya que es posible

introducir competencia en las actividades de generación y de comercialización. Además, se desarrollaron mecanismos regulatorios más modernos para simular la competencia en los segmentos de transmisión y distribución, que mantienen su condición de monopolio natural.

Esto originó un fuerte movimiento de reforma en la década de los años 80 y 90, aunque con una profundidad y velocidad que varía dependiendo de la región. Según un estudio publicado por la OCDE del año 2000, la tendencia de reforma hacia la apertura de mercados puede describirse de la siguiente forma:

- En general, prácticamente todos los procesos de reforma se concentraron inicialmente en la separación de la generación y la transmisión, introduciendo competencia en la generación y ampliando el acceso a redes (Steiner, 2000, p. 11).
- Procesos más avanzados crearon Mercados “Spot” de energía³, y propugnaron por la libertad de los usuarios en la elección de sus proveedores (Steiner, 2000, p. 11).
- Las etapas finales de la reforma incluyeron un cambio de la regulación de tarifas por tasa de retorno (basada en costos) a una regulación por precios máximos en los servicios que se mantenían monopolísticos (Steiner, 2000, p. 11).

En consecuencia, producto de estas reformas lo usual internacionalmente es ver mercados abiertos a la competencia en la generación, con un sector de transmisión (normalmente operado por empresas públicas) de forma separada de los demás segmentos, y con un segmento de distribución con una amplia variedad de tipos de organización y participantes, tanto públicos como privados (Estache y Rossi, 2004, p. 2). En algunos países se dio también una separación entre la distribución y la comercialización, con más amplia competencia en este último segmento.

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**

³ Un mercado spot es aquel en que la electricidad se adquiere para su entrega y uso inmediatos o en el corto plazo. El precio de la energía se define en función del costo marginal, es decir, representando el costo económico de generar el próximo kWh de energía.

de la electricidad entre 18.6% y 33.7% en un lapso de seis años (Hernández, 2018).

Producto de los anteriores procesos de reforma, 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, son⁴:

- 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.
- 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.

El movimiento de reforma regulatoria descrito anteriormente no ocurrió en nuestro país. De ahí que el modelo de organización actual es, con ciertos matices, el de un monopolio verticalmente integrado, con algunas características específicas (y de aplicación muy reducida) del modelo de comprador único. Esta, como se vio, es la regulación típica de la época de la postguerra, anterior a las reformas sustantivas realizadas en los años 80 y 90 del siglo pasado. En la siguiente sección se analizará con mayor detalle este modelo.

SECCIÓN II: MODELO REGULATORIO VIGENTE EN COSTA RICA

En esta sección se hace un análisis crítico de las principales características del modelo que regula el sector en Costa Rica, con el propósito de identificar las principales áreas que a nuestro juicio requieren de una revisión detenida. Es decir, esta sección tiene como propósito identificar las principales barreras regulatorias existentes para el desarrollo eficiente de la actividad. Más adelante en este mismo estudio se propondrán alternativas regulatorias alineadas con ese objetivo.

Sobre el particular, un informe de la OCDE del año 2016 resume de la siguiente forma las principales restricciones al mercado en Costa Rica:

“El sector eléctrico está dominado por empresas estatales y la participación del sector privado está limitada por restricciones de naturaleza legal. En 2014, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) generó cerca de 71% del suministro total

⁴ Ver, entre otros: 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%CC%81ctrico-en-Costa-Rica.pdf>

de electricidad, seis puntos porcentuales menos que en 2004, mientras que las municipalidades, las cooperativas y las empresas privadas generaron el porcentaje restante. El ICE también provee todos los servicios de transmisión en el país y es responsable de alrededor de 40% de la distribución de electricidad. Su subsidiaria, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), distribuye alrededor de 40% de la electricidad generada mientras que las empresas municipales y cooperativas cubren el resto de la distribución de energía en las áreas rurales. El ICE y el resto de las empresas de distribución de electricidad ofrecen sus servicios en condiciones monopolísticas dado que todos tienen asignadas áreas exclusivas del mercado. Las empresas privadas sólo están autorizadas para generar electricidad y pueden venderla solamente al ICE. Los generadores del sector privado compiten por el mercado y no en el mercado, porque para ingresar en el mercado primero deben ganar el contrato de licitación del ICE, que también especifica la cantidad de electricidad que el ICE comprará. Cambios legales recientes han incrementado la proporción de generación de electricidad permitida al sector privado de 15% a 30%. Permitir que los generadores privados compitan en el mercado, y no sólo por el mercado, y una separación funcional más estricta entre la generación y la distribución de energía eléctrica por parte de las entidades estatales generaría grandes beneficios como resultado de una mayor participación del sector privado.” (Estudios Económicos de la OCDE: Costa Rica, p. 131).

Seguidamente, se analizarán con más detalle estas restricciones, junto con otras que fueron identificadas en la investigación y que se consideran de relevancia:

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.

Bajo el marco jurídico costarricense, someter una actividad al régimen de “servicio público” mediante declaración legal formal, implica una reserva absoluta de esa actividad a favor del Estado. Es decir, conforme al ordenamiento jurídico nacional, el interés general y la importancia generalizada de un servicio justifican que solo el Estado pueda arrogarse su titularidad y determinar las condiciones para su prestación, excluyendo la libertad comercial y la autonomía de la voluntad de los particulares.

En este sentido, la Procuraduría General de la República ha señalado que “Una vez declarado que un determinado sector o actividad es servicio público, los particulares no son libres para ejercerlo. Deben contar con un acto que los habilite a hacerlo, porque la titularidad del servicio corresponde a la Administración” (Dictamen C-239-2018 de 19 de setiembre de 2018).⁵

Al amparo de este concepto “subjetivo” de servicio público, la prestación del servicio por operadores privados se da solo por delegación o concesión del Estado, quien se reserva en todo momento su titularidad. La entrada al mercado está severamente condicionada a la voluntad estatal (Gaspar, 1993, p. 288). Asimismo, la propia operación en el mercado se da bajo una intensa intervención y fiscalización del Estado, cuantiosamente superior y marcadamente diferenciada que la supervisión ejercida por el Estado sobre actividades privadas o dejadas al libre ejercicio.

En suma, la noción actual de “servicio público” en Costa Rica no supone la gestión directa del Estado en todos los casos, pero sí la asunción de la titularidad de la actividad, el monopolio de la actividad y su exclusión del régimen de libre mercado. Estas son barreras considerables para ingreso a este mercado, lo cual se confirma en los requerimientos de entrada identificados en cinco leyes diferentes⁶.

La condición de servicio público implica, además, que las tarifas no pueden ser determinadas libremente por las partes, sino que deben ser objeto de regulación. Sobre el particular el artículo 5 de la Ley de ARESEP

⁵ Ver también el Dictamen de la Procuraduría número C-120-2001 del 3 de setiembre de 2001.

⁶ Artículos número 7, 8, 17, 22, 46, 170 y 176 de la Ley N°276, 6 y 24 de la Ley N°7200 y sus reformas (Ley 7508), 9 de la Ley N°7593, 12 de la Ley N°8345 y 2 de la Ley N°8723.

señala que, para todos los servicios públicos allí definidos, dicha Autoridad fijará la tarifa. En este sentido, dice la Procuraduría General de la República: *“Como su nombre lo indica, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) fue creada como una entidad autónoma para regular los servicios públicos que su misma Ley de creación indica. En efecto, mediante la Ley N°7593, del 9 de agosto de 1996, se transformó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, cuya función primordial es fijar precios y tarifas de los servicios públicos, así como velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima que los rigen.”* (Dictamen N°C-416-2014 del 24 de noviembre de 2014).

La calificación del servicio eléctrico como servicio público es decisión del legislador, sin que exista una obligación o necesidad legal o constitucional de declararlo como tal, ya que la definición teórica de cuáles actividades deben formalmente ser servicios públicos no es unívoca. Es decir, no existe una noción universalmente válida, intemporal e inmutable de lo que califica como servicio público (Maljar, 1998, p. 18).

Específicamente 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).

Esta tendencia, conforme lo indica la doctrina, implica un abandono de la noción “subjética” de servicio público, que se concentra principalmente en una organización pública que presta el servicio, para pasar a una concepción “objetiva”, como una actividad que satisface un interés económico general independientemente de quién la preste, aplicando un principio de neutralidad y sometiendo a las empresas públicas a las reglas que protegen la libre competencia y con una intervención estatal mínima, limitada a lo indispensable para asegurar la consecución del fin público (Paricio, 2013, p. 109-111).

Claro está, aunque la actividad tenga un contenido económico e incida en el mercado, estará sujeta a regulaciones para determinar la forma ideal de su prestación.

II. ESTRUCTURA DEL MERCADO

La estructura del mercado eléctrico en Costa Rica está directamente determinada por las leyes y regulaciones aplicables.

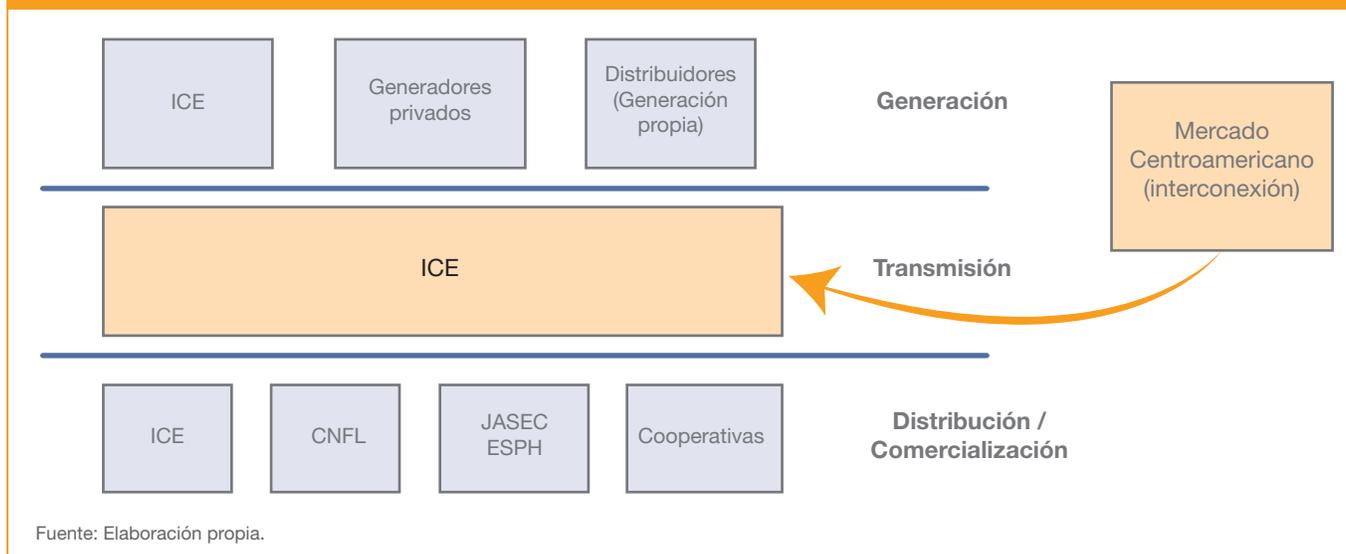
Desde la creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en 1949, y conforme a las tendencias regulatorias de la época, éste se concibió como el actor principal en todas las fases del mercado eléctrico, desde su generación hasta el suministro al consumidor final. Adicionalmente, se autorizó de forma limitada la generación, distribución y comercialización por parte de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), y las cooperativas de electrificación rural, para atender necesidades puntuales de algunas zonas. Posteriormente, en el año 1990, la Ley N°7200 introdujo competencia de manera muy limitada en algunas actividades de generación, en la cual el ICE actúa como comprador único.

Así, de los cuatro posibles modelos regulatorios indicados en la sección I, 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.

Es decir, las empresas del Grupo ICE participan en todos los segmentos de la industria, con una intervención limitada de terceros en algunos de ellos. Asimismo, las cooperativas de electrificación rural pueden legalmente dedicarse a actividades de distribución y hasta cierto punto generación (para cubrir necesidades propias). Esta integración vertical ha sido criticada por constituir una barrera de entrada al mercado, servir de mecanismo para generar subsidios cruzados, infringir el principio de neutralidad competitiva y favorecer prácticas discriminatorias entre proveedores (Loría y Martínez, 2017).

Debido a los cambios tecnológicos de la industria, evidenciados a partir de la década de los años 80 y 90 del siglo pasado, el consenso a nivel internacional es

GRÁFICO 2: ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO⁷



que esta es la alternativa regulatoria menos recomendada, pues ya ha sido superada mediante otros modelos más modernos. Sobre ello se hará referencia más adelante en este documento. Este movimiento de reforma regulatoria no tuvo un efecto sustancial en nuestro país, el cual en lo esencial mantiene los principios y estructuras originales.

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 COOPE-SANTOS) y alrededor de 30 empresas de generación privada (Loría y Martínez, 2017, p. 13-14).

