



ENERGÍA



Calidad de la electricidad. Puesto entre 140 países (1 indica el país con la mejor calidad del suministro eléctrico).
Fuente: WEF (2018).



PERFIL DE COLOMBIA EN MATERIA DE ENERGÍA

2018-2019

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

Tema	Indicador	Valor Colombia 2018	Ranking en América Latina 2018	Mejor país en América Latina 2018 (valor)	Fuente
Panorama general	Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita) ¹	1.290	12 de 17	Chile (3.912)	Banco Mundial
	Ranking en el Energy Trilemma Index ²	BCA	3 de 18	Uruguay (CBA)	World Energy Council
Confiabilidad	Generación eléctrica de fuentes renovables, excluyendo hidroeléctrica [% del total] ³	3,8 %	13 de 18	Nicaragua (45,0 %)	Energy Information Agency
	Producción eléctrica con fuentes fósiles [% del total] ³	30,6 %	4 de 18	Paraguay (0,0 %)	Energy Information Agency
	Dependencia de la principal fuente de generación ³	66,0 %	12 de 18	Guatemala (38,3 %)	Energy Information Agency
Precio	Precios de la energía eléctrica para la industria ⁴	12,3 USD cent/kWh	8 de 14	Paraguay (5,1 USD cent/kWh)	Osinermin
Calidad	Número de días requeridos para obtener una conexión a energía permanente ⁵	106	16 de 17	Panamá (35)	Banco Mundial
	Población con acceso a energía eléctrica [%] ⁵	99,0 %	9 de 17	Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México, Uruguay y República Dominicana	Banco Mundial
	Calidad del suministro eléctrico (puesto entre 140 países)	87	12 de 18	Chile (20)	WEF
	Índice de confiabilidad de la oferta de energía y de transparencia de las tarifas (de 0 a 8, donde 8 es el mejor desempeño) ⁵	6,0	5 de 18	Costa Rica y Panamá (8,0)	Banco Mundial

Nota: 1/ Datos correspondientes al año 2014. 2/ Datos correspondientes al año 2017. 3/ Datos correspondientes al año 2015. 4/ Cuarto trimestre de 2017. 5/ Datos correspondientes al año 2016.



La confiabilidad de la matriz de generación es uno de los grandes activos que posee la economía colombiana. Desde que se adoptó el esquema de cargo por confiabilidad (CC) en 2006, el país no solo ha logrado incrementar de manera importante su capacidad de generación, sino que ha superado exitosamente fenómenos climáticos adversos como el de El Niño de finales del año 2015 y comienzos de 2016. Esto ha permitido que no haya racionamientos y que la economía pueda operar sin los traumatismos que desencadenan esa clase de situaciones.

Sin embargo, entendiendo que la confiabilidad también pasa por diversificar la matriz de generación, que es predominantemente hídrica y térmica, el país ha avanzado en el establecimiento de incentivos para tal efecto como los previstos en las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016, así como en el Decreto 0570 de 2018. Esto no solo pretende disminuir el impacto de eventuales situaciones climáticas adversas, sino que también aportaría a llevar electricidad a zonas que no pueden ser cubiertas por esquemas tradicionales de generación y a combatir el cambio climático. No obstante, medidas como la definición de una metodología para calcular el caudal ambiental, propuesta por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Minambiente), podrían poner en riesgo la confiabilidad en los próximos años, por lo que deben estudiarse con especial cuidado.

Además de la confiabilidad, el precio de la energía también es un componente esencial para garantizar la compe-

titividad de una economía y el bienestar de sus ciudadanos. Aunque Colombia se ubica en los puestos intermedios en esta materia a nivel latinoamericano, es posible avanzar en medidas que reduzcan el precio, como la creación de una oferta de energía en firme eficiente y competitiva, la reducción de asimetrías de información entre los agentes del mercado mayorista, continuar impulsando la autogeneración y la respuesta de la demanda, desarrollar una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos e impedir el aumento de las transferencias del sector eléctrico (TSE).

Finalmente, en lo que respecta a la calidad en la prestación del servicio, la heterogeneidad continúa siendo muy alta a nivel departamental, mientras que, a nivel latinoamericano, Colombia apenas supera la calificación promedio de la región. Sin embargo, el país ha hecho avances importantes por avanzar en mejores herramientas de medición, así como en tener mayores capacidades de monitoreo y control. Estos esfuerzos deben continuar consolidándose.

Este capítulo se divide en tres secciones. La primera hace referencia a la confiabilidad del sector eléctrico colombiano y a los incentivos que posibilitarían avanzar en la diversificación de la matriz de generación. En la segunda se aborda el precio de la energía y se exponen distintas medidas regulatorias que podrían ayudar a reducirlo. La tercera sección se dedica a la calidad del servicio eléctrico y menciona algunas alternativas para mejorarla.



CONFIABILIDAD

2018-2019

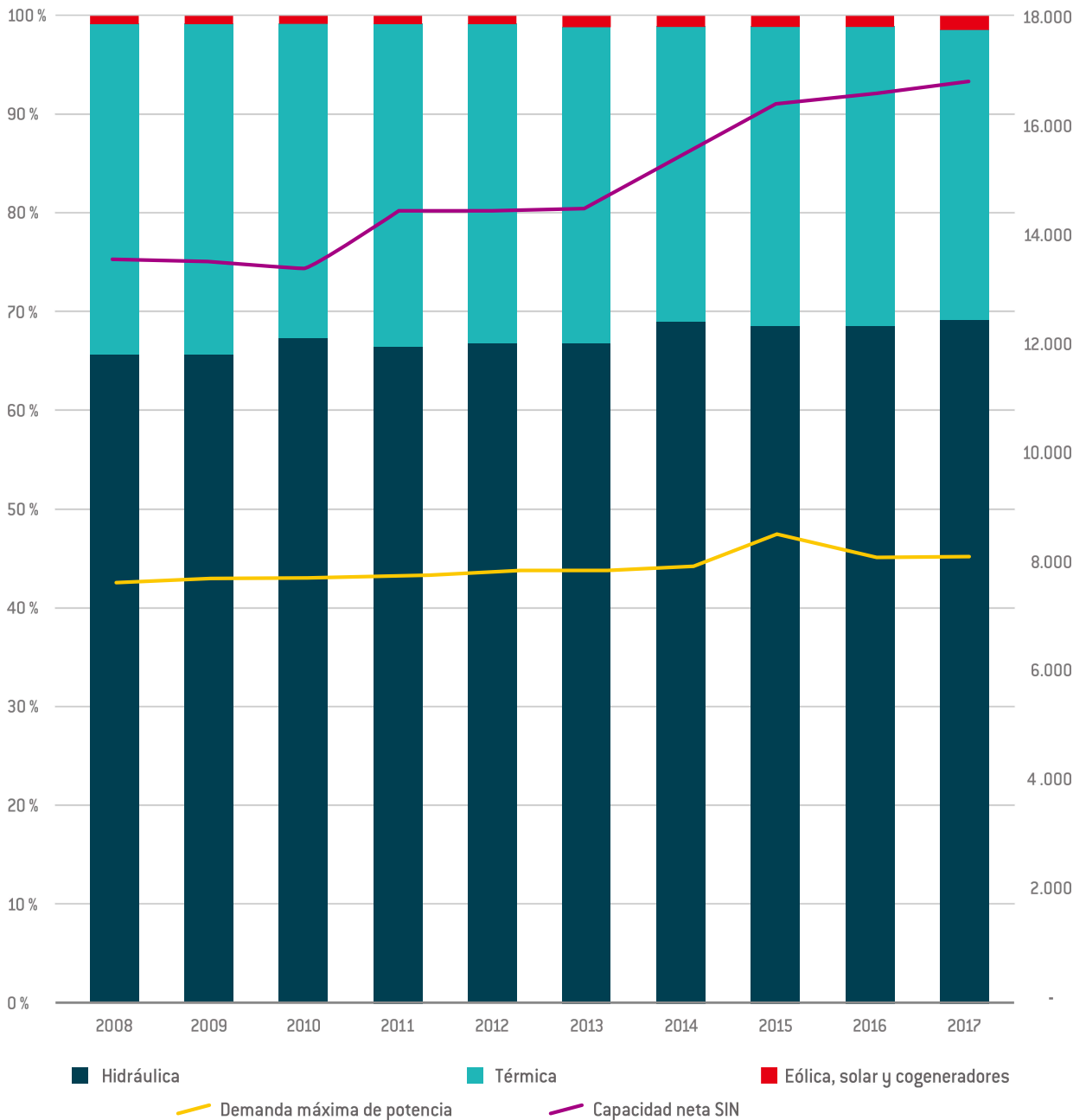
INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se elevó a 31 de diciembre de 2017 en cerca de 1,2 %, alcanzando los 16.778 MW, valor 2,08 veces superior a la demanda máxima de potencia. La principal

f fuente de generación continúa siendo la hidráulica, con una participación del 69,9 % del total, seguida por la térmica, con 29,2 %; fuentes eólicas, solares y de cogeneradores aportan 0,9 % [Gráfica 1].

Gráfica 1. Capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional y demanda máxima de potencia a 31 de diciembre de cada año. Colombia, 2008-2017.



