

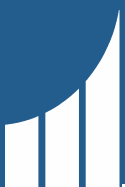
Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada

Juan Benavides
Ángela Cadena

Asistentes de investigación

Javier José González
Carlos Hidalgo
Alejandro Piñeros

Bogotá, 15 de octubre 2018



Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada

15 de octubre de 2018

Juan Benavides, Ángela Cadena, Javier José González, Carlos Hidalgo y Alejandro Piñeros¹

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN

REFLEXIONES POSTERIORES A LA PRESENTACIÓN AL COMITÉ ACADÉMICO DE FEDESARROLLO DEL 21 DE SEPTIEMBRE DE 2018

1 MERCADOS DE ELECTRICIDAD

Introducción

1.1 La electricidad como bien económico

1.2 Los mercados de electricidad requieren mejoras recurrentes

1.3 Mercados eléctricos y política pública

1.4 *Lock-in*: consolidación tecnológica en generación

1.5 Costos crecientes de recursos finitos y conocidos

1.6 Electricidad y crecimiento económico

2 PROBLEMAS

2.1 Introducción

2.1 Crisis de 1991-1992 y reforma de 1994

2.2 Competencia reducida y riesgo sistémico de generación

¹ Investigador asociado de Fedesarrollo, Profesora asociada de la Universidad de los Andes y asistentes de investigación, respectivamente. Los autores agradecen los comentarios de Leonardo Villar, Pablo Roda (*peer reviewer*) y el Comité Académico de Fedesarrollo.

2.3 Arquitectura de mercado y regulación rezagadas

3 OPORTUNIDADES

Introducción

3.1 La hora de las fuentes de energía renovable no convencional (FERNC)

3.2 El valor de los recursos energéticos descentralizados (DER)

3.3 El gas natural como ‘combustible del sistema’

4 PROPUESTAS

4.1 Mercado de contratos

4.2 Planeación integrada de recursos (IRP)

4.3 Subastas de FERNC

4.4 Regasificadora en la Costa Pacífica

4.5 Pilotos de adopción del modelo de Energía Transactiva (ET)

4.6 Medidas habilitantes del modelo ET

4.7 Regulación favorable a nuevos actores y negocios

5 CONCLUSIONES

APÉNDICES

A. Aportes de las FERNC al portafolio de generación

B. Servicios complementarios por FERNC y DER

C. Modelo de competencia en generación con contratos

D. Coordinación entre ISO y DSO

E. Impacto económico de las propuestas

Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada

RESUMEN

El sector eléctrico de Colombia se transformó profunda y positivamente con la reforma de las Leyes 142 y 143 de 1994. La liberalización del mercado, la introducción de formación de precios competitiva en generación, la regulación por incentivos en transmisión y distribución, los avances institucionales en regulación (creación de la CREG) y en supervisión de las firmas reguladas (SSPD) sirvieron de inspiración internacional por lo menos durante cinco años.

Con el tiempo se han acumulado problemas y han aparecido oportunidades de mejora del mercado. Hay que aumentar la competencia, diversificar el portafolio de generación, ayudar a monetizar los recursos locales embebidos en las redes de distribución y modernizar la arquitectura de mercado y la regulación.

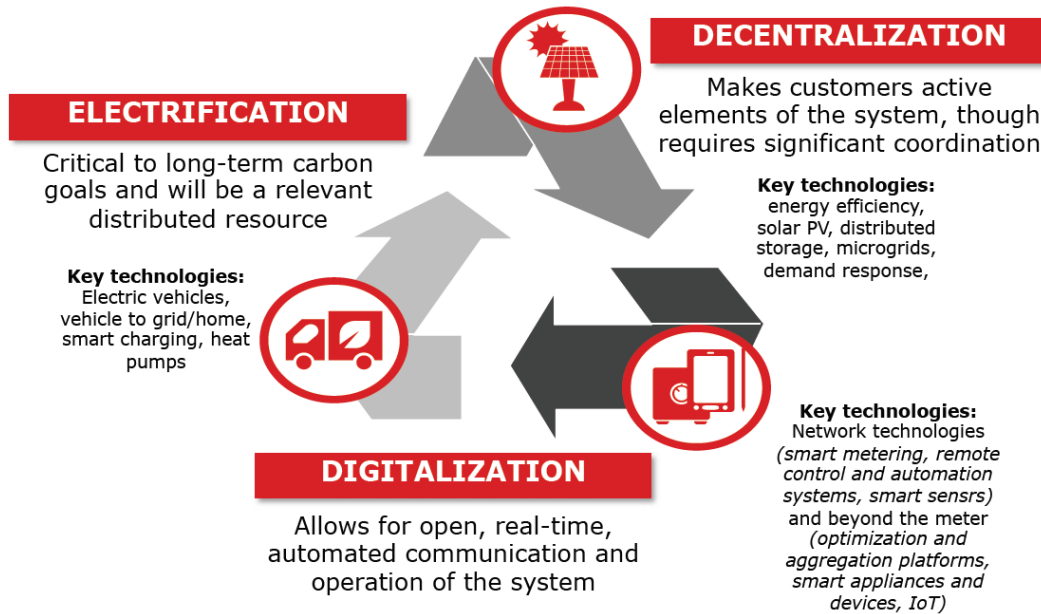
El trabajo consta de cinco capítulos, además de este resumen. El capítulo 1 presenta las características de la electricidad como bien económico y compara la evolución del mercado eléctrico del Reino Unido (la experiencia original) con el de Colombia. El capítulo 2 discute los problemas centrales del modelo colombiano. El capítulo 3 identifica oportunidades. El capítulo 4 compila las propuestas. El capítulo 5 concluye.