En el año 1990 se dio un importante hito con la autorización de la generación privada, mediante la Ley

Nº7200. Esta Ley autorizó la actividad hasta por un máximo de 20,000 kw de capacidad instalada máxima por cada empresa, y un máximo en conjunto del 15% de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el sistema eléctrico nacional. En 1995, por medio de la Ley Nº7508, se autorizó al ICE a adquirir a generadores privados un 15% adicional de energía y se permitió una potencia máxima de hasta 50,000 kw. Estas compras se harían por medio de licitación pública, mediante contratos tipo BOT⁸ por un plazo máximo de 20 años. Ambos tipos de generación (antes y después de la reforma) se rigen por reglas distintas y los precios se calculan también de manera desigual entre sí.

Aunque el ICE no es un monopolio de hecho, sí es claramente el principal generador del mercado. En el año 2018, las plantas del ICE representaron un 70% de la capacidad instalada y generaron cerca del 60% de la energía consumida. Las generadoras independientes representaron un 20% de la capacidad instalada y un consumo del 26%, mientras que las empresas distribuidoras poseían un 10% de la capacidad y un 14% de la generación⁹.

⁷ Deliberadamente se excluye de este gráfico la figura de la generación distribuida, la cual por sus particularidades se tratará con detalle más adelante en este documento.

⁸ BOT, por sus siglas en inglés (*built, operate, transfer*) implica que los activos de la planta eléctrica en operación deberán ser traspasados, libres de costo y gravámenes, al ICE al finalizar el plazo del contrato.

⁹ Alvarado, M. *Conversatorio: El Futuro Eléctrico de Costa Rica*. Universidad Autónoma de Centroamérica. 2019.

A partir de los años noventa, la participación de los generadores privados ha venido en aumento, desde un 11% de la generación total a un 21% en el 2015, según Loría y Martínez (2017, p. 14) y un 26% en el 2018¹⁰. A pesar de ello, la regulación misma genera 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 –como veremos– 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.** Según se indicó, 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 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). Es decir, con excepción de las cooperativas (en su rol de distribuidores y dentro del área geográfica en que están autorizados a operar) las empresas generadoras tienen prohibición de vender la energía mediante negociaciones directas con los distribuidores o consumidores. La imposibilidad legal de alcanzar estos acuerdos, comunes en otros países, le resta dinamismo y competitividad al mercado.

Este modelo de comprador único fomenta ineficiencias en el segmento de generación pues mantiene cautiva la generación a manos del comprador único. Los excedentes de energía y/o capacidad ociosa que suelen tener los generadores privados en virtud de la estacionalidad condicionante de la demanda, es desaprovechada por el mercado, pues estos no pueden exportarla al Mercado Regional o venderla localmente a otros actores.

- **Régimen diferenciado entre generadores privados.** Además de las limitaciones a su capacidad, 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 legal¹¹, 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 limitaciones¹².
- **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

¹⁰ Alvarado, M., Op. Cit.

¹¹ Ley N°7200, art. 3.

¹² A pesar de tratarse de una Ley posterior, la derogatoria tácita de esta limitación no ha sido aún declarada por ninguna autoridad competente.

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 prioridad¹³ 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”¹⁴.

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 y 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 y Martínez, p. 14). Asimismo, las directrices de la ARESEP “exigieron una participación más activa del ICE en el mercado eléctrico regional, con lo cual se obtuvieron ahorros importantes al sustituirse la generación térmica local por otras fuentes más baratas” (Loría y Martínez, p. 15).

Sin embargo, disposiciones de rango legal y reglamentario (como por ejemplo el Reglamento Corporativo del ICE, artículo 4) mantienen la pertenencia del CENCE a la Dirección Corporativa de Electricidad, que también es responsable de otras direcciones del sistema eléctrico del ICE. Con ello, se mantienen los potenciales conflictos de interés contrario al principio de neutralidad competitiva.

Sobre el particular, el Ministerio de Ambiente y Tecnología concuerda que resulta necesaria una separación entre el CENCE y el ICE. Mediante oficio

N°DM-0823-2018 del 28 de noviembre de 2018, el Ministro, Rector del Subsector Energía, solicitó a la Presidencia Ejecutiva del ICE implementar un plan de acción que proponga una nueva ubicación administrativa para el CENCE, para eventualmente avanzar a convertirlo en un organismo público de desconcentración máxima. Esto, fundamentado en “la importancia de que el operador ejerza sus funciones con mayor grado de autonomía e imparcialidad; así como de eficientizar el funcionamiento del SEN¹⁵ y garantizar la sostenibilidad de la matriz eléctrica renovable bajo condiciones de calidad del servicio eléctrico y al menor costo para los consumidores.” (Informe de la Contraloría General de la República N°DFOE-AE-IF-00008-2019, 2019, p. 16). También indicó que “el CENCE es una organización clave, cuyo desempeño, autonomía e imparcialidad inciden directamente en que el SEN logre operar con mayor eficiencia económica y técnica, al interactuar de forma objetiva con los productores y consumidores de energía” (Informe de la Contraloría General de la República N°DFOE-AE-IF-00008-2019, 2019, p. 16).

B. Transmisión: Un monopolio natural

El ICE planifica, construye, opera, mantiene y amplía la red de transmisión en el país (Loría & Martínez, 2017, p. 14-15). Esta red se extiende desde Peñas Blancas, en la frontera con Nicaragua, hasta Paso Canoas, en la frontera con Panamá, y está totalmente interconectada, e incluye líneas de conexión con Nicaragua y Panamá, que alimentan el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) para el Mercado Regional (MER) (Loría y Martínez, p. 15). En el país existen alrededor de 2,260 km de líneas de transmisión y son enteramente propiedad del ICE (Loría y Martínez, p. 15).

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. En el estado actual de la tecnología, la introducción de competencia en este segmento del mercado resultaría ineficiente, ya que implica replicar redes y duplicar costos innecesariamente.

¹³ Conforme al artículo 16 de la Ley N°449 “Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad”.

¹⁴ Conforme al artículo primero de la Ley N°5961 “Declara interés público recursos geotérmicos”.

¹⁵ Sistema Eléctrico Nacional.

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.

En este sentido, se ha sostenido que en este mercado “los efectos de la integración vertical son muy nocivos”, al ser mercados con tendencia al oligopolio precisamente porque en ciertas fases existe un monopolio natural y en otras fases se requieren inversiones de entrada sustanciales, especialmente en la etapa de generación de energía (Zurimendi, 2017, p. 8). Además, como indica Zurimendi (2017), la energía es un bien de demanda inelástica y de primera necesidad, lo que lleva a que los consumidores prácticamente no puedan responder ante una actuación abusiva por parte de las empresas del sector (p. 8). Así, es claro el poder de mercado de las generadoras, lo que “justifica la prohibición de integración vertical por el bien de los consumidores” (Zurimendi, 2017, p. 8). Por tanto, **la separación vertical y la competencia efectiva es el primer paso hacia una mejor protección al consumidor del mercado de energía. Esto se debería maximizar mediante regulación.**

De ahí que una posible reforma, más que introducir competencia en este segmento, debería de crear las condiciones para separarlos claramente de aquellos donde sí es posible hacerlo, estableciendo además las reglas de integración de la transmisión eléctrica al resto de actividades, las reglas de acceso no discriminatorio a la red, así como fijar los medios más adecuados para establecer las tarifas de transmisión por mecanismos que simulen la competencia o bien disminuyan el impacto de las asimetrías de la información. Este tema se abordará más adelante en este estudio.

Por otro lado, si bien la red de tendido eléctrico es extensa (2,146 km al año 2018) (Zolezzi, 2019), la Ley no contempla la posibilidad de recurrir a concesiones de terceros para atender las futuras necesidades de extensión que pudiesen existir.

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

En Costa Rica, a diferencia de algunos otros países, la comercialización no está separada de la distribución. Al ser el último eslabón de la cadena y el que tiene contacto con el consumidor, se le asocia fácilmente con otro negocio que es el de venta al por menor de energía. Así, el distribuidor es también el que realiza la venta minorista.

En la etapa de distribución y comercialización participan el ICE, la CNFL, JASEC, ESPH y las cuatro cooperativas de electrificación rural. Según datos de diciembre 2018, el Grupo ICE, mediante el ICE propiamente y la CNFL, concentró el 76.5% del total de abonados en el país, lo cual, sumado a ser dueño de la totalidad de la red de transmisión, demuestra la integración vertical existente.

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%
Coopealfaroruiz	7,416	0.42%
Total	1,770,452	100.00%

Fuente: ARESEP.

Sin embargo, 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, de la interpretación conjunta del artículo 3 de la Ley N°2 (CNFL), la Ley N°7789 (ESPH), la Ley N°7799 (JASEC) y la Ley N°8345 (Cooperativas), el Regulador (ARESEP) ha sugerido¹⁶ que 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.

¹⁶ A través de las resoluciones RJD-135-2013 de 24 de octubre de 2013 y RRG-153-2017 de 11 de mayo de 2017.

En la actualidad, de hecho, existe una controversia judicial en el proceso iniciada por ESPH contra la CNFL y la ARESEP, por impedirle prestar servicios de distribución de energía en el cantón de Flores de Heredia, prohibición impuesta por la interpretación de las leyes antes mencionadas por parte de la ARESEP (Recio, 2017). Este tipo de disputas se origina en parte por la rigidez de las regulaciones, que asigna las áreas de acción de las distintas distribuidoras por Ley, sin mayor margen de ajuste por parte del regulador.

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 y 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 y 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)¹⁷ pues a los generadores privados se les prohíbe realizar este tipo de ventas.

Según se vio líneas arriba, en principio la distribución de electricidad a usuarios finales es de naturaleza territorial, por lo que es esperable que sea atendida por empresas locales con cierto grado de exclusividad por zona. Sin embargo, esto no impide que pueda promoverse la eficiencia por medio de las regulaciones, por ejemplo, simulando condiciones de competencia (sobre este tema se formularán recomendaciones más adelante), o permitiendo echar mano de otras alternativas regulatorias que promuevan la eficiencia.

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. Este tratado, aprobado también por el resto de los países de Centroamérica, tiene como propósito la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la interconexión de las redes eléctricas de los distintos países, creando además los organismos regionales a cargo de su coordinación.

Ahora bien, en octubre de 2011 la Ley N°9004 aprobó el segundo Protocolo a dicho tratado. Esta aprobación, en su artículo 3 establece que “(...) *los únicos agentes del mercado eléctrico regional por Costa Rica son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y sus empresas, de conformidad con lo dispuesto en el inciso b) del artículo 6 de la Ley N°8660, Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, de 8 de agosto de 2008 (...)*”.

Así, el ICE es la única empresa nacional que puede participar en el Mercado Eléctrico Regional (MER). Esta exclusividad se origina en una disposición legal nacional, y no en una norma del Tratado. Esto debido a que el Tratado mismo en su artículo 5 establece que las actividades del MER se realizarán entre todos los agentes de los mercados mayoristas nacionales “*reconocidos como tales en las legislaciones nacionales y en la medida en que el ordenamiento constitucional de cada Parte lo permita*”.

Es decir, la norma internacional no realiza distinción alguna entre empresas públicas y privadas, permitiendo además que localmente participe más de una empresa. Sin embargo, la legislación costarricense genera esta discriminación en el acto de aprobación del tratado.

En síntesis, ningún generador, distribuidor o consumidor que no sea el ICE está legalmente habilitado para exportar o importar energía del MER.

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

Un último, pero muy importante aspecto por destacar de las regulaciones nacionales es la exigencia legal de regular tarifas bajo la modalidad de la “tasa de

¹⁷ 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).

retorno”, conocido también como “tarifa al costo” o expresiones similares.

La Ley de la ARESEP optó para absolutamente todas las tarifas reguladas el principio de “servicio al costo, principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio”¹⁸. Esta modalidad tarifaria tiene el **gran inconveniente que no promueve la eficiencia ni genera incentivos para la reducción de los costos.**

Esta metodología tiene como objetivo asegurar a la empresa proveedora 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. Siendo que la tarifa cubrirá los costos, se promueve su incremento y la sobreinversión. Entonces, a pesar de que con el modelo de servicio al costo se puede estar buscando limitar las tarifas y beneficiar al consumidor finalmente, en la práctica esto puede no ocurrir.

Por ello, **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, sobrevalore sus costos operativos (Sandoval y Li, 2015, p. 45). En la práctica, de hecho, es usual que los proyectos de generación eléctrica tengan sobrecostos muy por encima de lo proyectado, lo cual impacta directamente las tarifas (Arrieta, 2019, p. 4-7).