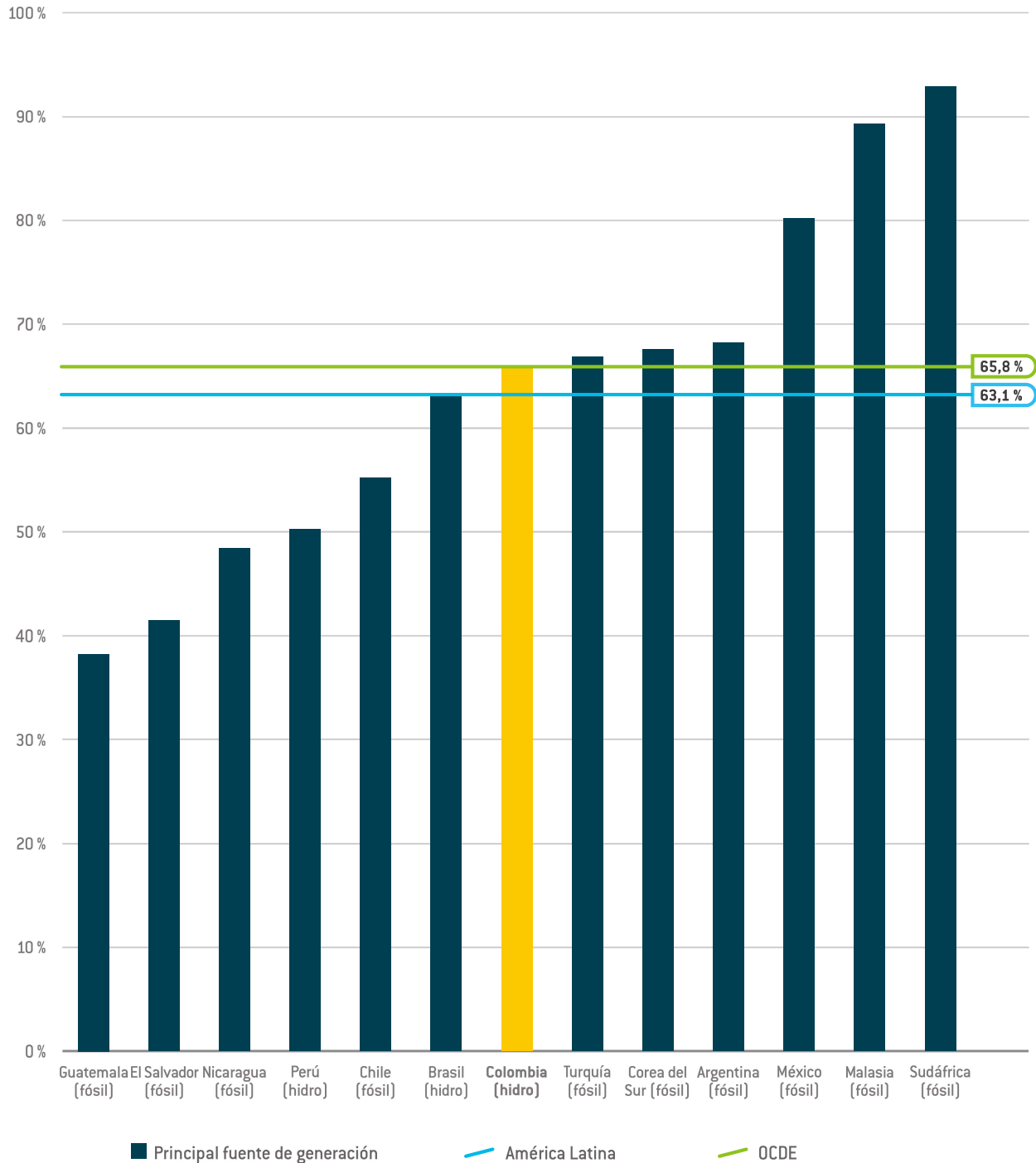
Fuente: cálculos del CPC con base en XM, 2018.

CONFIABILIDAD



En términos comparativos, Colombia presenta una participación de su principal fuente de generación superior al promedio de los países latinoamericanos y similar al de los países OCDE, con un 66,0% vs. 63,1% y 65,8%, respectivamente (Gráfica 2).

Gráfica 2. Participación de la principal fuente de generación de energía. Colombia y países de referencia, 2015.



Fuente: Energy Information Agency, 2018.



CONFIABILIDAD

2018-2019

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

En el banco de proyectos de generación con registro vigente, los proyectos solares tienen la mayor participación en número y representan la segunda mayor capacidad de

generación con 24,4 %. La suma de la capacidad de los proyectos hidráulicos y térmicos registrados alcanza el 56,4 % (Tabla 1).

Tabla 1. Proyectos de generación con registro vigente en la UPME por tipo de tecnología. Junio, 2018.

Tipo de proyecto	Número de proyectos	% Proyectos	Capacidad (MW)	% Capacidad
Hidráulico	121	22,3 %	6.114,9	36,9 %
Térmico	12	2,2 %	3.237,9	19,5 %
Solar	371	68,3 %	4.051,0	24,4 %
Eólico	21	3,9 %	3.091,8	18,6 %
Biomasa	18	3,3 %	91,8	0,6 %
Total	543	100,0 %	16.587,5	100,0 %

Fuente: UPME, 2018.

RECOMENDACIONES

Acción pública. Aumentar la capacidad instalada de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la proyección de demanda de energía eléctrica del país a 2032 podría ser un 58,5 % superior a la de hoy (UPME, 2018a). Según la misma UPME (2018b), en un escenario de corto plazo (2018-2023) no se requieren proyectos de generación adicionales a los que ya están definidos para satisfacer la demanda, considerando la infraestructura existente y los proyectos de CC. Sin embargo, entre 2023 y 2031 sí se hace necesario incorporar nuevos proyectos, pues la oferta sería insuficiente en 2026, aun incluyendo los requerimientos establecidos por el CC hasta esa fecha.

Dado esto, el Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2017-2031 plantea que el sistema en el largo plazo debe incluir alternativas de generación con

tecnologías no convencionales, como plantas eólicas, generación solar fotovoltaica de gran escala y distribuida, geotermia y generación a partir de la biomasa. De acuerdo con el análisis de escenarios del plan, la participación de FNCER pasaría de menos del 1 % en el que se encuentra hoy a estar entre 14 % y 18 % en 2031. Aunque el plan es indicativo, es deseable que el Gobierno apoye con reglas claras y estables ese escenario de expansión (ANDI, 2017a).

Extender la capacidad instalada de las FNCER permitiría satisfacer la demanda, expandir la cobertura de los servicios de energía y aportar un componente contracíclico en situaciones adversas, como durante El Niño u otros fenómenos climáticos que pongan en tensión al sistema, especialmente en los casos de generación eólica y solar.

La adjudicación de la convocatoria UPME 06 de 2017 al Grupo Energía Bogotá para la construcción de una subestación y una línea de 500 mil voltios en La Guajira, que permitirá conectar la energía que se genere en esa región a partir de 2021 a través de proyectos solares y eólicos,

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

.....



apunta justamente en esta dirección. En dicho departamento se vienen desarrollando actualmente 21 proyectos de generación de FRNC que aportarían 3.142 MW de capacidad instalada al SIN.

Lo anterior tendría externalidades positivas en materia medioambiental, como se discute en el capítulo Crecimiento Verde, y permitiría continuar consolidando a Colombia como uno de los países con matrices energéticas más limpia del mundo¹, incluso en momentos de escasez del recurso hídrico, además de ayudarlo a avanzar más rápidamente con los compromisos de la COP21 para reducir las emisiones de CO₂.

No obstante, la eventual demora para entrar en operación de Hidroituango, por cuenta de la crisis sufrida entre mayo y junio de 2018, podría acelerar la entrada de proyectos de generación de todo tipo que garanticen la confiabilidad del sistema si esta se llega a ver amenazada en el mediano y largo plazo (ver primera recomendación de la sección de Precio de la energía). De acuerdo con el análisis de escenarios para la operación del SIN en el mediano y largo plazo, XM estima que en el próximo año no se prevén riesgos en la atención de la demanda; para entre dos y tres años, considerando escenarios de baja hidrología y la no entrada de Hidroituango en las fechas planeadas (la primera unidad en diciembre de 2018 y la cuarta y última en agosto de 2019), el país contaría con los recursos necesarios para la atención de la demanda y se podrían tener requerimientos de generación térmica constante en algunos periodos. Finalmente, a más de tres años, podrían presentarse momentos en los cuales no se cumplan los indicadores de confiabilidad establecidos por la reglamentación vigente, es decir, períodos con déficit entre la oferta y la demanda de energía eléctrica.

Acción regulatoria. Avanzar en la implementación de incentivos para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable adicionales a los de las leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016.

Algunos de los principales retos del país en materia energética están relacionados con la expansión de la cobertura de los servicios de energía, su diversificación a partir de fuentes no convencionales y aumentar el crecimiento en términos económicos sin que esto implique mayores

emisiones de CO₂ (World Energy Council, 2017). La expansión del parque generador a partir de las FNCER permitiría avanzar en estos frentes.

Para estimular la aparición de esta clase de proyectos, la Ley 1715 de 2014 estableció incentivos tributarios, arancelarios y contables para abaratar los costos fijos de estas tecnologías y propiciar su entrada al parque generador. Desde su expedición, 285 proyectos han sido evaluados favorablemente por la UPME (UPME, 2018c) y, de estos, 104 cuentan también con el aval de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), lo que les permite acceder a los beneficios consagrados en la Ley 1715. Sin embargo, como se ha repetido en anteriores informes, el acceso a estos beneficios presenta barreras importantes, y se debe trabajar en estrategias que permitan reducirlas (Consejo Privado de Competitividad, 2017). Además, para proyectos nuevos que no generan ingresos en el transcurso de varios años, las deducciones y exenciones en mención no se materializan con rapidez, y es posible que no resulten lo suficientemente atractivas para algunos inversionistas.

De forma complementaria, la reforma tributaria de 2016 (Ley 1819 de 2016) creó estímulos a la generación con base en las FNCER al establecer como renta exenta la venta de energía eléctrica de estos proyectos por un término de quince años a partir de 2017. No obstante, según la UPME, aún es necesario avanzar en ajustes regulatorios o técnicos que mejoren las condiciones de mercado para aquellas fuentes intermitentes o de alta variabilidad, como las FNCER (UPME, 2018b). En ese sentido, el Gobierno nacional debería avanzar en la creación de otros incentivos transitorios que favorezcan su entrada, como impuestos o topes (cuotas) a las emisiones, remuneraciones superiores al precio de mercado (prima verde), certificados de energía renovable, acceso más rápido y eficiente a mecanismos de financiación o un mecanismo de remuneración diferenciado, como se discute a continuación.

Acción regulatoria. Establecer un mecanismo de remuneración diferenciado según el tipo de tecnología.

En ediciones anteriores del *Informe Nacional de Competitividad* se propuso el establecimiento de un mecanismo de remuneración diferenciado por tipo de tecnología



CONFIABILIDAD

2018-2019

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

que promueva la diversificación de la matriz energética del país, permita la mayor participación de las FNCER y estimule la generación a partir de estas en los sitios que tengan mayor potencial de acuerdo con la UPME, zonas no interconectadas y aquellos lugares que tengan mayor facilidad para su interconexión con el SIN (Consejo Privado de Competitividad, 2015 y 2016).