Los mensajes centrales del trabajo son:

- Los precios de generación son crecientes y la competencia es baja.
- El portafolio de generación está alejado de la frontera eficiente de costos y riesgos.
- El mecanismo de entrada (cargo por confiabilidad) es ineficaz para tecnologías que pueden reducir el riesgo de suministro y los costos de generación.
- La arquitectura de mercado y la regulación están desactualizadas.
- Las energías renovables, los recursos energéticos descentralizados y el impulso a la generación con gas licuado solucionarán problemas y crearán opciones.

Las necesidades de mejora de la productividad, modernización y crecimiento de la economía colombiana hacen imperativa la transformación del sector eléctrico, en la que convergen tres tendencias de dinámica tecnológica 'inevitable' en el sentido de Kelly (2016: 7):

Figura R.1. Convergencia tecnológica y transformación del sector eléctrico



Fuente: WEF (2017: 4)

Para resolver los problemas acumulados y promover la transformación sectorial, se propone la hoja de ruta de la Tabla R.1:

Tabla R.1. Hacia un modelo sectorial eléctrico para el siglo XXI en Colombia

Problema	Propuestas	Impacto	Responsable y plazo de propuestas
1 Competencia reducida en mercado mayorista	-Mercado de contratos anónimos y estandarizados	-Reducción de precios spot y de contratos	CREG; enero 2019
2 Riesgo sistémico en generación	-Planeación integrada de recursos	-Portafolios que valoran los aportes de todas las alternativas	UPME; agosto 2019
3 Costos de entrada a diversificación	-Subastas de renovables -Regasificadora y generación a gas en Costa Pacífica	-Inversiones en la frontera eficiente	MME-CREG; noviembre 2018 y enero 2022, respectivamente
4 Arquitectura de mercado rezagada	-Adopción de modelo transactivo -Medidas habilitantes (red inteligente, precios zonales y más frecuentes)	-Monetización de recursos descentralizados de alto valor	Misión de expertos externos lidera innovación abierta; agosto 2019
5 Regulación distante de las prácticas de frontera	-Migrar a entrada por contratos -Pilotos de agregadores y operadores de distribución	-Nuevos actores y modelos de negocio	-CREG; agosto 2019 y agosto 2020, respectivamente

Fuente: elaboración propia

La implementación de las propuestas anteriores tendría el siguiente impacto económico:

- Aumento del excedente de los consumidores de \$3.30 billones anuales (0.36% del PIB) por reducción del costo de generación en un 20%.
- Reducción de los subsidios del Presupuesto General de la Nación a estratos 1,2 y 3 en \$144 mil millones anuales por reducción del costo de generación en un 20%.
- Aumento permanente del 0.28% en la tasa de crecimiento del PIB por mayor inversión privada estimulada por la reducción del costo de generación en un 20%.
- Inyección de \$0.46 billones anuales a la economía por el valor de los servicios complementarios de recursos energéticos descentralizados (DER) al sistema interconectado nacional.

Este estudio se beneficia de los análisis y recomendaciones de trabajos previos y simultáneos, especialmente Acemoglu et al (2017), Cadena et al (2017), McRae y Wolak (2017), Benavides y Elizondo (2018A) y Benavides y Elizondo (2018B). El documento tiene estructura de 'Concept Paper', con un texto principal corto de alto nivel. El material de apoyo (modelos, cálculos y ampliaciones) se ha enviado a cinco Apéndices.