Esta modalidad regulatoria ha sido criticada por la OCDE (2016), quien recomendó al país modificarla (el énfasis es nuestro):

“La forma en que se definen las tarifas de los servicios regulados –energía, transporte y agua– por la ARESEP, limita las presiones competitivas y en consecuencia los costos para los usuarios aumentan rápidamente. La ley que instituye y regula la ARESEP dispone claramente que las tarifas deben basarse en los costos (razonables) en que incurren los proveedores de servicios, y que deben

asegurar su viabilidad financiera (es decir, fijación de precios basada en costos, o la regulación por tasa de retorno), que garantiza cierta tasa de retorno sobre el capital invertido. Si bien este tipo de regulación de precios garantiza que las tarifas se establezcan en niveles de recuperación de costos, no ofrece incentivos para mejoras en productividad debido a que los aumentos en los costos se pueden trasladar fácilmente a los consumidores. Entre 2006 y 2014, las tarifas de los servicios regulados aumentaron más que cualquier otro costo empresarial (CAATEC, 2014). Debido a los aumentos anteriores en los precios, en 2013 las tarifas eléctricas fueron superiores que el promedio de la OCDE –especialmente para la industria.” (Estudios Económicos de la OCDE: Costa Rica, p. 133).

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. De esta forma, además de promover la ineficiencia, la Ley obliga a funcionar bajo un sistema en el que la regulación se torna compleja y costosa para el consumidor final.

SECCIÓN III: MODELOS REGULATORIOS COMPARADOS Y MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES

El reto de proponer un diseño regulatorio específico para un sector, que tome en cuenta las particularidades de un país no es tarea sencilla, menos cuando se trata de una industria en red, altamente estratégica y de interés general.

Sin embargo, como vimos, las regulaciones del mercado eléctrico en Costa Rica generan importantes ineficiencias que merecen una evaluación objetiva de las alternativas regulatorias posibles, de manera que se logre consolidar un mercado eléctrico eficiente y competitivo en beneficio de todos los consumidores.

¹⁸ Principio establecido en el artículo 3, inciso b) de la Ley N°7593.

En este contexto, 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.

Estas prácticas, plasmadas en las recomendaciones que se formularán en la próxima sección, no pueden ser incorporadas sin una significativa reforma al sistema regulatorio. Por ello, se hará una referencia a las experiencias de México y Colombia en procesos similares a los que aquí se proponen. La elección de estos dos países obedece a criterios específicos que se explican más adelante.

I. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LAS REFORMAS EN EL SECTOR

Según vimos en las secciones anteriores, las primeras regulaciones de este sector se concentraron en promover el despliegue de la red y asegurar un suministro de calidad. En las últimas décadas del siglo pasado se generó internacionalmente un proceso de reforma enfocado en la búsqueda de una mayor eficiencia.

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 y Rossi, 2004, p. 2).

Tal y como indicamos anteriormente, los efectos de estas reformas en otros países han sido sustanciales, reflejándose en **reducciones en precios de entre 18.6% y 33.7% en un lapso de seis años** (Hernández, 2018, p. 18-19). Entre estos casos destajan por ejemplo el de Argentina, donde en dos años las tarifas residenciales bajaron entre un 8.8% y un 59.58%, o el de Reino Unido, donde en tres años las tarifas industriales bajaron entre 9.96% y 12.07% (Hernández, 2018, p. 18-19).

Para efectos de este estudio, de los anteriores elementos cobran especial relevancia los relacionados con

el diseño de estructura del mercado y con los mecanismos para regulación de tarifas, sobre los cuales haremos una referencia más detallada.

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

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.

Así, desde hace ya varias décadas se han observado cambios regulatorios en múltiples países, abandonando lo que en su momento fue el modelo tradicional de prestación de servicios monopolísticos para dar lugar a una reestructuración competitiva. En estas reformas, el modelo tradicional de integración vertical que acompañaba la propiedad estatal y la provisión de monopolio ha dado lugar a la "desagregación" vertical, la cual ocurre en diferentes intensidades según las características de cada país (Pittman, 2001, p. 3).

La conveniencia de hacer esta separación ha sido cuestionada por quienes abogan por mantener la estructura monopólica, basados en la existencia de economías de escala que no podrían ser aprovechadas de otro modo (Gugler, Liebensteiner y Schmitt, 2014, p. 2). Sin embargo, el consenso es que la pérdida de estas economías de escala es compensada (y superada) por los beneficios de introducir competencia y evitar discriminación entre los distintos participantes del mercado. De hecho, según un informe de la OCDE del año 2000, si bien existen distintas realidades locales y particularidades en la forma que se implementaron las reformas, sí es posible concluir que los cambios regulatorios (arriba descritos) implementados en diversos países impactaron positivamente los precios y la eficiencia del sector de forma "estadísticamente significativa" (Steiner, 2000, p. 23 y 25).

En este contexto, en el año 2001, y con procesos de reforma implementados o en proceso en varios países, la OCDE emitió una recomendación oficial de separar

estructuralmente las industrias reguladas¹⁹. En ella, insta a los países Miembros (y a los no-Miembros que lo deseen) que consideren la posibilidad de separar el monopolio y las partes competitivas de las industrias reguladas, especialmente durante el proceso de privatización o liberalización (OCDE, *Recomendación del Consejo de la OCDE sobre la separación estructural de las industrias reguladas*, p. 3).

Con base en las experiencias de aquellos países con procesos de reforma más avanzados, la OCDE confirma la premisa 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.

Además, la separación vertical elimina los problemas de subsidios cruzados y de posible discriminación. Lo anterior por cuanto en los casos de una empresa verticalmente integrada, la posibilidad de obtener rentas monopólicas en unos segmentos para subsidiar otros, junto con la posibilidad que (por ejemplo) el propietario de la red favorezca a sus propias generadoras y/o distribuidoras por encima de terceros, constituyen altas barreras de entrada al mercado, que limitan la participación de competidores y los colocan en posición de desventaja.

Por ello, junto con la separación de segmentos, la recomendación destaca la necesidad de introducir una adecuada regulación que evite a los operadores de las actividades no-competitivas (en este caso la transmisión), aprovechar esta posición para limitar la competencia en los otros sectores.

Existen diversas formas de buscar este objetivo. La principal de ellas es garantizando reglas de acceso no discriminatorio, que impidan manipular la disponibilidad de la red eléctrica, sobre lo cual se ahondará más adelante.

Otra de ellas, consecuente con la separación de la que se viene hablando, es la prohibición legal al titular que opera la estructura monopólica de participar en los otros segmentos; la titularidad de la infraestructura en “club” (titularidad conjunta de la actividad monopólica

por parte de los participantes en los sectores competitivos); separación operativa (ubicar la actividad monopólica bajo el control de una entidad independiente); y otras. La elección entre estas opciones obedece a características propias de cada país y del contexto en el cual se realiza la reforma.

Posteriormente, en el año 2016, la OCDE evaluó el estado de la implementación de la recomendación, concluyendo que aún cuando los costos y beneficios de la regulación difieren en cada sector y país, la separación estructural se mantiene como un remedio adecuado, reafirmando su apoyo a la recomendación del 2001, ampliándola incluso para recomendar que (donde se pueda) se utilice también como recurso regulatorio para promover la competencia en sectores no-regulados (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. Esta separación se debe adoptar bajo alguno de los siguientes modelos (a elegir por cada Estado Miembro):

- **Separación total de titularidad:** Una misma entidad tiene prohibición de participar simultáneamente en la generación y transmisión de electricidad.
- **Operación independiente:** La titularidad de los activos de transmisión podría pertenecer a una empresa integrada, pero bajo la operación de un tercero.
- **Operación autónoma:** La operación del sistema de transmisión lo realiza una entidad totalmente autónoma, que podría pertenecer a un grupo verticalmente integrado.

Con el tiempo, mediante interpretaciones (no vinculantes) se ha flexibilizado un poco el modelo de la separación absoluta, admitiendo que se dispense el conflicto de intereses entre un generador y un transmisor cuando exista una demostración clara que se tomaron las medidas suficientes para descartar la existencia de incentivos

¹⁹ 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].

para favorecer sus actividades propias de generación en detrimento de otros operadores del sistema.

Así, experiencias internacionales confirman los resultados ventajosos de una separación de los distintos segmentos del mercado, cuyos beneficios superan las economías de escala que ofrece la empresa monopólica integrada verticalmente.

Claro está, para que la reforma sea efectiva no basta con separar los distintos segmentos, sino que esta separación debe de acompañarse con adecuadas reglas de promoción de la competencia, de acceso no discriminatorio a la infraestructura de red, y de regulaciones tarifarias eficientes.

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

Como tesis de principio, por lo general se recomienda utilizar la promoción de la competencia en primera instancia para promover 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.

Las principales críticas que se han formulado a este sistema son los pocos incentivos para la eficiencia de costos, ya que el proveedor tiene garantizada la recuperación de sus costos y una tasa fija de retorno sobre su inversión independientemente de su eficiencia, incentivando la sobreinversión y trasladando el riesgo de las variaciones de precios a los consumidores; el alto costo de la regulación, ya que exige una labor intensa de parte del regulador para estar permanentemente ajustando tarifas.

Otro gran problema que presenta esta forma de regulación lo presentan las grandes asimetrías en la información entre el regulador y el regulado. Estas se originan en la divergencia de intereses que persigue cada uno, y las dificultades que tiene el regulador en acceder a la información fidedigna sobre el agente regulado y sus circunstancias. Este desigual acceso a la información ocasiona serias dificultades prácticas en la fijación de las tarifas, provocando que estas se establezcan con un alto grado de incertidumbre y que, por lo tanto, estos modelos tarifarios frecuentemente fallen (Jouralev, 2003 p. 12).

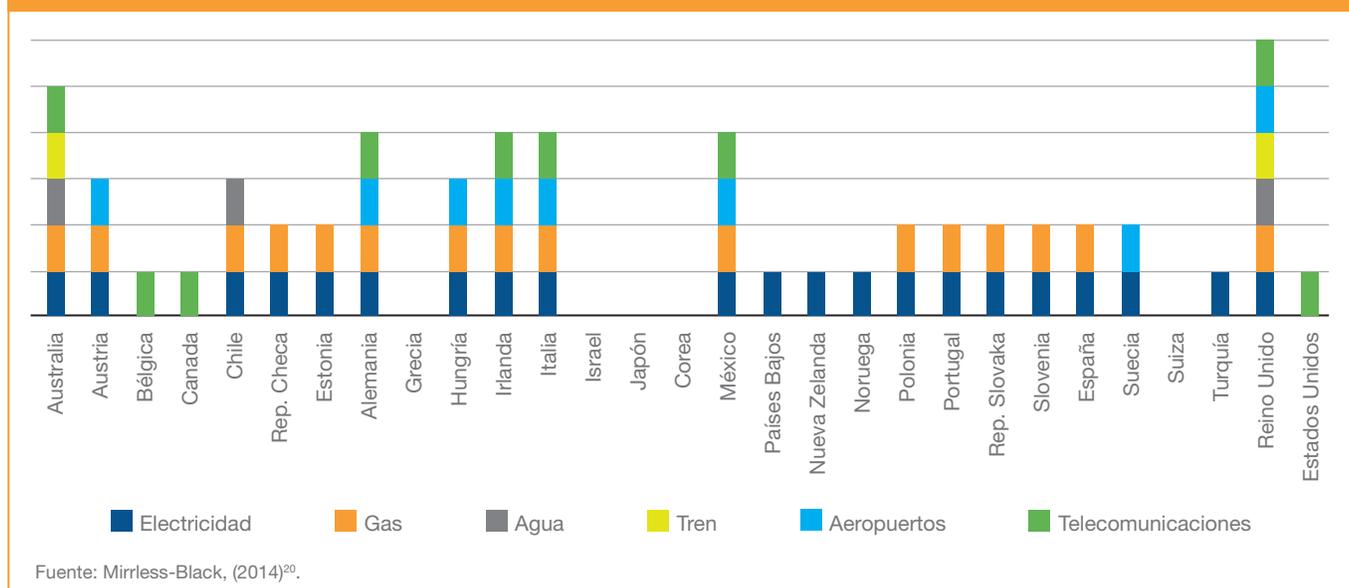
Para corregir estas deficiencias se ha optado internacionalmente por alejarse de este tipo de regulaciones de tarifas y pasar a una “regulación por incentivos”, cuyas principales tres modalidades se describen a continuación. Este tipo de regulación hace menos necesaria la información de los regulados, enfocándose en generar las condiciones para impulsar a los regulados a dirigir su comportamiento en la dirección deseada por el regulador.

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

Como reacción al sistema de tasa de retorno, y 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 internacionalmente, incluyendo la mayoría de los países miembros de la OCDE. Este modelo se convirtió en el principal

GRÁFICO 3: USO DE RPI-X EN PAÍSES OCDE (AL 2014)



punto de referencia al diseñar regulaciones de precios en servicios regulados. Su aplicación específica, sin embargo, ha variado de país en país. Consecuentemente, sus resultados han dependido de las condiciones de su implementación (Mirrless-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. Al fijar las variaciones con relación a un índice externo a las partes se elimina la mayoría de los problemas generados por las asimetrías de información.

Para implementar estas tarifas se toma como punto de inicio un precio base, lo cual históricamente ha sido posible porque se parte de un modelo de tasa de retorno pre-existente (aunque se debe tener cuidado en esta fijación porque si se toma un tope muy alto el modelo pierde atractivo y asegurará altas ganancias a las empresas a costa de los consumidores). Asimismo, se define el factor de eficiencia (X) que se les exigirá a las empresas operadoras, y se determina cuál es el índice de precios a utilizar como referencia.