El Decreto 570 de 2018, expedido por Minminas, apunta en cierta medida a lo anterior, dado que tiene como objeto “establecer los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica y que sea complementario a los mecanismos existentes en el mercado de energía mayorista”.

Aunque no se establece explícitamente, el decreto promovería especialmente el aumento de la oferta de generación a partir de las FNCER al establecer como algunos de sus objetivos la diversificación del riesgo de la matriz energética, la mitigación de los efectos del cambio climático a partir de los recursos energéticos renovables disponibles y el fomento al desarrollo económico sostenible.

El esquema de traslado de costos a la demanda producto de este decreto, así como su reglamentación, están pendientes de llevarse a cabo por parte de la CREG, la UPME y Minminas, entre otras entidades. No obstante, es importante señalar que el arreglo al que se llegue debe garantizar un esquema competitivo de asignación en el que puedan participar empresas nacionales o extranjeras que ya estén operando proyectos de generación en el país, que tenga el visto bueno de la Superintendencia de Industria y Comercio, así como la participación voluntaria de la demanda y de los comercializadores para hacerse con la energía que sea producida por los proyectos que resulten seleccionados. Adicionalmente, debe establecerse que la entrada de los proyectos se dé en el momento en el que el país lo requiera, es decir, cuando el balance de la energía en firme sea deficitario.

Dado que lo anterior puede tener efecto en los costos de la energía, tal y como lo han evidenciado los precios de las subastas de FNCER en Latinoamérica estando por encima de los valores de mercado, en la medida en que estas tecnologías puedan competir eficientemente se debería suprimir cualquier incentivo destinado a favorecerlas.

Acción regulatoria. Garantizar que la metodología de estimación del caudal ambiental no afectará la confiabilidad del sistema.

De acuerdo con Minambiente, el caudal ambiental se define como el “volumen de agua por unidad de tiempo, en términos de régimen y calidad, requerido para mantener el funcionamiento y resiliencia de los ecosistemas acuáticos y su provisión de servicios ecosistémicos” (Decreto 050 de 2018). Desde 2008, este Ministerio ha venido trabajando en la definición y reglamentación de la estimación del caudal ambiental, lo que podría afectar a los proyectos de generación existentes y futuros, poniendo en riesgo la confiabilidad del sistema.

Según estimaciones de la UPME, XM y el Consejo Nacional de Operación (CNO), utilizando una guía metodológica publicada por el mismo Minambiente en 2017, el aprovechamiento máximo de caudal para 24 hidroeléctricas del sistema podría reducirse en promedio a niveles entre el 28 % y el 44 % de la media mensual multianual de la información operativa de estas, limitando así la energía eléctrica que pueden entregar al SIN. Esto generaría riesgos sobre la atención a la demanda, especialmente en periodos de baja hidrología, y reduciría la energía en firme para el cargo por confiabilidad en 43 % para el escenario de aplicación a proyectos con renovación por concesiones de agua durante los próximos 15 años y en 93 % si se cobija a todas las plantas hidroeléctricas incluidas en la estimación. Además, debido a la menor generación hídrica, se generarían externalidades ambientales producto del incremento de la generación térmica y las emisiones de efecto invernadero y material particulado. También el costo de la prestación del servicio de energía eléctrica podría oscilar entre el 42 % y el 4.000 % según las cifras de la UPME, XM y CNO.

En ese sentido, es primordial que la reglamentación de la estimación del caudal ambiental no aplique a aquellos proyectos existentes o que ya tengan una fecha definida para su entrada en operación. Si se considera que solo afectaría a proyectos futuros, deben definirse unos lineamientos generales que permitan armonizar y compatibilizar los diferentes usos del agua, asegurando de esta manera tanto la protección y sostenibilidad del recurso hídrico y sus servicios ecosistémicos como un

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

.....

CONFIABILIDAD

aprovechamiento óptimo de este por parte de sus diferentes usuarios. Dichos lineamientos deberían dar pie a una metodología que tenga solidez técnica y que considere y evalúe la alteración del régimen hidrológico natural, la calidad del agua, los usos y usuarios actuales y prospectivos, y la funcionalidad y servicios provistos por los ecosistemas dulceacuícolas de la fuente que se va a intervenir y

conexos, atendiendo a sus características particulares. Asimismo, se debe hacer un análisis comparativo de las condiciones con y sin proyecto, con el fin de estimar la alteración de cada uno de los parámetros utilizados para la estimación del caudal ambiental y la modificación del régimen hidrológico, considerando los impactos acumulativos que hacen parte de la evaluación de impacto.





PRECIO DE LA ENERGÍA

2018-2019

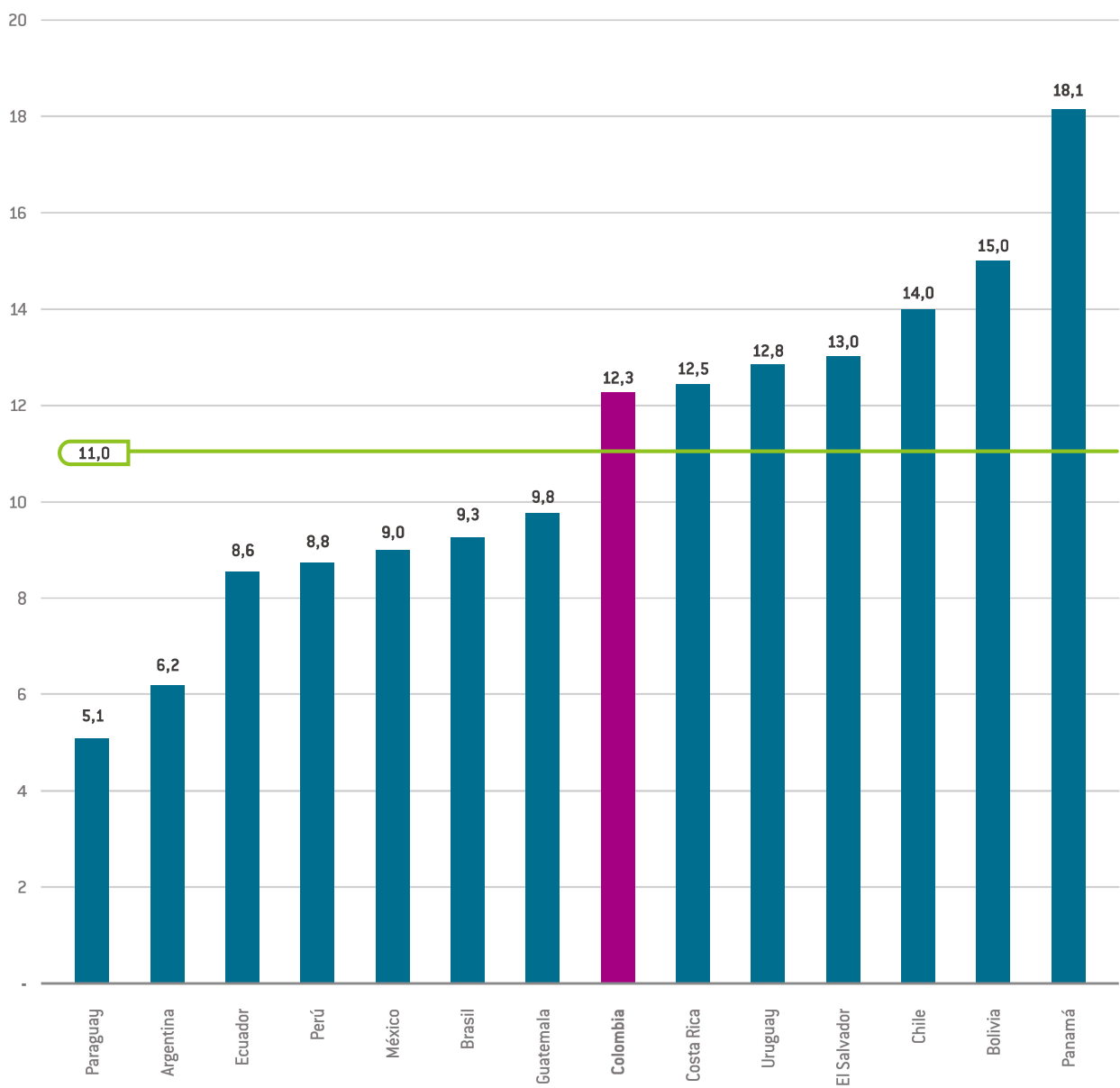
INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

Colombia continúa teniendo precios de la energía superiores a los del promedio regional. A corte de 2017, el país era el séptimo de mayores precios de energía industrial en la región, superando en 11,4 % la media latinoamericana (Gráfica 3). Si bien unos mayores precios de la energía afectan la competitividad y productividad

empresarial, especialmente de aquellas industrias en las que la energía es determinante en su estructura de costos y que compiten con empresas extranjeras en distintos mercados, estos, por sí solos, no permiten extraer una conclusión definitiva sobre la institucionalidad energética de Colombia.

Gráfica 3. Tarifas de electricidad para el sector industrial. Consumo de 500.000 kWh (USD cent/kWh). Colombia y países de referencia, cuarto trimestre de 2017.



América Latina*

*Sin Venezuela.

Fuente: Osinergmin, 2017. Cálculos: CPC.