Estas determinaciones se realizan con base en criterios y herramientas técnicas que han sido ya desarrolladas en

varios países en las últimas décadas, que por su detalle y extensión exceden los alcances de este estudio.

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, se eliminan los incentivos para la sobreinversión. Todo esto redundará en mejores precios del servicio y en ahorros para el consumidor. Adicionalmente, reduce los costos de la regulación y aumenta la transparencia, ya que las variaciones al precio se determinan con base en un índice que es externo a las partes.

Por otro lado, 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. Esta determinación muchas veces requiere una gran carga de información, y no se soluciona plenamente el problema de las asimetrías. 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

²⁰ Notas: (1) Desde la emisión de esta información ingresaron a la OCDE nuevos miembros no contemplados en el estudio citado. (2) Según se verá, en Chile se utiliza un modelo distinto de regulación por incentivos. La información se presenta de esta forma para respetar la integridad de la fuente.

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.

Bajo esta competencia simulada, los precios de la generalidad de los operadores se verán influidos por aquellos que tengan costos operativos menores. Es decir, el precio no lo determinan individualmente los costos de cada empresa, sino los del mercado, de manera que las empresas más eficientes tendrán mejores utilidades y las que no lo sean arriesgan su rentabilidad, al igual que en un mercado en el que hay competencia. Estas comparaciones, implementadas correctamente, simulan las condiciones de competencia aún en ausencia de competidores. De esta forma, se crean condiciones de contestabilidad y presión competitiva incluso en monopolios naturales.

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

De forma similar al modelo anterior, se 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, contra la cual todos los operadores compiten virtualmente.

Este método de regulación se desarrolló en Chile a inicios de los años 80, contemporáneamente al desarrollo del “*price cap*” en Inglaterra y, al igual que esta, pretende resolver problemas similares. Específicamente, intenta solucionar tres situaciones de las empresas públicas locales de la época: 1) las ineficiencias del modelo de tasa de retorno utilizado hasta ese momento; 2) la influencia política en la fijación de las tarifas, que redundaba en subsidios que a su vez creaban problemas fiscales recurrentes; y 3) la ausencia de capacidad técnica capaz de regular a las empresas prestadoras de servicio (Bustos y Galetovic, 2002).

Esta metodología consiste en determinar las tarifas con base en los costos que tendría una empresa que provee los servicios de la forma más eficiente posible. Es decir, utilizando la mejor tecnología disponible y organizando su empresa de manera óptima. Con base en estas estimaciones se elabora una simulación de los costos que enfrenta esta empresa hipotética bajo las condiciones propias del país.

Los costos de la empresa modelo se calculan sin considerar a la empresa real, de manera que esta última es rentable únicamente si es capaz de emular a la empresa modelo, y los costos de su ineficiencia no se podrán trasladar a los usuarios (Soto, 2009, p. 84). Para buscar su sostenibilidad, se fija la tarifa de la empresa modelo buscando un costo medio a largo plazo, independientemente de la vida útil restante de los activos de la empresa real (Soto, 2009, p. 84). En la práctica, sin embargo, es necesario hacer ajustes para adaptar la empresa modelo a las características y circunstancias reales del mercado (Soto, 2009, p. 84).

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.

CUADRO 2: REGULACIÓN POR TASA DE RETORNO VS. REGULACIÓN POR INCENTIVOS

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Tasa de retorno	Precios se mantienen en línea con los costos. Se promueve calidad en el servicio.	Costo real difícil de determinar (asimetrías en la información). Se estimula la sobreinversión. Riesgos de sobrecostos los asumen los usuarios. No se estimula la productividad y eficiencia.
Regulación por incentivos	Promueve la eficiencia, mejora productividad, baja el costo.	No incentiva mejoras en calidad. Dificultades para calcular factor de productividad (X) Posibles “shocks” tarifarios.

Fuente: Elaboración propia.

En conclusión: Existen diversos modelos y metodologías para determinar las tarifas del servicio. Si bien no hay una uniformidad absoluta en cuanto a su adopción, sí hay una tendencia clara de alejarse del modelo de tasa de retorno y pasar a un esquema de regulación por incentivos.

Claramente, todos los modelos existentes tienen retos y dificultades, por lo que la elección de uno u otro depende del segmento de mercado que se trate (por ejemplo, se podría regular la transmisión por “price cap” y la distribución por comparación), o bien de las circunstancias y la realidad del momento. Además, su adopción debe ir acompañada de otras reglas, incluyendo aquellas que garanticen la calidad del servicio.

De ahí que una buena opción podría ser la de dotar al regulador de diversas alternativas de fijación de tarifas, junto con las herramientas técnicas y la fortaleza institucional para que pueda elegir entre ellas (y modificar su decisión) según las necesidades del momento, y no deba acudir a reformas legales para poder hacer los ajustes que exija el desarrollo de los mercados.

Esta flexibilidad le permitirá también ajustarse a futuros cambios y disrupciones tecnológicas sin tener que pasar por el lento proceso de reforma legislativa.

IV. CASOS DE MUESTRA: EXPERIENCIAS DE MÉXICO Y COLOMBIA

Según se indicó, se seleccionaron México y Colombia como referencias de análisis. Estos dos países son competidores cercanos en términos de atracción de inversión, por lo que sus tarifas eléctricas han sido utilizadas como referencia comparativa

por autoridades de CINDE para evaluar el nivel de los costos y tarifas locales (Sequeira y Zolezzi, 2018, p. 25A).

Por otro lado, en México la estructura regulatoria que poseía antes de la reforma es muy similar a la que actualmente rige en Costa Rica. Colombia, por su parte, tiene características análogas de su matriz energética con la de Costa Rica²¹, entre otras similitudes en términos socioeconómicos.

De ahí que ambos casos sean referencias relevantes por considerar como casos de ejemplo.

Se aclara que el caso mexicano es parte de una reforma energética de gran envergadura iniciada hace pocos años, que involucró también al sector de hidrocarburos de ese país. Por lo tanto, se trata de un proceso de reforma en curso, cuyos efectos reales apenas están comenzando a materializarse.

A. El caso de México y la Reforma Energética de 2014

Similar a lo que ocurre hoy en Costa Rica, antes de la Reforma Energética, el mercado eléctrico en México estaba estructurado como un monopolio verticalmente integrado, dominado principalmente por una única entidad estatal: la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Esta era la responsable de la generación, la transmisión y la distribución de la energía. También, al igual que en Costa Rica, el sector privado podía generar una cantidad limitada de electricidad, pero solo para su venta directa a la CFE.

Con la reforma, México instauró un nuevo modelo de organización, con miras a introducir mayor competencia y eficiencia en el mercado (KPMG, 2016, p. 4). Los principios bajo los cuales se asentó la reforma fueron:

- Separación de la cadena industrial en diferentes segmentos:
 - a. Generación
 - b. Transmisión
 - c. Distribución
 - d. Suministro
- Reserva de actividades de transmisión y distribución a manos del Estado (monopolio natural).

²¹ Ver 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/>

- Inversión privada directa en la generación y comercialización de electricidad mediante la creación de un *Mercado Eléctrico Mayorista* (MEM).
- Inversión privada mediante asociaciones público-privadas en relación con el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y expansión de redes de transmisión y distribución.

La liberalización de las actividades de generación y suministro (comercialización) eliminó el monopolio que ostentaba CFE, convirtiéndolo a este en un competidor más en ambos segmentos. Además, esta nueva organización del mercado permite a grandes consumidores de electricidad elegir a su proveedor de energía.

Por su parte, la reforma involucró la creación de un nuevo marco operativo en el que se introducen mecanismos de mercado para incentivar la inversión en generación, transmisión, distribución y comercialización.

1. Separación de actividades y de la CFE

En particular, la separación de la CFE se entendió clave para minimizar la posición de dominio que ostentaba dicha entidad y crear un entorno competitivo que faculte a los nuevos operadores a ingresar y participar en el mercado en condiciones justas y no discriminatorias.

De conformidad con el artículo 8 de la Ley de la Industria Eléctrica mexicana (en adelante, "LIE"), la separación de actividades, a la cual debe apegarse no solo la CFE sino cualquier empresa que quiera incursionar en dos o más segmentos, debe ser de naturaleza legal. Ello implica que las empresas, aun cuando pertenezcan a un mismo Grupo de Interés Económico, deben constituirse en personas jurídicas diferentes.

La separación legal, sin embargo, puede no resultar suficiente para garantizar imparcialidad en la actividad de transmisión, o para disminuir el incentivo de las empresas relacionadas a subsidiarse entre ellas. Por ello, llama la atención la medida adoptada por el legislador mexicano de otorgar al Regulador (la Comisión Reguladora de Energía –CRE) amplias facultades para imponer una separación más estricta a los operadores cuando lo considere necesario.

En sentido similar, la LIE dota a la Secretaría de Energía de facultades suficientes para ordenar la

desincorporación de activos, derechos o acciones; esta es, la denominada "separación patrimonial". En el caso de la actividad de transmisión, esta separación supone que quien administra y gestiona la red de transmisión es una empresa completamente distinta y ajena a la titular o propietaria de la red²², lo cual fortalece la independencia del gestor y la no discriminación en el acceso a la red.

Ambas reglas se revelan óptimas no solo porque otorgan al Regulador facultades discrecionales propias de su función, sino que permiten una pronta adecuación de la regulación a la realidad del momento, sin necesidad de esperar por reformas legislativas que bien podrían tardar años en concretarse.

2. APPs para Financiamiento, operación, mantenimiento o ampliación de Redes de Distribución y Transmisión

La reforma energética incorpora la posibilidad de que el Estado mexicano pacte contratos o lleve a cabo asociaciones público-privadas para financiar, operar, mantener, gestionar o ampliar las redes de distribución y transmisión. Es decir, se reconoce la posibilidad de introducir a un operador privado como gestor de dichas redes, independientemente de que las redes como tales sean bienes o activos de titularidad estatal.

Asimismo, el hecho de permitir la participación privada fomenta la inversión en la siempre necesaria ampliación y modernización de las redes de transmisión y distribución, de manera que se minimice el riesgo de congestión de la red. Conforme se incremente la capacidad instalada para generación, las inversiones de APPs en la red eléctrica se incrementarían al mismo ritmo.

Finalmente, al exigirse que las contrataciones se realicen a través de procesos competitivos (licitación), se promueve un uso eficiente de recursos, pues las obras se adjudican a quien oferte un mejor precio.

3. Mercado Eléctrico Mayorista

Los mecanismos de mercado incorporados en la generación de energía son las subastas y el Mercado Eléctrico de corto plazo (spot).

Subastas

Es un mecanismo que le permite a las entidades responsables de carga celebrar contratos en forma

²² Como se detalla más adelante, es el modelo denominado "ISO" o "Independent System Operator".

competitiva y en condiciones de prudencia para satisfacer las necesidades de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y Certificados de Energía Limpias (CELs) a mediano y largo plazo.

Las Subastas de Mediano Plazo tienen como propósito adquirir con anticipación la Potencia y energía eléctrica que será consumida por los Usuarios de Suministro Básico, a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo. El periodo de vigencia de los contratos derivado de las Subastas de Mediano Plazo es de tres años.

Las Subastas de Largo Plazo, por su parte, permiten a los Suministradores de Servicios Básicos celebrar Contratos en forma competitiva para satisfacer sus necesidades a través de contratos de largo plazo. A la vez, permiten a los generadores contar con una fuente estable de pagos que contribuya a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes requeridas para desarrollar nuevas Centrales Eléctricas o para repotenciar las existentes.

El periodo de vigencia de los contratos derivado de las Subastas de Largo Plazo es de 15 años para Potencia y Energía Eléctrica Acumulable y de 20 años para Certificado de Energías Limpias (CELs).

Mercado Eléctrico de Corto Plazo

Es un mercado a corto plazo en el cual se utiliza un modelo económico de despacho en el que se asignan las plantas más eficientes (limpias), hasta que se satisfaga la demanda en un momento dado.

La última planta en ser despachada a fin de satisfacer la demanda, fija el precio marginal local (PML), que se determina por sus costos variables y de mantenimiento, el cual también varía según la tecnología utilizada. Este PML le es pagado por megawatt (MW) a cada uno de los generadores asignados, independientemente de sus propios costos.

Este nuevo mecanismo de mercado fue diseñado para incentivar nuevas inversiones en la generación de energías limpias, dados los mayores márgenes de utilidades que se obtienen de plantas eficientes más que de plantas que utilizan combustibles fósiles y que representan costos de operación más altos.

El principal reto para los generadores es la colocación de energía en el mercado, dada la existencia de múltiples mercados con cierto grado de complejidad. Estos están diseñados para ser negociados con base en estimaciones de la demanda de los usuarios finales,

del largo al corto plazo, permitiendo a los usuarios realizar una planeación eficiente de sus consumos y asegurar tarifas para hacer que sus gastos estimados sean más predecibles.