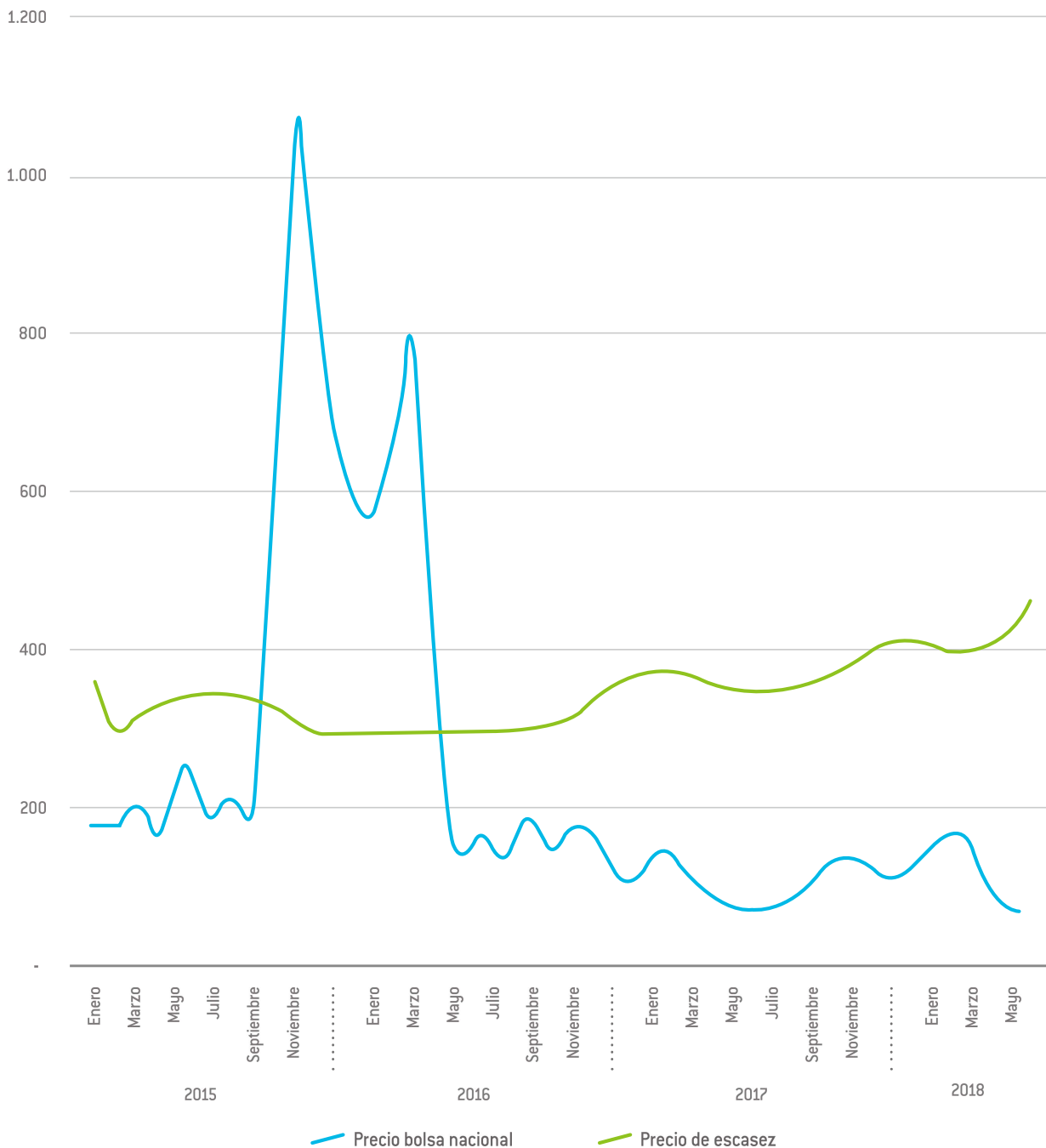


PRECIO DE LA ENERGÍA

Durante 2017 y lo que va corrido de 2018, el precio promedio diario de la energía en bolsa ha continuado por debajo del precio de escasez y con valores inferiores a COP 200/kWh (Gráfica 4). Por su parte, el precio de escasez, que se actua-

liza mensualmente con base en la variación de un índice de precios de combustibles (New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price), ha venido aumentando desde mediados de 2017 producto de los mayores precios mundiales del crudo.

Gráfica 4. Promedio del precio mensual de la energía en bolsa nacional y precio de escasez (pesos corrientes). Colombia, 2015-2018.



Fuente: XM, 2018. Cálculos: CPC.

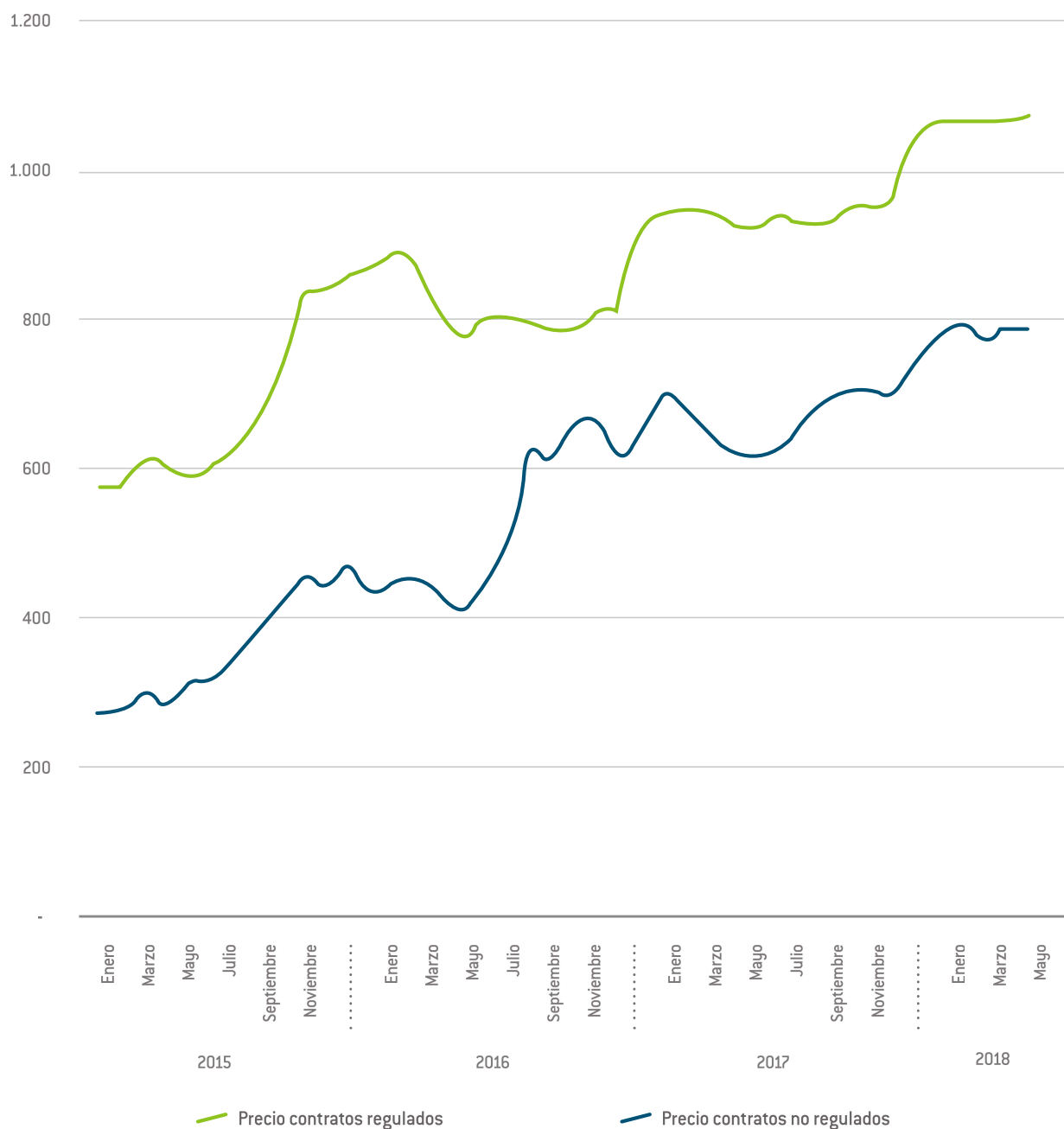


PRECIO DE LA ENERGÍA

Los precios de los contratos bilaterales entre comercializadores y usuarios regulados y no regulados continúan siendo significativamente inferiores a los del promedio de la bolsa nacional. Sin embargo, durante lo corrido de 2018, el valor de estos ha venido aumentando. Lo acontecido con el proyecto de Hidroituango y

su posible incapacidad para cumplir los acuerdos para entregar energía según lo previsto inicialmente podrían presionar mayores aumentos en el futuro, pues esta situación obligaría a los consumidores a buscar otros agentes para cubrir sus necesidades futuras de energía en un escenario de incertidumbre.

Gráfica 5. Promedio de precios mensuales de contratos regulados y no regulados (pesos corrientes). Colombia, 2015-2018.



Fuente: XM, 2018.



RECOMENDACIONES

Acción regulatoria. Asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente en el mediano y largo plazo.

Los proyectos de generación que estaban programados para entrar hasta 2023 vía cargo por confiabilidad cubrían la demanda incremental hasta ese año, garantizando estabilidad en los precios al usuario final (ANDI, 2018). Sin embargo, los sucesos acontecidos alrededor del proyecto de Hidroituango entre abril y junio de 2018 pueden afectar el correcto abastecimiento de energía en el país en un escenario de mediano y largo plazo, así como impactar su precio, tanto en la bolsa como en los contratos. La no entrada en operación de este proyecto podría llevar a una situación en la que haya que respaldar al sistema principalmente con fuentes térmicas, que son las que tienen la capacidad de entrar a sustituirlo de manera más expedita, pero que utilizan como insumo el gas y otros combustibles que las hacen más costosas.

Las resoluciones CREG 064, 065, 066 y 067 de 2018 ayudarían a evitar lo anterior a través de los siguientes mecanismos: (1) subasta de expansión del cargo por confiabilidad a plantas nuevas para el periodo 2022-2023; (2) propuesta de asignación administrada del cargo por confiabilidad para las plantas de generación existentes, para los periodos 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022; (3) subasta de reconfiguración de venta de obligaciones de energía firme para el periodo 2018-2019; y (4) nuevo mecanismo para promover la entrada de proyectos de generación de energía eléctrica que puedan aportar energía firme al sistema, pero que no participaren en la subasta de expansión.

Es importante señalar que las subastas de CC para la realización de nuevos proyectos deben promover, en la medida de lo posible, la entrada de agentes eficientes que puedan producir energía a precios competitivos por debajo del precio de escasez y que estén dispuestos a ofrecer contratos en el mercado bilateral.

Para la asignación de obligaciones de energía en firme a plantas existentes, es recomendable diseñar mecanismos competitivos que se puedan traducir en CC inferiores al precio de cierre de la última subasta que

haya tenido lugar, que es lo que establece la normatividad vigente (Resolución CREG 071 de 2006). En ese sentido, avanzar hacia un esquema competitivo en el que el valor asignado sea el precio de cierre de despeje de una nueva subasta sería lo ideal, tal y como lo propone el Proyecto de Resolución CREG 055 de 2017. Este nuevo mecanismo debe propiciar un equilibrio en el que se incentive la actualización tecnológica, los mantenimientos y la innovación de las plantas existentes, a la vez que evite la salida del mercado de algunas generadoras que no podrían operar debajo de determinados precios.

Así mismo, lo anterior debe complementarse con una mayor profundización, liquidez, transparencia, neutralidad y competencia del mercado mayorista de energía. Un mercado mayorista eficiente es fundamental para lograr una mejor cobertura de los consumidores mediante contratos anónimos y estandarizados que permitan eliminar el riesgo sistémico y contar con información abierta, oportuna y transparente que redunde en menores precios, lo que favorecería la competitividad empresarial. Tener información actualizada de los precios de cierre de los contratos que se están firmando en el mercado es especialmente relevante para la demanda, pues en algunos casos los contratos se registran meses o años después de haberse concretado (Resolución CREG 157 de 2011). Por otro lado, también hay que concretar herramientas financieras para mitigar el riesgo que asumen los generadores al suscribir estos contratos, pues se exponen a entregar energía en escenarios inciertos, y propiciar un cubrimiento efectivo de sus operaciones permitiría que estuvieran dispuestos a contratarse más fácilmente. Aunque la CREG ha abordado algunos de estos temas recientemente a través del Documento CREG 106 de 2017, donde se desarrolla una propuesta de iniciativa regulatoria en torno a la implementación de un mercado anónimo y estandarizado, es necesario avanzar de manera más expedita.

Si se incluyen las consideraciones anteriores, la concreción de los mecanismos propuestos en las resoluciones CREG 064, 065, 066 y 067 de 2018 favorecería la confiabilidad del sistema en el corto, mediano y largo plazo y evitaría que el país deba enfrentar mayores precios de generación gracias a una mayor eficiencia del parque generador y del mercado mayorista de energía.



PRECIO DE LA ENERGÍA

2018-2019

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

Acción regulatoria. Continuar desarrollando una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos a través de la producción nacional y la importación.

Desde el final del fenómeno de El Niño de 2015, la utilización de gas natural como combustible para la generación presentó una disminución de 49,7 %. Sin embargo, la afectación en la generación hidroeléctrica producto de lo sucedido con Hidroituango, así como los eventuales periodos de baja hidrología en los próximos años, podrían hacer necesario que el país cuente con un acceso expedito a este combustible para las generadoras térmicas. Esto cobra especial relevancia si se tiene en cuenta que las últimas proyecciones de la demanda de gas natural en Colombia entre 2018 y 2032 estarán impulsadas por proyectos termoeléctricos, especialmente en la región Caribe (UPME, 2018c). A esto se suma que Colombia podría ser autosuficiente en gas tan solo hasta el año 2024 (UPME, 2016).

Lo anterior implica que el país incentive decididamente la exploración y explotación de yacimientos de gas en el territorio nacional, incluido el *shale* gas, y que exija el cumplimiento del convenio entre Ecopetrol y PDVSA Gas para el suministro de gas desde Venezuela. También se debe fortalecer una estrategia de importación de gas natural licuado (GNL), a través de plantas de regasificación para los momentos en que el precio internacional sea menor al nacional o la oferta local no pueda satisfacer a la demanda.

En ese sentido, es positivo que en el transcurso de este año la UPME deje sentadas las bases para que sea adjudicada la planta de regasificación de Buenaventura, la cual entraría a complementar a la de Cartagena, que lleva poco más de un año en operación. Esto contribuiría a diversificar el riesgo y satisfacer la demanda futura del interior del país en periodos en los que no se pueda hacer con la planta del Caribe (Consejo Privado de Competitividad, 2016).

Sin embargo, dado que esta inversión solo de la planta ascendería a cerca de USD 450 millones, la cual sería asumida por los usuarios del servicio de gas, la UPME debe estudiar detenidamente cuál es el mejor momento para su entrada en operación, aspecto sobre el que no hay nada claro todavía y que podría acarrear sobrecostos innecesarios para la economía.

De acuerdo con la propia UPME, solo hasta el año 2023 se presentará insuficiencia en el abastecimiento de gas natural en el país para satisfacer a la demanda (UPME, 2016). No

obstante, las proyecciones de demanda de gas por parte de la industria utilizadas para este estimativo no son consistentes con su comportamiento histórico y subestiman el efecto que pueda tener un mayor precio del gas en los próximos años, estimado por la misma UPME, sobre esta (elasticidad del precio de la demanda). Lo anterior generaría un escenario en donde solo hasta 2025 habría déficit de gas en el país (ANDI, 2017b). Aspectos como la respuesta de la demanda o la generación distribuida también podrían incidir sobre la demanda del gas en el país.

También es necesario considerar los efectos sobre la oferta de gas en el país producto de los adelantos en las negociaciones para la importación del combustible desde Venezuela y la evolución de los hallazgos *offshore* en el Caribe.

El desarrollo de plantas de regasificación en el país, además, debe ir acompañado de una infraestructura idónea que permita almacenar los excedentes de GNL resultantes de su importación (*peak shaving*), así como de gasoductos que hagan posible su transporte y comercialización a diferentes partes del país (UPME, 2015). Para la planta de regasificación del Pacífico se estima que el valor del gasoducto Buenaventura-Yumbo sería cercano a USD 160 millones, y la infraestructura de compresión rondaría los USD 140 millones. Financiar esto quizás requiera remunerar de forma transitoria la confiabilidad en el transporte y suministro de gas, lo que incrementaría el valor por financiar por parte de la demanda (Consejo Privado de Competitividad, 2015).

Por otro lado, se deben adelantar mayores esfuerzos para eliminar las inflexibilidades que establece la Resolución CREG 089 de 2013 al mercado mayorista de gas natural en materia de fecha de inicio, duración de los contratos, negociación bilateral, compromisos de entrega y pago y ventas de excedentes, pues estas limitan la posibilidad de cubrimientos de largo plazo en precio y cantidad, generando sobrecostos a la demanda y a los usuarios finales (Naturgas, 2017).

Finalmente, dado el nivel de concentración de la producción de gas en el país, es necesario comenzar a pensar si, como lo formulan diversos expertos, se debería transitar hacia un esquema que en el corto plazo establezca un tope al precio del gas, pues el valor monetario a boca de pozo podría ser superior al de un mercado competitivo y estaría afectando la competitividad de la demanda. En el mediano plazo, se podría evaluar el establecimiento de un sistema de libertad vigilada (Perry & Roda, 2016).

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

.....

Acción regulatoria. Avanzar hacia el cargo por confiabilidad que contribuya a la creación de una oferta de energía en firme eficiente y competitiva, que permita sustituir las plantas de altos costos variables.

El último fenómeno de El Niño evidenció las dificultades de algunas plantas térmicas para cumplir con las obligaciones de energía en firme exigidas como contraprestación al pago del CC, en un escenario de baja disponibilidad de gas. En esa ocasión, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definió transitoriamente el acceso a una remuneración adicional al precio de escasez para los generadores térmicos con combustibles líquidos, originando sobrecostos a la demanda por COP 476 mil millones (Contraloría General de la República, 2016).

Además de las dificultades de esas plantas para responder en momentos de crisis, su participación en la formación de precios de bolsa termina por afectar la competitividad empresarial por cuenta del establecimiento de mayores precios de la energía.

Dado que no hay consenso científico alrededor de la frecuencia e intensidad del fenómeno de El Niño en los próximos años (IDEAM, 2015), y que el precio de escasez por sí solo ha mostrado no ser estímulo suficiente para lograr que la totalidad de los generadores térmicos sean lo suficientemente eficientes (Contraloría General de la República, 2016), es necesario avanzar hacia una subasta de CC dirigida a la sustitución de aquellas plantas que presenten mayores costos variables para el suministro de energía, bien sea con infraestructura existente o con la entrada de nuevos proyectos que en el mediano plazo garanticen mayor eficiencia y menores costos (CREG, 2015), así como impedir su participación en la formación de precios de bolsa mientras sigan haciendo parte del sistema. No obstante, este mecanismo debe garantizar un arreglo compensatorio para las plantas que resulten reemplazadas.

Acción regulatoria. Evitar el incremento de las transferencias del sector eléctrico (TSE).

Las TSE son una contribución parafiscal con destinación específica que las empresas generadoras de energía deben entregar a los municipios y a las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR). Para los proyectos hidroeléctricos, la transferencia es de 6 % de las ventas brutas de energía por

generación propia, mientras que para los térmicos es 4 % (Ley 99 de 1993 y Ley 1450 de 2011). Entre 1995 y 2018, los recursos acumulados girados a las CAR y municipios por concepto de TSE sumaron COP 5,3 billones (pesos de 2018).

En el caso de las CAR, las TSE deben utilizarse para compensar o restaurar las afectaciones causadas sobre los ecosistemas por las plantas generadoras de energía en sus áreas de influencia (Ley 99 de 1993). Sin embargo, de acuerdo con una auditoría de la Contraloría General de la República a seis CAR (Corpoguvavio, Corantioquia, Corpogvajira, Cornare, regional del Atlántico y de Cundinamarca), se evidenció que estas están desviando los recursos que reciben de las TSE, destinándolos a actividades diferentes a aquellas para las cuales fue creada la contribución y para cumplir con funciones administrativas.

Con la Resolución CREG 010 de 2018, que cambia la metodología para definir la tarifa de venta en bloque de energía eléctrica para efectos de la liquidación de las TSE, estas sufrirán un incremento de cerca del 30 % a partir de 2018. Este cambio, según la Asociación Colombiana de Generadores, se traducirá en un sobrecosto de las tarifas de la energía entre 2019 y 2031 por cerca de COP 2,4 billones, de los cuales el sector industrial aportaría cerca de COP 384 mil millones adicionales, viendo afectada su competitividad. Las transferencias totales en ese lapso ascenderían a COP 4 billones, y la industria aportaría COP 600 mil millones.

Dado que las TSE terminan por afectar la competitividad empresarial y que, además, no están cumpliendo necesariamente con el objetivo para el que fueron creadas, según la auditoría de la Contraloría, al menos en lo que respecta a las CAR, es fundamental evitar su incremento de cara a los próximos años. Archivar las iniciativas legislativas que buscan su aumento sería un primer paso en esta dirección, así como replantear lo establecido en la Resolución CREG 010 de 2018.