4. Resultados obtenidos

Como se indicó antes, la reforma mexicana se encuentra en curso, por lo que es prematuro analizar sus efectos reales en el mercado así como su impacto en las tarifas y en las condiciones de servicio para los usuarios y grandes consumidores. Los resultados preliminares de esta reforma, sin embargo, han sido estudiados por analistas e inversionistas del sector. La conclusión general es que las reformas al sector eléctrico fueron exitosas, aunque no exentas de puntos de mejora.

Por ejemplo, un informe de la OCDE del año 2015 estimó que **se le puede atribuir directamente a esta reforma un crecimiento anual de la productividad de un 0.32% cinco años a partir de su implementación** (cinco veces mayor al impacto estimado para la reforma en telecomunicaciones). Ese mismo año, el Fondo Monetario Internacional estimó que la reforma generará **un crecimiento en actividades de manufactura de entre un 5% y un 14%, y de 0.9% al 2.2% de la economía en general**. La Agencia Internacional de Energía (AIE) estimó que para el año 2040 **las tarifas serán un 14% menores** que lo que serían en ausencia de la reforma, permitiendo además que se cumpla la meta de generar al menos un 40% de fuentes de energías limpias (Hernández, 2018, p. 98).

Las principales críticas que se han formulado no son sobre la reforma en sí, ni a los principios que la guiaron, sino a la forma en que la misma fue implementada. En resumen, las principales áreas de mejora que se identificaron son:

- a. La empresa previamente monopólica (CFE) mantuvo durante los primeros años del proceso la posibilidad de ejercer poder de mercado tanto vertical como horizontalmente, lo cual desincentivó la inversión (Nance, 2018, p. 156);
- b. El proceso de elaboración de tarifas, y las tarifas mismas, generaron confusión en cuanto a su fórmula, procedimiento para fijarla, períodos de transición, y otros (Nance, 2018, p. 156);
- c. Se emitieron algunos mensajes confusos sobre los alcances de la reforma, posiblemente por razones

políticas, los cuales no generaron confianza a los inversionistas (Nance, 2018, p. 156);

- d. El entusiasmo del capital de inversión fue menor al esperado, por razones macroeconómicas e incluso externas, que afectaron las tasas de interés y de retorno en la inversión (Nance, 2018, p. 157);
- e. Los cambios en el mercado se implementaron por etapas a partir del 2016, lo cual es comprensible por la complejidad de los cambios, pero el proceso tardó más de lo esperado, lo cual a su vez causó que los posibles participantes prefieran esperar el desenlace de los acontecimientos antes de actuar (Nance, 2018, p. 157);
- f. No existe una total claridad sobre la futura implementación de varias actividades importantes que aún están pendientes (Nance, 2018, p. 157).

Es importante notar que la reforma en México fue mucho más profunda, ya que abarcó todo el sector energético. Es decir, no solo la actividad de electricidad sino también las de gas natural y petróleo. Aun así, nos ofrece lecciones importantes a tomar en cuenta no solo sobre la conveniencia de realizar una reforma, sino también sobre situaciones que se pueden dar durante su ejecución e implementación, para tomarlas en cuenta y contribuir al éxito de un futuro cambio en el país.

En síntesis, el de México es un potencial caso de éxito, aunque no exento de retos, de un país referente que decidió pasar de un sistema similar al costarricense para introducir competencia en aquellos segmentos en los que ello es económicamente viable, separar las actividades y desagregar al principal operador público.

B. El modelo colombiano y sus mecanismos de mercado

Colombia posee un mercado liberalizado de generación y comercialización de energía, al menos desde 1994, a partir de la reforma introducida mediante las leyes N°142 y 143 (Moreno, 2012, p. 119). Por esa razón, destaca entre los países latinoamericanos como pionero en la introducción de competencia en segmentos de la industria eléctrica que se entendían tradicionalmente como monopolio natural.

De previo a la reforma el sistema eléctrico en Colombia no era financieramente sostenible,

presionaba al gasto público y al endeudamiento del gobierno, generaba tarifas altas y (a diferencia de Costa Rica) tenía problemas para asegurar la cobertura y el suministro (Santa María et al., 2009, p. 7). Todos estos problemas generaron que en el año 1994 se abriera la posibilidad de inversión privada en el sector, se creara un sistema de regulación independiente, y se introdujeran principios de competencia en generación y de eficiencia operativa en la transmisión y distribución (Santa María et al., 2009, p. 7).

Los principales instrumentos jurídicos de promoción de la competencia en el mercado eléctrico colombiano son: la libre entrada y salida del mercado, la separación parcial de actividades, la intervención del Estado en los contratos, el régimen de redes con miras a garantizar la competencia, el régimen de precios de acuerdo con la estructura del mercado, la organización del mercado mayorista y minorista en competencia, y las reglas sobre cambio de comercializadores.

Un primer elemento que destaca de la regulación colombiana es la libre entrada y salida del mercado, pues, a diferencia del caso mexicano y ciertamente a diferencia de lo sucedido en Costa Rica, no se exige ninguna clase de título habilitante a quien desee producir o proveer energía eléctrica, sino únicamente una serie de reglas de seguridad que deben respetar para dichos efectos. Ello es posible porque en Colombia, a diferencia de Costa Rica, el concepto de *servicio público* posee una connotación objetiva y no subjetiva; es decir, el hecho de que se trate de un servicio público no implica la titularidad estatal automática sobre dicho servicio, sino que está abierta a la prestación por parte de privados.

En cuanto a la separación de actividades, al igual que sucede en México y gran cantidad de países de Europa, los segmentos de transmisión y distribución se entienden como monopolios naturales. Sin embargo, en Colombia, a diferencia de México, para estas actividades se adoptó una regulación de competencia “por” el mercado de Transmisión, así como un modelo de competencia comparativa en la Distribución.

Como se explicó arriba este modelo de competencia comparativa (denominado en países anglosajones como “*Yardstick o Benchmark Regulation*”) pretende simular competencia en monopolios naturales, dando incentivos a las empresas para que sean más eficientes

que el promedio de otras empresas y puedan apropiarse de los beneficios de esa mayor eficiencia.

Por su parte, un aspecto criticado del modelo colombiano y que es importante resaltar para la presente Propuesta, es la permisividad de la integración vertical entre generadores y distribuidores y comercializadores, en virtud de los posibles efectos anticompetitivos que ello implica.

Mercado Mayorista de Energía

El mercado mayorista eléctrico en Colombia es un mercado competitivo creado por la reforma Eléctrica (leyes N°142 y 143 de 1994) en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados. El ente regulador CREG, establece las reglas aplicables a este mercado.

El mercado se divide en dos segmentos: *mercado de contratos bilaterales (largo plazo)* y la *bolsa de energía (corto plazo)*. La energía puede ser transada en la bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados (aquellos cuya demanda es 100 kW o 55 MWh/mes).

La bolsa de energía (mercado de corto plazo *spot*) es un mercado para las 24 horas del día siguiente con obligación de participación para todos los generadores registrados en el mercado con reglas explícitas de cotización y en que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo.

Los comercializadores son los que atienden usuarios y les prestan el servicio de facturación y atención al cliente. Les pueden vender a los usuarios no regulados a precios libres. Los comercializadores y usuarios no regulados celebran contratos de energía con los generadores, estableciendo el precio de electricidad sin intervención del Estado.

Los usuarios regulados tienen relación con el mercado mayorista a través del comportamiento de precios del mercado y de los precios a los cuales realice transacciones su comercializador para atenderlo.

Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del cargo por confiabilidad cuyo pago depende del aporte que la energía que cada generador aporta a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

En consecuencia, el mercado libre es el referido a los usuarios que consumen por lo menos más de 55 Mwh por mes (grandes consumidores), mientras que

el mercado regulado es el relativo a los usuarios minoristas, que consumen menos de esa cantidad. En este último caso, las tarifas son reguladas y fijadas por el Regulador.

En cuanto a los resultados de las reformas, al igual que en México, fueron exitosas, pero con puntos de mejora. En términos generales, se logró revitalizar un sector que estaba prácticamente en crisis, dándole sostenibilidad (generando mejoras en el gasto público), incentivando la inversión y ampliando la cobertura con tarifas competitivas. El enfoque regulatorio de promover competencia donde se pueda, y de establecer metas por eficiencia dio resultados positivos.

En cuanto a las lecciones y puntos de mejora, algunos comentaristas destacan las siguientes:

- a. Los resultados de las reformas fueron más tangibles en los sectores de generación y transmisión (Santa María et al., 2009, p. 8). En la distribución, por intereses de sectores regionales, la implementación de la reforma no fue tan profunda y se mantuvieron modelos de gestión del sistema anterior (aunque con mejoras en la calidad y desempeño de las distribuidoras) (Santa María et al., 2009, p. 9).
- b. Existe un atraso en la formación de un mercado de contratos estandarizado, lo cual obedece a la heterogeneidad de la demanda y falta de presión y de organización de los consumidores. Esto genera como consecuencia que se utilicen esquemas de contratos bilaterales, que generan menos incentivos a la innovación (Santa María et al., 2009, p. 10).
- c. Persiste un sistema de subsidios cruzados para determinados estratos de consumidores, cuya aplicación obedece a reglas y metodologías poco claras, lo cual le da opacidad al sistema y puede generar la inviabilidad financiera de los subsidios, lo cual revertirá en un mayor gasto público (Santa María et al., 2009, p. 11).
- d. Desarrollos posteriores a la reforma han introducido, por medio de normas secundarias, intervenciones del regulador que van en sentido contrario de los principios que motivaron inicialmente el cambio. Es decir, las actuaciones del regulador se alejan de la regulación por incentivos (que se preocupa de resultados y no

de medios o procesos), y se parecen más a una especificación detallada de normas técnicas, de contabilidad regulatoria y de reglas que modifican la remuneración de las firmas (Santa María et al., 2009, p. 11).

Así, al igual que en el caso anterior, el modelo colombiano se puede calificar de exitoso, y sus críticas y puntos de mejora son sobre la forma en que se ha implementado y desarrollos posteriores a la misma. Este caso también ofrece relevantes lecciones que aprender y considerar para una eventual reforma en nuestro medio.

Los mecanismos de mercado, la desintegración vertical, las obligaciones de acceso a las redes y el fomento de estructuras tarifarias eficientes que deriven en mejores precios para los consumidores, son elementos comunes de las regulaciones comparadas, así como de las vigentes en la mayor parte de Europa y de Latinoamérica. Las experiencias y mejores prácticas de los países estudiados deben ser valoradas a efectos de implementar una reforma en Costa Rica.

En el caso de México, su estructura de mercado era la de un monopsonio integrado verticalmente, con un comprador único que logró una transición hacia un mercado moderno de acuerdo con las mejores prácticas.

En el caso de Colombia, esta nación ha logrado una matriz energética a hoy de casi un 70% de energías renovables con un fuerte componente de producción hidroeléctrica, similar a la de Costa Rica, pero operando un modelo de competencia regulada desde hace más de 25 años, lo que demuestra que los beneficios económicos, sociales y ambientales de la introducción de competencia supervisada no son exclusivos de un único modelo de organización del mercado.

Ambos casos nos muestran, además, que no basta con realizar una reforma e incorporar determinados principios en la legislación. Su puesta en práctica y sus normas de implementación son claves para lograr que los incentivos estén correctamente alineados y que los usuarios reciban los beneficios de una mayor competencia en el mercado.

SECCIÓN IV: PROPUESTAS REGULATORIAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO COSTARRICENSE

Según se desprende de las secciones anteriores, las regulaciones actualmente vigentes para el sector eléctrico difieren 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.

Estas propuestas, para una mejor comprensión, se dividen según su tema y objetivo. Para su implementación en la práctica se requerirá la modificación de varias leyes específicas y la emisión de otras nuevas.

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

- Separación vertical de los distintos segmentos de la industria.
- Implementación de reglas estrictas que garanticen el acceso a redes e impidan discriminaciones odiosas, así como la manipulación de la disponibilidad de la red.
- Abandonar la noción subjetiva de “servicio público”, declarando como “Servicio Económico de Interés General” los segmentos de la industria que no sean monopolio natural.
- Promoción de la competencia en los segmentos en donde esta sea posible, y regulación por incentivos en las que se mantengan como monopolio natural.
- 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.
- Regulación especial para la Generación Distribuida.

A continuación, se ofrece mayor detalle sobre las distintas recomendaciones:

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 Estado adquiere su titularidad. Los particulares pueden participar en ésta solamente cuando la actividad les es delegada por concesión. Como consecuencia de ello, el ingreso a estos mercados tiene numerosas barreras y la operación en éste se sujeta automáticamente a una serie de regulaciones y limitaciones sin que necesariamente exista una valoración previa de su razonabilidad.

Se sugiere, por lo tanto, que Costa Rica avance hacia un concepto objetivo, amplio y novedoso de Servicio Público, como son los llamados “*Servicios Económicos de Interés General*”. Estos son servicios que se prestan sujetos a las normas de competencia. Este concepto ha sido ya adoptado en la Unión Europea con buen suceso²³.