Acción regulatoria. Actualizar los requisitos técnicos para conectar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN, poner en marcha una plataforma de información para entrega de excedentes e impulsar los sistemas de medición inteligente.

Con la expedición de la Resolución CREG 030 de 2018 sobre autogeneración a pequeña escala (hasta un megavatio),



PRECIO DE LA ENERGÍA

generación distribuida y la venta de excedentes al sistema interconectado, se puede afirmar que el cuerpo general de la reglamentación e incentivos producto de la Ley 1715 de 2014, en lo referente a autogeneración, ha sido desarrollado.

No obstante, es necesario que el Minminas y otras entidades regulatorias del sector avancen en la determinación de los requisitos técnicos para instalar sistemas de autogeneración y generación distribuida con tecnología solar fotovoltaica en viviendas y demás edificaciones conectadas al SIN, lo que implica la actualización del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (Retie), vigente desde 2005 en el país (Minminas, 2017).

Además, como lo afirma la CREG, se debe avanzar en la puesta en marcha de la plataforma digital de información que permita a las autoridades regulatorias y a los usuarios interesados en la autogeneración realizar los trámites correspondientes para solicitar la conexión.

Finalmente, de acuerdo con el Decreto 40072 de 2018 de Minminas, es fundamental impulsar el uso de sistemas de medición inteligente que permitan a los usuarios, entre otras cosas, entregar sus excedentes de autogeneración y su liquidación económica.

Las medidas anteriores favorecerán la entrada de agentes que deseen entregar sus excedentes de energía en el mercado y permitirán que el sistema cuente con un mayor respaldo, así como con menores precios producto de la competencia.

Acción regulatoria. Definir un esquema que facilite la participación de la respuesta de la demanda en el mercado.

La Ley 1715 de 2014 definió que la CREG debe instituir los mecanismos regulatorios necesarios para incentivar la respuesta de la demanda en periodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda. En 2015, a través de la Resolución 011 de ese año, la entidad adoptó las normas para regular el programa de respuesta de

la demanda en el mercado diario en condición crítica (precio de bolsa superior en 8 % al precio de escasez). Sin embargo, es deseable que la CREG también avance en la definición de un esquema que permita la participación de la demanda en el mercado mayorista, como cualquier otro generador, a través de un agregador de demanda. Esto haría posible mayores niveles de competencia, pues desincentivaría el potencial ejercicio de poder de mercado de agentes particulares (EY, 2016), precios más bajos y menos volátiles, una mayor confiabilidad del sistema y un aplazamiento de la expansión del parque generador.

Lo anterior debe acompañarse de un esquema de incentivos económicos dirigido a los consumidores regulados y no regulados, de tal forma que reduzcan su consumo en los momentos críticos para la capacidad de las redes de transmisión y/o de la capacidad de generación del SIN (ANDI, 2018).

Acción regulatoria. Garantizar la independencia de la Comisión de Regulación de Energía y Gas ante el ejecutivo y la elaboración de análisis de impacto normativo para la regulación que expide.

Garantizar certidumbre jurídica, un marco regulatorio sólido y la confianza de los regulados es fundamental para el mercado de energía en el país. Es por eso que, como lo propone la OCDE en su estudio sobre la política regulatoria en Colombia, las entidades regulatorias deben blindarse del ciclo político y de las intromisiones a las que están expuestas por cuenta de los nombramientos de representantes del ejecutivo en sus juntas directivas (OCDE, 2014). En ese sentido, es deseable garantizar la autonomía o independencia de los ocho comisionados expertos de la CREG, nombrados por el presidente de la República, así como evitar la injerencia de los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público en sus decisiones.

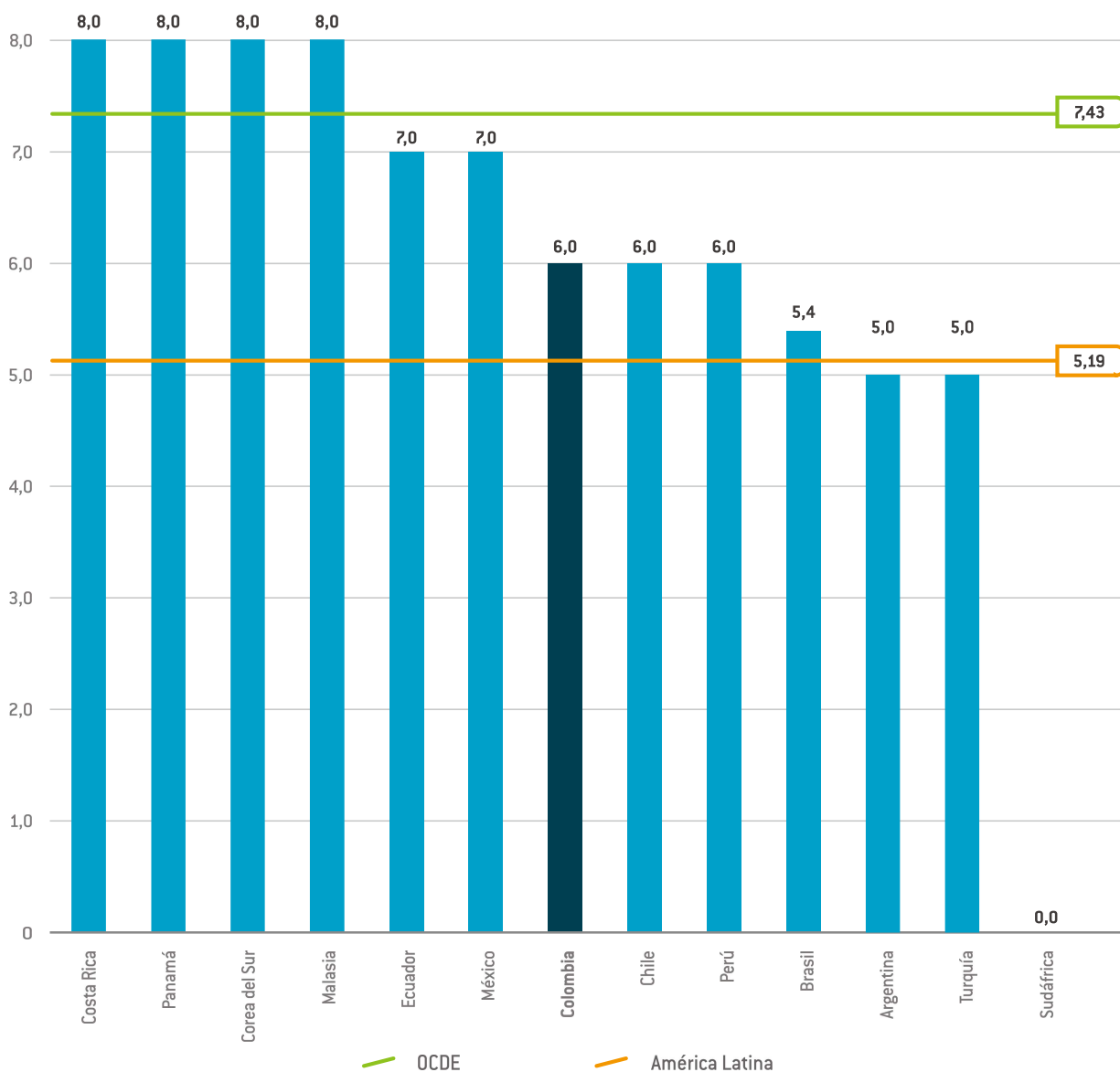


CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

La ausencia de cortes de energía es un factor determinante para incrementar la productividad de las empresas, especialmente de las pequeñas y medianas y de las industrias intensivas en energía (Arlet, 2017). Los cortes generan pérdidas de materias primas y bienes finales, alteraciones en los ciclos de producción, descomposición de productos por interrupción de la cadena de frío, daños en la maquinaria e incertidumbre para concretar negocios. De acuerdo con el

Índice de Fiabilidad del Suministro y Transparencia de las Tarifas del Banco Mundial, que considera, entre otras cosas, la duración media de las interrupciones del sistema (System Average Interruption Duration Index —Saiddi—) y la frecuencia media de las interrupciones del sistema (System Average Interruption Frequency Index —Saifi—), Colombia obtiene un puntaje mejor al promedio de Latinoamérica y equivalente al 80,7 % del promedio de los países OCDE (Gráfica 6).

Gráfica 6. Índice de Fiabilidad del Suministro y Transparencia de las Tarifas (entre 0 y 8, siendo 8 el mejor resultado). Colombia y países de referencia, 2017.



Fuente: Banco Mundial, 2017.



CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

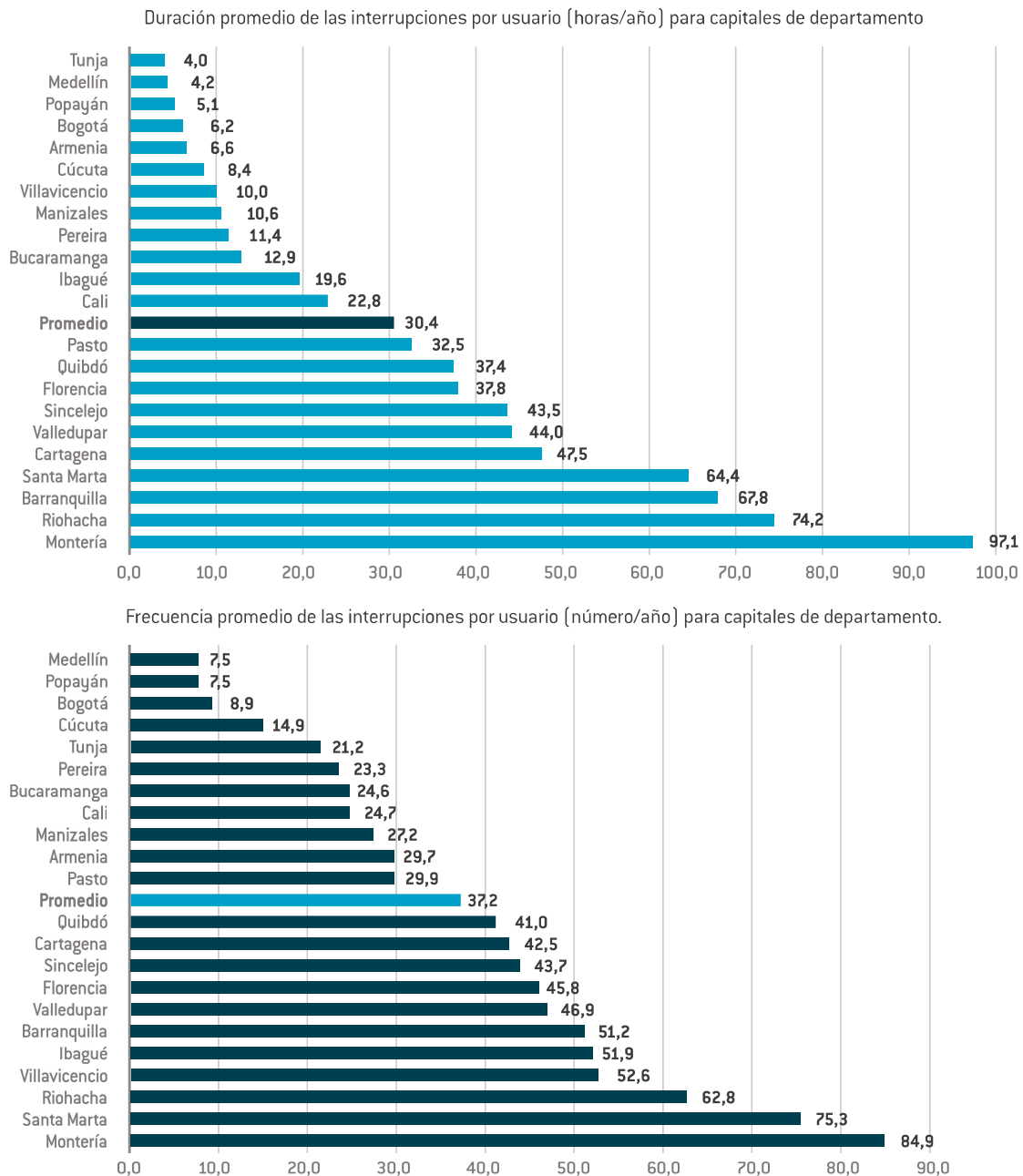
2018-2019

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

En el contexto regional, de acuerdo con información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios), la heterogeneidad es enorme, pues mientras que en municipios como Montería los usuarios estuvieron sin energía 97,1 horas y registraron 84,9 interrupciones, en promedio, ciudades como Medellín, Bogotá o Popayán

tuvieron cortes menores a siete horas y menos de nueve interrupciones durante 2017 (Gráfica 7). Por nivel de tensión también se presentan diferencias considerables entre operadores de red, resultando afectados los usuarios industriales en mayor o menor medida dependiendo de quien les preste el servicio (Superservicios, 2018).

Gráfica 7. Duración y frecuencia promedio de interrupciones en el servicio de energía para capitales de departamento, 2017.



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2018.

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

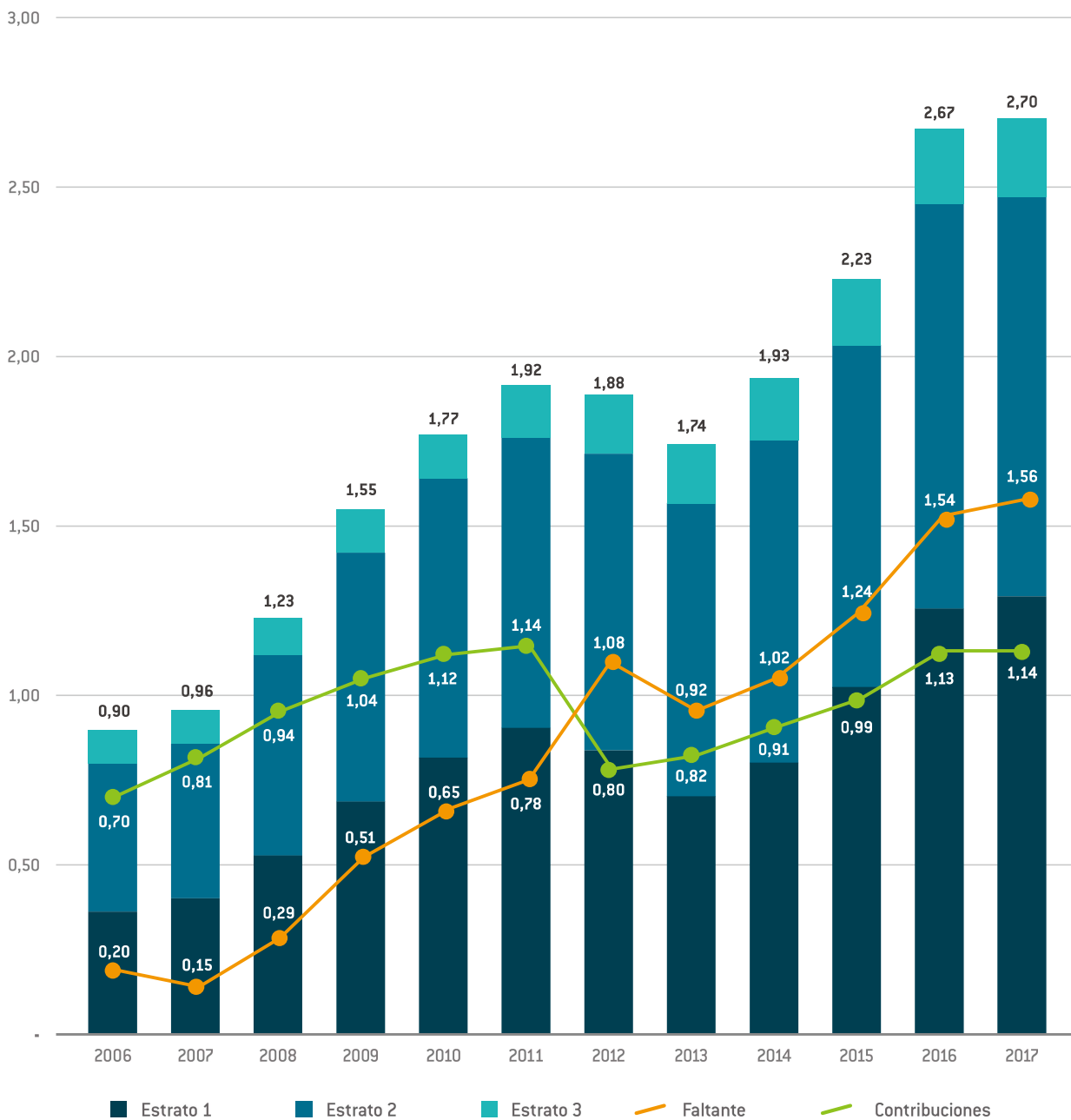
CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO



El valor de los subsidios de energía a los estratos 1, 2 y 3 alcanzó los COP 2,70 billones en 2017. Por su parte, las contribuciones de los usuarios industriales y comerciales y de los usuarios residenciales de los estratos 4 y 5

llegaron a COP 1,14 billones. La diferencia entre subsidios y contribuciones, que debe ser cubierta año a año por el Gobierno, fue de COP 1,57 billones (Gráfica 8).

Gráfica 8. Subsidios a la energía a los estratos 1, 2 y 3 y contribuciones en Colombia, 2006-2017 (COP billones).



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Cálculos: CPC.



RECOMENDACIONES

Acción pública. Determinar los referentes de calidad para los operadores de red de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018.

En la edición 2017-2018 del *Informe Nacional de Competitividad* se planteó la necesidad de definir los indicadores Saidi y Saifi como instrumentos para dar cuenta de la calidad en la prestación del servicio de energía, en reemplazo de los vigentes, establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008. Según Superservicios, los indicadores actuales han resultado insuficientes para inducir una mayor calidad en el servicio de energía [Superservicios, 2017].

A través de la Resolución CREG 015 de 2018, que establece una metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, se avanzó en este sentido al definir la medición de calidad a través de los indicadores propuestos, así como unos incentivos que se traducen en un aumento o disminución de los ingresos de los operadores de red de acuerdo con su desempeño y la compensación de los usuarios a quienes no les entregue una calidad mínima. La resolución, además, determina las condiciones para que los operadores de red destinen recursos a la modernización de la infraestructura utilizada en la distribución y disminuyan las pérdidas de energía.

Dado esto, es fundamental que la CREG determine antes de que finalice 2018 los referentes para cada uno de los operadores de red que permitan verificar el cumplimiento o incumplimiento de las metas de calidad para los años subsiguientes. Esto haría posible la entrada del nuevo sistema a partir de 2019.

Acción regulatoria. Incrementar el monitoreo y el control sobre la prestación del servicio de energía.

De acuerdo con Superservicios [2017], el modelo actual de reporte de información por parte de los distribuidores de energía y los operadores de red, donde envían periódicamente datos relativos a las interrupciones que sufre el servicio que prestan, ha inducido a que los prestadores reporten información falsa a las autoridades y a afectar las tarifas que pagan los consumidores. Por lo tanto, Superservicios emprendió un

piloto en 2017 que consiste en hacer un monitoreo en tiempo real del sistema de gestión de distribución de algunos operadores para obtener información de la ocurrencia de interrupciones del servicio y su gestión hasta su normalización. El seguimiento en tiempo real de la información posibilita identificar en qué momento se presentan diferencias entre la información reportada y la monitoreada por Superservicios, así como hacer seguimiento de las anomalías desde que se presentan hasta que se resuelven.

Avanzar hacia un modelo de monitoreo y control sobre la prestación del servicio que sea en tiempo real, a través de la instalación de terminales para el acceso remoto del regulador al sistema de administración de cada distribuidor, es fundamental para garantizar una mejor prestación del servicio de energía [Banco Mundial, 2016].

Acción regulatoria. Replantear los subsidios de energía a los estratos 1, 2 y 3.

La reforma tributaria de 2010 (Ley 430 de 2010) desmontó la contribución del 20 % de la facturación de energía que pagaban los usuarios industriales para subsidiar a los estratos 1, 2 y 3 a partir del año 2012. Esto significó una caída en las contribuciones entre 2011 y 2012 de COP 366 mil millones, cuando se pasó de COP 526 mil millones a COP 160 mil millones. En 2017, las contribuciones de los industriales ascendieron a COP 174 mil millones.