Ciertamente, el interés público que permea a estos servicios, así como las necesidades generalizadas que pretenden satisfacer, no son 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.** Es decir, la reserva exclusiva a su favor ha fomentado la creación de un mercado eléctrico monopolístico en algunas actividades y oligopólico en otras, con severas ineficiencias económicas que han impactado en el precio del suministro eléctrico y en la propia competitividad del país.

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”, por lo menos en sus etapas de generación y comercialización.** En estos segmentos, que no son monopolio natural, es económicamente viable y eficiente introducir competencia regulada. En consecuencia, sería contraproducente mantener la titularidad exclusiva del Estado sobre dichas actividades, por cuanto podría limitar injustificadamente el acceso al mercado de potenciales generadores y comercializadores o crear privilegios indebidos a favor de la empresa pública dominante que también participaría en dichos mercados.

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*).

La reforma regulatoria que aquí se propone parte de la premisa que la competencia en el mercado es la mejor forma de promover eficiencia en las empresas, mejoras en el servicio, y beneficios a los consumidores. Contrario a lo que se pensaba hace algunas décadas, el mercado eléctrico (y en general todos los servicios en red) son una combinación de diferentes elementos, cada uno de los cuales presenta diferentes tipos de fallas en el mercado (Helm y Jenkinson, 1998, p. 3). Por lo tanto, es importante conocer las particularidades de los distintos segmentos, para asegurar que exista competencia en donde sea posible, y buscar la mejor alternativa regulatoria disponible donde no lo sea.

La separación de actividades constituye la base de toda reforma regulatoria que pretenda introducir competencia en el mercado eléctrico.

Según se vio en este estudio, las mejores prácticas internacionales recomiendan abandonar el esquema del operador monopolístico integrado verticalmente, para en su lugar separar cada una de las actividades de la cadena de suministro eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización) sometiéndolas a regulaciones distintas según la naturaleza de cada una.

Sobre el particular, la OCDE (2016) recomienda (el subrayado es nuestro):

“Permitir que los generadores privados compitan en el mercado, y no sólo por el mercado, y una separación funcional más estricta entre la generación y la distribución de energía eléctrica por parte de las entidades estatales generaría grandes beneficios como resultado de una mayor participación del sector privado.” (Estudios Económicos de la OCDE: Costa Rica, p. 131).

Así, 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 (sobre estas reglas se hará referencia en la próxima recomendación).

²³ 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

En términos generales, las actividades de transmisión y distribución se mantendrían bajo régimen de servicio público por su condición de monopolio natural, mientras que las de generación y comercialización se liberalizarían para introducir en ellas mecanismos para fomentar la libre competencia.

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.
- **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, similar a como se dispone en México y en otros países.

Adicionalmente, y obedeciendo a un criterio de realidad, se recomienda como parte de la discrecionalidad técnica del Regulador, al igual que en el caso de Colombia, 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.

Además de servir a la finalidad de introducir competencia en el mercado, el *unbundling* también permite garantizar el suministro de energía, pues promueve inversiones en las redes (evitando el conflicto con el negocio del suministro), y contribuye a controlar aquellas tomas de participaciones que comprometan las actividades reguladas.

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; precisamente porque es una industria en red (*network utility*) que depende de esta para llevar la oferta hasta la demanda. En el contexto de una separación de actividades como la aquí propuesta, es esencial garantizar a los generadores, comercializadores y consumidores un acceso libre, abierto y no discriminatorio a las redes.

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.

Según se indicó, las posibilidades de invertir por parte de actores privados son limitadas, lo cual priva el acceso de capital y limita las posibilidades de inversión y desarrollo tecnológico. Sobre el particular, la OCDE (2016) indicó que el sector eléctrico en Costa Rica es uno en los cuales “hay margen para reducir las restricciones a la IED [Inversión Extranjera Directa]” (*Estudios Económicos de la OCDE: Costa Rica*, p. 119).

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.

Sin duda, la implementación de un modelo de libre competencia regulada en el sector eléctrico apareja riesgos que deben ser previstos y gestionados. Sin embargo, en donde se han implementado, se han observado importantes mejoras en el rendimiento del mercado como consecuencia de este tipo de reformas, siendo los mercados mayoristas verdaderos vehículos de eficiencia y mayores inversiones en nueva capacidad de generación (Joskow, 2008 p. 14). Por ello, es recomendable que en aquellos segmentos de mercado en lo que sea posible, se introduzcan reglas que permitan la libre competencia como mecanismo de promover la eficiencia, lo cual redundará en beneficios para los usuarios.

Esto es posible, con el nivel de desarrollo tecnológico actual, en los segmentos de generación y comercialización, los cuales deben ser mercados abiertos pero sujetos a regulación especial. Esta es una de las recomendaciones que la OCDE le hace al país es, al señalar la conveniencia de permitir que los generadores privados compitan “en” el mercado, y no tan solo “por” el mercado como ocurre actualmente con el sistema de licitaciones.

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.

Mecanismos de mercado.

Para que esta apertura del mercado sea funcional, debe ir acompañada de reglas para crear un Mercado Mayorista Spot o “Bolsa” de energía, similar a la que existe en Colombia, 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)²⁴ de largo plazo entre participantes del mercado. La matriz 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

²⁴ 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.

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.

Participación de generación privada en el MER.

La cautividad a la que se encuentra expuesta la generación privada actualmente, al tener que vender únicamente al ICE, así como no poder participar del MER, es ineficiente y carece de suficientes justificaciones técnicas. Por lo tanto, si no se es a **permitir a los generadores privados vender su energía ociosa en el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano (MER)**, tomando en cuenta la ineficiencia económica que supone mantener plantas generadoras ociosas en determinados periodos del año. Según datos del Ente Operador Regional (EOR) del MER, Guatemala, por ejemplo, tiene 109 generadores (en su mayoría privados) y 22 grandes consumidores participando en el MER hoy en día²⁵, lo que les permite cubrir de otra manera los riesgos estacionales que impactan sus necesidades.

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 y que se abordó anteriormente como una recomendación separada y especial, 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.

Esa tarifa, si bien debe contemplar las inversiones por expansión de la red, debe ser una expansión acorde y proporcional a las necesidades del país según la demanda, aspecto que solo el Regulador debe fijar con base en la información que obtenga de la totalidad del Sistema Eléctrico y de todos sus participantes.

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. Sin embargo, 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.

Debido a mantener su condición de monopolio natural, el servicio de transmisión sí podría seguirse considerando como un servicio público, con tarifas a

²⁵ <https://www.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/agentes-autorizados-transacciones-mer/>

determinarse por alguno de los métodos que se dirán más adelante en esta sección.

Para la fijación de tarifas de este segmento, por las razones dichas antes y a lo largo del presente trabajo, se recomienda acudir a mecanismos de regulación por incentivos, ya sea bajo la modalidad RPI-X o por empresa modelo, según se aclara más adelante.

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. Es decir, 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.

Para este segmento, como un primer aspecto, y en lugar de delimitar por Ley las zonas geográficas de servicio para cada una de las distribuidoras de electricidad, 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.

Finalmente, dentro de los procedimientos de fijación de las tarifas es sumamente importante introducir mecanismos que compensen lo más posible las asimetrías naturales de este mercado. El consumidor residencial, al no poder elegir su proveedor, no recibirá los mismos beneficios de la competencia que el

industrial, sino que estará en una situación parecida a la actual, en la que debe comprar la electricidad al proveedor que atienda su zona, en condiciones desiguales de negociación.

De ahí la importancia de tener un regulador fuerte, con alta institucionalidad, amplitud de herramientas regulatorias y capacidad técnica. Además, los mercados deben separarse en la mayor cantidad de segmentos posibles, para así introducir competencia en todos los que se pueda y reducir lo más posible los efectos de los monopolios naturales que persistan.

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*, según se dirá en la cuarta recomendación de este trabajo. 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, o brindando servicios para la gestión eficiente del consumo eléctrico, mediante medidores inteligentes y otras herramientas tecnológicas aptas para tal fin.

Tradicionalmente en el país esta actividad se ha realizado en conjunto con la distribución. Sin embargo, no son servicios que por su naturaleza necesariamente deban prestarse conjuntamente, y la introducción de competencia en todas aquellas actividades que lo permitan redundará en mayor eficiencia y menores precios.

Mercado centroamericano

Finalmente, tal y como se adelantaba supra, una barrera de entrada al mercado que tiene un origen regulatorio es la restricción de acceso al Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual está reservado exclusivamente para el ICE.

Es decir, según las regulaciones actuales un generador privado puede vender su oferta energética exclusivamente al ICE y dentro de los límites que impone la Ley. Cualquier exceso de energía disponible no podrá ser vendida a consumidores o distribuidores, ni tampoco puede ser exportada a otros países. Esto genera evidentes ineficiencias y costos hundidos.

Asimismo, los grandes consumidores tampoco pueden acudir al MER para cubrir sus necesidades u obtener energía más barata, sino que están cautivos del distribuidor de su zona.

No se encontró ningún fundamento ni razonabilidad para esta barrera, la cual recomendamos eliminar, permitiendo a los generadores privados y grandes consumidores participar del MER.

CUARTA RECOMENDACIÓN: MODIFICACIONES AL SISTEMA DE REGULACIÓN DE TARIFAS

Según se adelantó líneas arriba, y para ajustarse a las tendencias y mejores prácticas internacionales, 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.

Previo a adoptar una nueva metodología, el Regulador deberá realizar Estudios de Impacto Normativo *ex post* de la metodología vigente y *ex ante* de la metodología por introducir, de manera que se verifique el impacto que la modalidad vigente ha tenido en la realidad y se comparen los costos y beneficios que la nueva modalidad propuesta conllevaría en el mercado.

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.

Lo anterior, según se dijo, sin perjuicio de prever otras modalidades regulatorias en la Ley, para que el regulador opte por la más adecuada según las necesidades futuras del mercado.

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 como, por ejemplo, las compras de electricidad a generadores, acceso a las redes de transmisión, y otras en que las partes interesadas deban negociar un precio o tarifa. A falta de un acuerdo entre las partes, 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

La introducción de competencia en el mercado no implica una ausencia de regulación, sino que es una forma distinta de regular. La competencia no es más que un medio para buscar los beneficios de los consumidores, y la función de las autoridades es que este propósito se cumpla (Baldwin, Cave, & Lodge, 2019).

En la búsqueda de este fin, 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.

Asimismo, implicará una transformación institucional que debe ejecutarse con suma cautela, para asegurar una adecuada implementación de las nuevas reglas del mercado de manera que los fines de la regulación estén plenamente asegurados mediante las intervenciones de la autoridad. 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.

SEXTA RECOMENDACIÓN: REGULACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida 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).

Por sus particularidades, esta actividad se analiza con mayor detalle en la próxima sección, en la cual se detallan una serie de sugerencias para la regulación de esta figura, basadas en la eliminación de barreras e incentivo a la generación distribuida y reconocimiento legal a la figura de los Prosumidores.

Las sugerencias se formulan tanto considerando las regulaciones actuales, como en un escenario de reforma al sistema en el que nuestras anteriores recomendaciones sean adoptadas.

SECCIÓN V: GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) E INNOVACIONES TECNOLÓGICAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO COSTARRICENSE

El novedoso fenómeno de la Generación Distribuida está impactando el modelo tradicional de trasiego de energía, tanto en su vertiente técnica como económica. Esta actividad se analiza en una nota aparte por su novedad, características y, sobre todo, por su carácter disruptivo sobre la forma en que tradicionalmente se ha concebido esta industria.

La innovación en eficiencia energética (medidores inteligentes, baterías para almacenamiento, agregadores de demanda, etc.), la aparición de tecnologías que permiten a consumidores generar y satisfacer su propia demanda energética para luego verter a la red sus

excedentes (“Prosumidores”), así como de redes locales de autoconsumo y trasiego de energía, están disrumpiendo la estructura tradicional del sector.

Los retos que plantea este nuevo y acelerado fenómeno, ya existente en Costa Rica, demandan una respuesta regulatoria también célere, pero sobre todo flexible, coherente y proporcional, de manera que se propicien las ventajas del modelo sin arriesgar la estabilidad técnica y financiera del sistema ni los derechos de los usuarios.

I. CONCEPTO Y CARACTERÍSTICAS

La Generación distribuida (en adelante, “GD”) es usualmente definida como una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la fuente de distribución o en el lado del medidor correspondiente al abonado (Echevarría y Monge, 2017, p. 10). Las características principales de esta actividad, y que la diferencian de la generación tradicional son:

- a. La generación eléctrica se produce de forma local en unidades de consumo pequeñas o medianas (casas de habitación, residenciales, empresas e industrias).
- b. La fuente de energía normalmente es renovable; p.e. paneles fotovoltaicos.
- c. La unidad local de generación –al menos en la acepción de GD aquí estudiada– está conectada a la red de distribución y no a la red de transmisión, contrario a lo que ocurre con las grandes plantas generadoras, con las consecuencias técnicas, económicas y regulatorias que ello implica.
- d. El generador produce la energía principalmente para su autoconsumo y el excedente es vertido en la red de distribución. Por ello, a quienes se dedican a esta actividad se les llama “Prosumidores” y están adquiriendo un rol cada más activo y protagónico en el sector.

La GD, por lo tanto, supone una atomización de la producción de energía y un cambio en el rol del consumidor, pasando de mero espectador pasivo a un actor protagónico en la cadena de producción. Naturalmente, este nuevo rol amenaza con socavar el modelo tradicional de la distribución. El principal foco de preocupación radica en la disminución de venta de energía producto del modelo de fijación tarifaria de los servicios de distribución, pues este hace depender el

ingreso por dichos servicios, del volumen de energía consumida (costo variable) aunque el principal componente del costo de dicha actividad es fijo (despliegue y operación de redes y accesorios).

Por lo tanto, como se verá, 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.

II. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Con base en experiencias anteriores 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 y 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 y 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 y Monge, 2017, p. 16); y
- 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 y 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. Los modelos tarifarios que tradicionalmente se han aplicado a los servicios de electricidad en el mundo –y Costa Rica no es excepción– favorecen el citado efecto de reducción de ingresos a causa de la expansión de la GD, porque las tarifas están diseñadas en función de la venta volumétrica de electricidad, es decir, en función de los kWh consumidos en cada período tarifario.

Asimismo, 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. Al reducirse el consumo, las tarifas por kWh deben aumentar para generar el mismo ingreso y cubrir los costos fijos que antes se diluía entre más usuarios, al haber un consumo mayor.

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.

Este riesgo pareciera no ser suficiente como para impedir o desincentivar la actividad, pero ciertamente es un elemento para tomar en cuenta en su regulación. 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).

Ello conlleva que los *prosumidores* deban hacer frente a unos cargos y unos precios que reflejen, de la mejor forma posible, los costos en que incurre el sistema eléctrico para hacer posible la GD –especialmente

el sistema de distribución–, pero también los costos de oportunidad de la electricidad inyectada por los prosumidores a la red.

III. REGULACIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COSTA RICA

La generación distribuida en Costa Rica está regulada en el *Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla*, Decreto N°39220-MINAE, del año 2015.

La modalidad de GD por la que se optó es la de *medición neta sencilla* (MNS). A grandes rasgos, mediante esta modalidad los excedentes del autoconsumo son vertidos a la red de distribución, pero sin que opere una venta o contraprestación económica por esa energía vertida, sino únicamente una compensación física de energía entre la que se vierte a la red y la que se obtiene de ella. En el caso concreto de la MNS, la Procuraduría General de la República (PGR) declaró en el 2015²⁶, que no se trata de una venta de un servicio al público sino de la satisfacción de una necesidad de autoconsumo por parte de un abonado. Por esta razón, se considera que la MNS no es un servicio público y que, por tanto, no debe estar regulada por la ARESEP.

En el citado dictamen se concluye además que, en lo que respecta a la GD bajo MNS, el ámbito de regulación por parte de la ARESEP se restringe a las normas sobre calidad y seguridad de la red de distribución, pues la distribución de electricidad sí es un servicio público regulado. Se indica además que las condiciones técnicas y económicas de acceso e interconexión que deben cumplir los generadores distribuidos con MNS son materia contractual entre estos generadores y las distribuidoras.

En cuanto a la GD con Medición Neta Compuesta (MNC), en el dictamen de 2015, la PGR establece que en esta modalidad los excedentes derivados de la GD y vertidos a la red son objeto de compra por la empresa de distribución, por lo que no se trata solamente de autoconsumo. Por lo tanto, indica que se está ante una prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la Ley N°7200 y la Ley de la ARESEP. Por lo tanto, se

²⁶ Dictamen N°C-165-2015 de 25 de junio de 2015.

concluye que la generación distribuida con venta de excedentes requiere concesión de servicio público.

Las principales limitaciones de la regulación actual, según algunos actores locales²⁷ e internacionales²⁸, son:

- a. **Somete la GD a la Ley N°7200:** La ley N°7200 de Generación Paralela fue ideada para el modelo tradicional de generación mediante grandes centrales, principalmente hidroeléctricas, interconectadas al sistema de transmisión. Se trata de un esquema que no se ajusta a las necesidades de la GD.
- b. **Englobar el modelo de MNC en el concepto de Servicio Público, prohibiéndolo tácitamente:** La PGR sometió la GD con venta de excedentes (MNC) a régimen de servicio público, creando importantes barreras de entrada para dicha actividad que en la materialidad son prácticamente imposibles de cumplir (un prosumidor particular difícilmente participará en los procesos para obtener una concesión para generación eléctrica). Además, económicamente ambas modalidades (MNC y MNS) son idénticas pues en ambas lo que opera sí es una venta de energía, independientemente de que la contraprestación que reciba el Prosumidor sea en energía o en dinero.
- c. **Limita la capacidad de producción:** Se fija en un 15% de la demanda anual la capacidad máxima que pueden tener todos los sistemas de generación conectados en un mismo circuito, incluyendo el sistema de GDA que haga la solicitud respectiva. El sustento de la medida es supuestamente evitar sobrecargas de las líneas de distribución, pero pareciera no ser un sustento técnico suficiente. Esta medida configura una barrera de entrada importante.
- d. **Regla del 49/51:** 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. Esta

medida implica que los prosumidores pierden opciones de aprovechar, mediante intercambio con la red, una parte considerable de la energía que generan, la cual se desperdicia.

- e. **Conflictos de interés:** Las propias empresas distribuidoras son quienes fijan requisitos y condiciones para la interconexión de los prosumidores a la red, en un claro conflicto de interés.
- f. **Estructura tarifaria:** El enfoque tarifario actual (prevalencia del cobro del servicio en función del consumo volumétrico de energía) no separa costos fijos de los variables. Además, no contempla en la tarifa que pagan los prosumidores el cargo por interconexión y supone una reducción en el monto del cargo por acceso. Esto se traduce en una especie de subsidio al prosumidor, por encima del costo medio de la electricidad que este vende.

En otros países el principal objetivo de la promoción de la GD es ampliar la penetración de energías renovables. En Costa Rica ese objetivo no parece ser el primordial, en virtud de su matriz de renovables de entre 98 y 99%. Por lo tanto, el objetivo de política pública es democratizar la producción eléctrica y crear las condiciones necesarias para que el consumidor (tanto empresarial como residencial) genere un alto porcentaje de su propia demanda eléctrica, involucre la innovación tecnológica y eficiente su consumo eléctrico. Esto redundará en una mayor competitividad y eficiencia en la economía del país.

IV. PRINCIPIOS FORMALES DE UNA REGULACIÓN INTELIGENTE PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (SMART REGULATION)

La Cuarta Revolución Industrial, y las innovaciones aparejadas a esta, demandan una nueva forma de regulación. La manera tradicional de regular las actividades económicas, mediante leyes o reglamentos estáticos de pronta obsolescencia y neutralizando la

²⁷ La Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR) ha manifestado objeciones a la regulación vigente, ver 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>.

²⁸ Echevarría, C., & Monge, G. (2017). La Generación Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y Desafíos., 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>

discrecionalidad del Regulador, debe ser sustituida por una regulación dinámica, consensuada, proporcional y –sobre todo– basada en la experiencia.

Las innovaciones apuntadas –entre ellas la GD, *Smart Grids*, etc.– tienen como rasgo esencial la disrupción, es decir, producen un giro radical en el funcionamiento tradicional de un determinado sector o mercado y normalmente se introducen en él de forma acelerada. Por ello, para regularlas es preciso primero entender cómo funcionan, cuáles son sus efectos y riesgos, estudiar su comportamiento y evolución en el mercado y mantener en constante evaluación las regulaciones adoptadas para adaptarlas en caso de ser necesario.

Esta nueva regulación o *Smart Regulation* se basa –principalmente– en los siguientes principios:

- a. **Regulación Adaptativa:** Implica pasar de la noción de “regular y olvidar” a un enfoque iterativo de constante adaptación (Eggers y Turley, 2018, p. 11). Se basa en la prueba y error, en la flexibilidad y en el diseño conjunto de la regulación para obtener retroalimentación constante de los actores.
- b. **Bancos de pruebas (Sandbox Regulatorio):** Son espacios controlados de prueba en los que las empresas pueden probar sus prototipos en el mercado de manera controlada y con pleno involucramiento del Regulador para entender sus riesgos y proponer regulaciones adecuadas (Eggers y Turley, 2018, p. 13).
- c. **Regulación basada en resultados:** La regulación se centra en los resultados u objetivos queridos en lugar de definir la forma en que deben alcanzarse (Eggers y Turley, 2018, p. 15).
- d. **Regulación de riesgo ponderado:** Salto de la regulación “un caso aplica a todos” hacia la aproximación segmentada, proporcional al tipo de tecnología o actividad a regular y basada en datos confiables (Eggers y Turley, 2018, p. 15).
- e. **Regulación colaborativa:** Alineación nacional e internacional de la regulación al engranar un grupo de jugadores más amplio a lo largo del ecosistema (Eggers y Turley, 2018, p. 17).

Para países como Costa Rica, cuyo sistema jurídico es rígido e inflexible a la adaptación, estos principios resultan óptimos. Una manera de congeniar una regulación inteligente con el sistema rígido nacional

en el caso de la GD es optar por legislación (a nivel de Ley) de principios o “*basada en resultados*”, de manera que, una vez fijados en la Ley los objetivos generales que debe atender el mercado eléctrico y la GD, sea el Regulador quien discrecionalmente fije los mecanismos para alcanzarlos a partir de un abanico de opciones y sujeto a los límites explícitos e implícitos de la discrecionalidad administrativa.

Partiendo de este esquema formal de Regulación Inteligente, para efectos de solventar algunos de los fallos de la regulación actual en materia de GD, a continuación, se plasman los principales elementos necesarios de reforma para una Regulación adecuada de la Generación Distribuida en Costa Rica.

V. REFORMAS SUGERIDAS PARA UNA REGULACIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COSTA RICA (BAJO EL ESQUEMA MONOPÓLICO ACTUAL)

Las siguiente son nuestras recomendaciones específicas que se relacionan con la actividad de GD, presumiendo una prevalencia del esquema actual de un proveedor cuasi-monopólico que esté verticalmente integrado:

A. De servicio público a servicio económico de interés general

Como se indicó antes, la GD en modalidad de medición neta compleja o con venta de excedentes, fue declarada servicio público por la PGR en virtud del concepto tradicional de servicio público adoptado en la legislación nacional (*Ver primera parte del capítulo III de este trabajo*).

Por ello, lo recomendable es declarar la GD como un *servicio económico de interés general*, al igual que se propone para la actividad de generación tradicional. De esta manera, se protege la libre iniciativa privada de la actividad y se le revela de las barreras de entrada que supone el tener que obtener una concesión y, en general, del régimen de servicio público que opera en otras actividades de interés público.

B. Restructuración del Modelo tarifario

Las redes de distribución se han planificado y operado tradicionalmente de forma unidireccional para verter cargas, es decir, sin incluir ninguna generación a

nivel de distribución. Asimismo, la regulación económica del sector de distribución ha sido diseñado tradicionalmente sin ninguna forma de GD en mente.

Sin embargo, la GD está cada vez más presente en las redes de distribución, y está afectando la planificación y operación de la distribución, causando mayores o menores costos que en una red pasiva tradicional (Picciariello, 2015, p. 29). La regulación económica de los Operadores de Sistemas de Distribución debe reconocer e incluir adecuadamente estos costos en los respectivos esquemas de remuneración. Estas son condiciones necesarias para lograr una integración eficiente de la DG (Picciariello, 2015, p. 29).

En otras palabras, la regulación debe 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.

Por lo tanto, a partir de numerosos estudios²⁹ así como del análisis de marcos regulatorios comparados como los de México, Dinamarca, Suecia y Alemania³⁰, se sugieren las siguientes reformas para implementar un modelo tarifario realizable, acorde con el objetivo de democratización de la GD en Costa Rica (Anaya y Pollit, 2014):

- a. Adoptar un modelo tarifario de “*Yardstick Regulation*” o “*Price Cap*” para la actividad de distribución, en lugar del sistema vigente de “servicio al costo” o tasa de retorno, en aras de brindar seguridad al prosumidor de que los costos de interconexión que pagarán al Distribuidor por concepto de GD, son costos derivados de una gestión eficiente de la red y que reflejen de la manera más fidedigna posible la carga *adicional* –y solo esta– que implica la interconexión del Prosumidor a la red.
- b. Explotar y aprovechar los sistemas de contabilidad regulatoria y *smart metering*, que son vitales para segregare los costos fijos y variables del proceso de distribución de electricidad.