Aunque las reducciones en los costos a las empresas son deseables e incrementan su competitividad, el Gobierno debe apropiarse los recursos necesarios para cumplir con el pago de los subsidios adicionándolos a las contribuciones que continúan pagando algunos usuarios industriales, los usuarios comerciales y los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6. Esos aportes del Gobierno han tenido que cubrir déficits crecientes en los últimos años, llegando en 2017 a COP 1,56 billones.

Lo anterior impacta la prestación del servicio, pues las electrificadoras financian de manera transitoria el déficit mientras el Gobierno les reembolsa los valores correspondientes a los usuarios subsidiados, afectando su viabilidad financiera. Esto termina por impactar a la cadena de bienes y servicios conexos a la energía eléctrica por cuenta de condiciones menos favorables de negociación con las electrificadoras, lo que repercute en la prestación del servicio al usuario final.

CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Para remediar esta situación existen diferentes alternativas. En primer lugar, se podría desmontar el subsidio que reciben los hogares estrato 3, que en 2017 equivalió a COP 220 mil millones. De acuerdo con la Encuesta de Calidad de Vida de 2015, el 73 % de estos pertenecían al 40 % más rico de la población, lo que hace regresivo el subsidio. Paralelamente, se debe avanzar en la actualización catastral de los municipios, de modo que la estratificación refleje de mejor manera la realidad de los hogares .

También se puede aprovechar lo planteado en la Resolución 40072 de 2018 del Minminas en materia de mecanismos para la implementación de infraestructura de medición avanzada en el servicio público de energía eléctrica, de modo que el Gobierno pueda pagar por adelantado la porción subsidiada de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 para que no se afecte la capacidad financiera de las empresas.

Finalmente, es factible avanzar en la actualización del consumo de subsistencia, que es la cantidad mínima de energía eléctrica utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas sobre la que se aplica el subsidio, de modo que refleje la mayor eficiencia energética por cuenta de los avances tecnológicos y premie a

aquellos usuarios que usen de forma eficiente y racional la energía. El consumo de subsistencia ha permanecido igual desde 2007 (Resolución 355 de 2004 de Minminas).

Acción regulatoria. Avanzar en la implementación de una regulación de la calidad de potencia del Sistema Interconectado Nacional.

Al igual que la calidad del suministro, medida por la frecuencia y la duración de las interrupciones, la calidad del producto, entendida como las fluctuaciones de tensión y las discontinuidades por desviaciones de la forma de onda estándar, también tiene un impacto considerable sobre el aparato productivo, a través de sus equipos y sistemas. En ese sentido, se propone avanzar en la implementación de una regulación de la calidad de potencia del SIN, tal y como se propuso en el Documento CREG 032 de 2012, mediante cuatro instrumentos regulatorios: 1. Publicación de información del desempeño de la empresa respecto a la calidad del servicio; 2. Definición de estándares mínimos de calidad; 3. Definición de esquemas de incentivos basados en premios y penalizaciones; y 4. Utilización de contratos de calidad extra.



SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES

2018-2019

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

Recomendación	Plazo	Avance 2018	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Aumentar la capacidad instalada de las fuentes no convencionales de energía renovable	Mediano		Minminas, UPME y CREG	Acción pública
Avanzar en el desarrollo de incentivos para el desarrollo de FNCER adicionales a los de la Ley 1715 de 2014	Mediano		Minhacienda, Minminas, UPME y CREG	Acción regulatoria
Establecer un mecanismo de remuneración diferenciado según el tipo de tecnología	Mediano		CREG, UPME y Minminas	Acción regulatoria
Garantizar que la metodología de estimación del caudal ambiental no afectará la confiabilidad del sistema	Corto		Minminas	Acción regulatoria
Asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente en el mediano y largo plazo	Mediano		CREG y Minminas	Acción regulatoria
Continuar desarrollando una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos a través de la producción nacional y la importación	Mediano		UPME	Acción regulatoria
Avanzar hacia el cargo por confiabilidad que contribuya a la creación de una oferta de energía en firme eficiente y competitiva, que permita sustituir las plantas de altos costos variables	Mediano		UPME, CREG y Minminas	Acción regulatoria
Evitar el incremento de las transferencias del sector eléctrico [TSE]	Corto		Congreso de la República y CREG	Acción regulatoria

SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES



ENERGÍA

Recomendación	Plazo	Avance 2018	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Actualizar los requisitos técnicos para conectar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN, poner en marcha una plataforma de información para entrega de excedentes e impulsar los sistemas de medición inteligente	Mediano		CREG y UPME	Acción regulatoria
Definir un esquema que permita la participación de la respuesta de la demanda en el mercado	Corto		UPME y CREG	Acción regulatoria
Garantizar la independencia de la CREG ante el ejecutivo y la elaboración de análisis de impacto normativo para la regulación que expide	Corto		Minminas y Congreso de la República	Acción regulatoria
IDeterminar los referentes de calidad para los operadores de red de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018	Corto		CREG	Acción regulatoria
Incrementar el monitoreo y el control sobre la prestación del servicio de energía	Corto		CREG y Superservicios	Acción pública
Replantear los subsidios de energía a los estratos 1,2 y 3	Mediano		Congreso de la República y Minminas	Acción regulatoria
Avanzar en la implementación de una regulación de la calidad de potencia del Sistema Interconectado Nacional	Mediano		CREG y Superservicios	Acción regulatoria

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

Plazo + ● - Avance × ● ●



NOTAS

- 1 Según el World Energy Trilemma Index de 2017, el país ocupa la posición 16 entre 125 países en el pilar de sostenibilidad ambiental, el cual mide la eficiencia y desarrollo de la oferta de energía renovable y de bajas fuentes de carbón.



BIBLIOGRAFÍA

- 1 ANDI. (2016). *Energía para la competitividad. 7 acciones prioritarias*. Bogotá D.C.: Asociación Nacional de Empresarios de Colombia.
- 2 ANDI. (2017a). *Estrategia para una nueva industrialización II*. Bogotá: Asociación Nacional de Empresarios de Colombia.
- 3 ANDI. (2017b). *¿Requiere la industria la planta de Regasificación?* Bogotá: Asociación Nacional de Empresarios de Colombia.
- 4 ANDI. (2018). *Energía para la competitividad. 7 acciones prioritarias. Versión de trabajo*. Bogotá: Asociación Nacional de Empresarios de Colombia.
- 5 Arlet, J. (2017). *Electricity tariffs, power outages and firm performance: a comparative analysis*. Washington D.C.: The World Bank.
- 6 Banco Mundial. (2016). *Republic of Turkey: Towards improving the service quality of electricity distribution companies*. Washington: Banco Mundial.
- 7 Consejo Privado de Competitividad. (2015). *Informe Nacional de Competitividad 2015 - 2016*. Bogotá D.C.: Consejo Privado de Competitividad.
- 8 Consejo Privado de Competitividad. (2016). *Informe Nacional de Competitividad 2016 - 2017*. Bogotá D.C.: Consejo Privado de Competitividad.
- 9 Consejo Privado de Competitividad. (2017). *Informe Nacional de Competitividad 2017 - 2018*. Bogotá: Consejo Privado de Competitividad.
- 10 Contraloría General de la República. (2016). *Manejo de recursos del Cargo por Confiabilidad*. Bogotá D.C.: Contraloría General de la República.
- 11 CREG. (2015). *Propuesta para la entrada de nuevas plantas de generación y la asignación del Cargo de Confiabilidad para plantas existentes*. Bogotá D.C.: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- 12 CREG. (2016). *Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador*. Bogotá D.C.: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- 13 DNP. (2015a). *Estado del Gasto Público en Subsidios en Colombia*. Bogotá: Departamento Nacional de Planeación.
- 14 DNP. (2015b). *Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018. Todos por un nuevo país*. Bogotá: Departamento Nacional de Planeación.
- 15 EY. (2016). *Propuestas de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones*. EY.
- 16 García, J., Bohórquez, S., López, G., & Marín, F. (2013). *Poder de mercado en mercados spot de generación eléctrica: metodología para su análisis*. Medellín: Centro de Investigaciones Económicas y Financieras, Universidad EAFIT.
- 17 IDEAM. (2015). *Escenarios de Cambio Climático para Precipitación y Temperatura para Colombia 2011-2100 Herramientas Científicas para la Toma de Decisiones – Estudio Técnico Completo : Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático*. Bogotá: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
- 18 ISA - ENERNOC. (2016). *Respuesta de la demanda. Propuesta de implementación en el mercado colombiano*. Medellín: ISA - ENERNOC.
- 19 Minminas. (2017). *Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 - 2022*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- 20 Naturgas. (2017). *Propuesta de NATURGAS para modificar la regulación del mercado mayorista de gas natural establecida en la resolución CREG 089 de 2013*. Bogotá: Naturgas.
- 21 OCDE. (2014). *Estudio de la OCDE sobre la política regulatoria en Colombia. Más allá de la simplificación administrativa*. OECD Publishing.
- 22 Perry, G., & Roda, P. (2016). *Retos del sector gas en Colombia*. Congreso Naturgás.
- 23 Superservicios. (2017). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia*. Bogotá D.C.: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- 24 Superservicios. (2018). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia*. Bogotá: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- 25 UPME. (2015). *Plan Energético Nacional. Colombia: ideario energético 2050*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.



- 26** UPME. (2016). *Plan transitorio de abastecimiento de gas natural. Versión noviembre 2016*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 27** UPME. (2017). *Proyección de gas natural en Colombia 2017 - 2031*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 28** UPME. (2018a). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. Abril 2018*. Bogotá: Unidad de Planificación Minero Energética.
- 29** UPME. (2018b). *Plan de expansión de referencia. Generación - Transmisión. 2017 - 2031*. Bogotá: Unidad de Planificación Minero Energética.
- 30** UPME. (2018c). *Incentivos Tributarios -Ley 1715 de 2014 Informe No.3.* . Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 31** UPME. (2018d). *Proyección de gas natural en Colombia 2018 - 2032. Revisión Abril 2018*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 32** World Economic Forum. (2017). *The Global Competitiveness Report 2017 - 2018*. Ginebra: World Economic Forum.
- 33** World Energy Council. (2017). *World Energy Trilemma Index 2017*. World Energy Council.
-