- c. Desarrollar un modelo tarifario para el servicio de distribución de electricidad que permita distinguir entre el costo fijo y los costos variables del servicio. De esta forma, se podría establecer un componente tarifario fijo, que no dependa del consumo. Con ello, se reduciría la vulnerabilidad financiera de las Distribuidoras a las reducciones en la demanda asociadas con la penetración de la GDA y de otras tecnologías disruptivas. Este enfoque se conoce como “*straight-fixed variable rate* (SFVR)”.
- d. Concerniente al modelo SFVR, se recomienda aplicar una estructura tarifaria al componente que reconoce el costo de la energía comprada por la empresa distribuidora al sistema de generación eléctrica, el cual debe ser transferido al consumidor. Este es un costo variable que se debería cobrar por kWh consumido, pero con variaciones de precio según cada segmento de la estructura tarifaria. Los precios por establecer en cada segmento de la estructura tarifaria deberían ser una aproximación del costo de oportunidad de la electricidad para el sistema eléctrico, en cada uno de ellos.
- e. Separar la medición y la asignación de precios para la energía que consume el prosumidor, por un lado, y la energía que éste inyecta a la red. De esta forma se evitan los inconvenientes metodológicos asociados a los esquemas de medición neta.
- f. Establecer estructuras tarifarias específicas para fijar el precio de venta de electricidad por parte del prosumidor, que valoren el costo de oportunidad para el sistema eléctrico de la energía inyectada por este, en distintos lapsos horarios o estacionales y eventualmente por circuito.

C. Eliminación de restricciones injustificadas y barreras de entrada

La restricción sobre porcentaje de energía (49%) que se puede intercambiar dejaría de tener sentido dentro del marco regulatorio propuesto, porque este implica

²⁹ Principalmente, se acogen en este Reporte las recomendaciones del BID postuladas en el documento citado a lo largo de este trabajo, titulado “*La Generación Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y Desafíos*” (2017), y el trabajo de investigación citado supra, titulado “*Impact of Economic Regulation on Distributed Generation Integration in Electricity Distribution Grids*” (2015).

³⁰ Se toman en consideración los resultados de la investigación comparada contenida en la obra: Anaya & Pollit, 2014.

superar el esquema de medición neta. Dentro del enfoque de asignación separada de precios para las compras y ventas de electricidad, las restricciones a las cantidades de energía inyectada al sistema se establecen mediante señales de precios y no mediante límites rígidos.

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 para el acceso del prosumidor a las redes

Esta recomendación, que aplica tanto bajo el modelo monopólico como en el liberalizado, 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. Esa regulación debe considerar el tipo de red a la cual se interconectará el prosumidor (si es una red de distribución o de subtransmisión, el voltaje, etc) así como las condiciones técnicas del circuito. 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.

VI. REFORMAS SUGERIDAS PARA UNA REGULACIÓN ÓPTIMA DE LA GD EN COSTA RICA (BAJO EL MODELO DE REFORMA PROPUESTO)

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 como la introducida en México, 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, tal y como lo hace la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética mexicanas.

Cumpliendo con el mandato legal, la Comisión Reguladora de la Energía de México (CRE) emitió en el 2017 la 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”.

Como Principio elemental de esta normativa, destaca el de “Acceso abierto y no discriminatorio a las redes de distribución”. Ciertamente, este principio es piedra angular al objetivo de democratización de la GD que se ha planteado Costa Rica. Sobre este libre acceso la Resolución de la CRE antes citada establece lo siguiente:

“2.2. Acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Generales de Distribución

La Generación Distribuida contará con acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Generales de Distribución, para lo cual el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional considerará la expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución que se requieran para interconectar la Generación Distribuida.

El Distribuidor propondrá en su Programa de ampliación y modernización, los elementos que se requieran para integrar la Generación Distribuida, manteniendo las condiciones requeridas de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Para determinar las necesidades de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución, el Distribuidor deberá considerar la capacidad disponible de los circuitos de distribución, y la tendencia de integración de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, estimada con base en los datos históricos de solicitudes de interconexión recibidas, la evolución tecnológica y los costos de las tecnologías de Generación Distribuida, así como la disponibilidad de los recursos primarios en diferentes zonas de las Redes Generales de Distribución.” (Resolución de la CRE número RES/142/2017, artículo 2.2).

Lo destacable de esta disposición es la obligación que fija a las Distribuidoras de ampliar y modernizar las redes de distribución a efectos de integrar la GD, de manera que la congestión de la red no sirva de limitante a la penetración de la GD.

Asimismo, destacan otras normas importantes, por ejemplo, que los estudios de interconexión para determinar la viabilidad de la integración de la central de GD a la red de distribución sean excepcionales y en caso de ser necesarios, los asuma el Operador del Sistema (ISO). En caso de que producto de esos estudios se derive la necesidad de realizar obras de refuerzo, estas serán asumidas por el Prosumidor solicitante sea mediante pago o mediante aportaciones de electricidad al sistema (Resolución de la CRE número RES/142/2017, artículos 3.2 y 3.3).

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. En virtud de que estas modalidades operan hoy en día en el mercado eléctrico liberalizado de México, se utiliza a este país como referencia útil, sin perjuicio de las herramientas de las que se debe dotar al Regulador costarricense para modificar o adaptar estas estructuras conforme al avance tecnológico y la mayor penetración

de GD. En síntesis, las modalidades y estructuras tarifarias recomendadas son:

a. Medición neta (*net metering*)

La medición neta de energía es la metodología de contraprestación que considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia las Redes Generales de Distribución compensando dichos flujos de energía eléctrica entre sí durante el periodo de facturación (Resolución de la CRE número RES/142/2017, Anexo I, para. 5).

Es el régimen aplicable en Costa Rica hoy en día bajo la estructura monopólica de integración vertical. Sin embargo, en el sistema mexicano, al estar desintegrada la distribución de la comercialización y estar separada la tarifa de distribución de la de comercialización, la relación comercial se produce entre comercializador (suministrador) y el Prosumidor. La contraprestación se calcula como la diferencia entre la energía total entregada por el Suministrador de Servicios Básicos y la energía total entregada por el Generador Exento en el periodo de facturación, a través de las Redes Generales de Distribución.

b. Facturación neta: (*net billing* - venta de excedentes)

En esta modalidad, el régimen de contraprestación está asociado a la interconexión que, por un lado, considera la entrega de energía eléctrica por parte del Prosumidor a las Redes de Distribución y, por el otro, de manera independiente considera la recepción de energía eléctrica desde las Redes Generales de Distribución por parte del Suministrador (Resolución de la CRE número RES/142/2017, Anexo I, Facturación neta (*Net Billing*) y venta total de energía, para. 1).

Este régimen es de autoconsumo con venta de excedentes. Por ende, el Prosumidor debe tener un contrato de suministro de energía con un comercializador, ya que existirá entrega y recepción de energía eléctrica hacia y desde las Redes Generales de Distribución en el mismo Punto de interconexión.

Asimismo, la energía eléctrica que suministra el comercializador al prosumidor para satisfacer

necesidades adicionales que no ha podido satisfacer con su central de GD, se cobra al precio o tarifa de suministro contratada.

La contraprestación que recibiría el Prosumidor por la energía vertida en la red sería el *precio marginal local*. Este precio marginal local –al tratarse de un sistema de generación liberalizado con precio libre– se define como el precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Para efectuar estas operaciones, al igual que se indicó en la sección anterior, el Prosumidor deberá contar con un medidor capaz de registrar y almacenar los datos del perfil de la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución, por un intervalo de tiempo mayor a la frecuencia de toma de lecturas del mismo medidor para su facturación correspondiente, o bien, contar con un sistema de comunicación que permita transmitir el valor horario de energía eléctrica generada y entregada a las Redes Generales de Distribución, con el fin de que el Comercializador reciba los valores y a su vez pueda calcular la contraprestación correspondiente (Resolución de la CRE número RES/142/2017, Anexo I, Facturación neta (*Net Billing*) y venta total de energía, para. 7).

c. Venta total de energía

Este régimen es de Generación Distribuida mas no de autoconsumo. Se considera, para efectos de metodología tarifaria, únicamente el flujo de energía eléctrica entregada hacia las Redes Generales de Distribución, al cual se le asigna un valor de venta (Resolución de la CRE número RES/142/2017, Anexo I, para. 8). Por ende, no existe un contrato de suministro eléctrico asociado al mismo Punto de interconexión de la Central Eléctrica del generador local (Resolución de la CRE número RES/142/2017, Anexo I, Facturación neta (*Net Billing*) y venta total de energía, para. 3).

La contraprestación recibida será también el Precio Marginal Local, es decir, el precio de la energía en el mercado en el momento de la venta.

En gran medida, las recomendaciones planteadas para favorecer la GD sin perjuicio de la distribución son aplicables en un mercado liberalizado de generación y comercialización como el recomendado en este trabajo; al igual que los modalidades aquí reseñadas también son aplicables –con algunas reservas– en el sistema vigente de integración vertical que opera actualmente en Costa Rica.

Lo trascendental es valorar esquemas tarifarios en la distribución que reflejen el costo de oportunidad de la electricidad que genera la GD para el sistema eléctrico, así como los costos estrictamente relacionados a la mayor carga que produce la integración de la GD para el distribuidor. Al final, la inversión en mantenimiento, modernización, ampliación y capacidad de las redes y circuitos de distribución contribuirá a la mayor penetración de la GD.

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.

Para ello, se revisaron las principales leyes y regulaciones actuales del sector eléctrico en Costa Rica, identificando aquellas que generan las principales restricciones o limitaciones. Posteriormente, se compararon estas regulaciones con las mejores prácticas internacionales y las experiencias de otros países que han experimentado procesos similares.

La posibilidad de promover mejoras a la competitividad y eficiencia por medio de regulaciones sensatas es una realidad en todos los mercados de bienes y servicios. En el caso particular del sector eléctrico esto es particularmente cierto, ya que según se concluye del análisis realizado, la estructura regulatoria del sector no promueve la eficiencia ni la mejora en costos del servicio.

El diseño de estas regulaciones 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 disruptado 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, por su parte, 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.

Sin una reforma regulatoria profunda (que además se aplique adecuadamente) será sumamente difícil lograr producir electricidad con la competitividad y eficiencia deseadas. Para ello, se debe echar mano de técnicas regulatorias modernas que promuevan la competencia donde sea posible e incentiven la eficiencia por otras vías donde no lo sea.

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.

En este espíritu, se formulan propuestas concretas de reforma, con el propósito de incorporar las mejores prácticas regulatorias y, a la vez, prever la flexibilidad suficiente para adaptarse a lo que podrían ser las necesidades futuras del sector.

En términos generales, se propone declarar la generación y comercialización de energía eléctrica como “Servicio Económico de Interés General”, abandonando la noción subjetiva de servicio público y pasando a una noción objetiva de este concepto, en línea con las legislaciones más modernas.

Asimismo, se propone pasar de un mercado integrado verticalmente a una separación de actividades para cada segmento, diferenciando los segmentos naturalmente monopolísticos de la actividad (transmisión y distribución de energía) de aquellos susceptibles de competencia, para introducir competencia en todos aquellos segmentos que sea posible, y optar por las alternativas regulatorias más eficientes que estén disponibles conforme a la naturaleza de cada actividad.

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 compitan las distintas fuentes de energía y generadores y al cual puedan recurrir comercializadores y grandes consumidores para satisfacer sus necesidades energéticas, así como fomentar las subastas como instrumento para generar contratos de largo plazo entre participantes –especialmente grandes consumidores– y promover la competencia minorista donde sea posible. La estructura de costos principalmente fijos de la matriz renovable que ostenta el país es escenario ideal para la creación de este tipo de mercados y transacciones.

Parte de la liberalización también exige librar a la generación privada de la cautividad en que se encuentra hoy en día, de manera que pueda acudir al MER a colocar sus excedentes de energía.

La reforma también implicaría un cambio en el sistema de regulación de tarifas, abandonando el principio de regulación por tasas de retorno e inclinarse por mecanismos de regulación por incentivos (ajustados para cada tipo de actividad). Además, se sugiere adoptar un mecanismo regulatorio flexible, que facilite

adaptarse a los cambios tecnológicos y del mercado sin tener que acudir a reformas legislativas. Para ello, 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. Esto implica, en consecuencia, la necesidad de fortalecer las potestades, discrecionalidad e independencia del regulador para favorecer la competencia, velar por la seguridad del suministro y proteger los derechos de los usuarios.

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. Esto implica que ciertos consumidores van a gozar 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.

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/10261169-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%CC%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/ZYDR3IYE0BDD7KGIQVVR3TRUTQ/story/>
- Révalo, 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/w/c/t/A8RRVNYW/PPGND%20CURSO%20%20Revalo%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”.

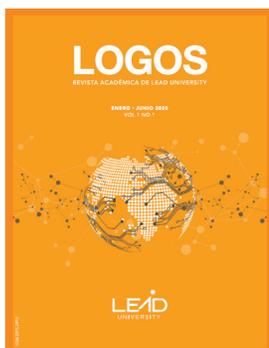
Ley N°7799 “Reforma Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago JASEC”.

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

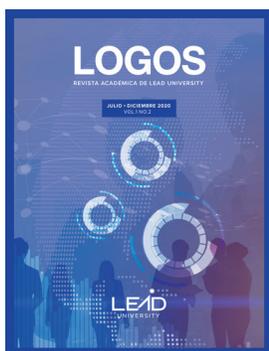


Vol 1. No.1

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