REFLEXIONES POSTERIORES A LA PRESENTACIÓN AL COMITÉ ACADÉMICO DE FEDESARROLLO DEL 21 DE SEPTIEMBRE DE 2018

Los comentarios más relevantes de Pablo Roda (en opinión de los autores) fueron: (i) la importancia de haber calibrado para Colombia el modelo de competencia con contratos de Acemoglu et al (2017); (ii) la dificultad de detectar poder de mercado por el nivel de las desviaciones de las cotizaciones de los generadores durante época de escasez; (iii) el problema de definir la contribución de energía firme de las hidráulicas para el cargo por confiabilidad (basada en su contribución bajo condiciones de estrés, sin considerar la correlación de sus aportes con el resto de recursos); y (iv) las peculiaridades del mercado eléctrico colombiano (fundamentalmente hidráulico y sujeto a los choques climáticos de El Niño y La Niña), que hace que los instrumentos y experiencias de la mayoría de países no sean aplicables para el diseño o revisión de la arquitectura del mercado mayorista.

El Comité Académico de Fedesarrollo coincidió con los autores del estudio en el diagnóstico del rezago del mercado colombiano y en la importancia de organizar una Misión que prepare la transición a un mercado descentralizado y abierto a la innovación.

Además de agradecer los comentarios anteriores, los autores creen que la detección de poder de mercado en los instantes de estrechez entre oferta y demanda es factible con base en la combinación de (i) nivel de ofertas de los generadores versus costo de racionamiento y máximo valor del agua; (ii) nivel de las desviaciones de las ofertas de los generadores cuando el precio spot es superior o inferior al precio de escasez; (iii) rendimientos extraordinarios consistentes. Los autores reconocen la importancia de la Misión para la transición del sector eléctrico, que es indispensable por la experiencia internacional: una vez un modelo regulatorio madura, es imposible cambiarlo desde adentro.

La mayoría de las medidas presentadas en este artículo corresponden a una fase de preparación del mercado actual a un mercado descentralizado. El mercado de contratos estandarizado y anónimo, cuando las fuentes de energía no convencionales hayan logrado el nivel de penetración mínimo definido por la política pública, permitiría simplificar los mecanismos de entrada (eliminar el cargo por confiabilidad). La experimentación regulatoria y el avance en las medidas habilitantes permitirá definir las fases y componentes específicas de la transición.

1 MERCADOS DE ELECTRICIDAD

INTRODUCCIÓN

El mercado *spot* fue un gran aporte británico para introducir competencia en electricidad en 1990. Con rapidez se comprobó que los generadores podían fácilmente ejercer poder unilateral de mercado en esa arquitectura. Con la revolución del gas, las turbinas a ciclo combinado, desintegración vertical, privatización y el reemplazo del mercado *spot* por un mercado de contratos, los precios de generación bajaron en el Reino Unido. En 1995 Colombia adoptó el mercado *spot*. Se ha blindado después de 23 años a pesar de sus limitaciones. El porcentaje de hidroelectricidad se ha mantenido y los costos de generación están en una senda creciente.

1.1 LA ELECTRICIDAD COMO BIEN ECONÓMICO

A pesar del progreso tecnológico y la reducción de costos de las baterías, todavía no es posible almacenar económicamente grandes cantidades de electricidad, que debe producirse en el instante de consumo. Por ello se producen picos de demanda (diarios, semanales y estacionales).

La función de producción de la electricidad cambia en cada instante del tiempo. La distribución espacial de los recursos de producción y de la demanda diferencian la electricidad en cada nodo de las redes de transmisión y distribución. La electricidad tiene diversos atributos como la potencia (capacidad para cubrir los picos de demanda), la energía (producción para cubrir la totalidad del consumo) y la firmeza (atributo definido en Colombia como la capacidad de entregar energía en instantes de escasez).

Cuando las tecnologías son 'despachables' (es decir, su producción se puede anticipar y programar), la manera más económica de atender los ciclos de la demanda consiste en disponer de plantas con bajos costos variables y altos costos de capital que generen durante la mayoría del tiempo, y de plantas de mayores costos variables y menores costos de capital que generen durante los períodos de mayor demanda. El concepto de portafolio de generación es indispensable incluso sin incertidumbre.

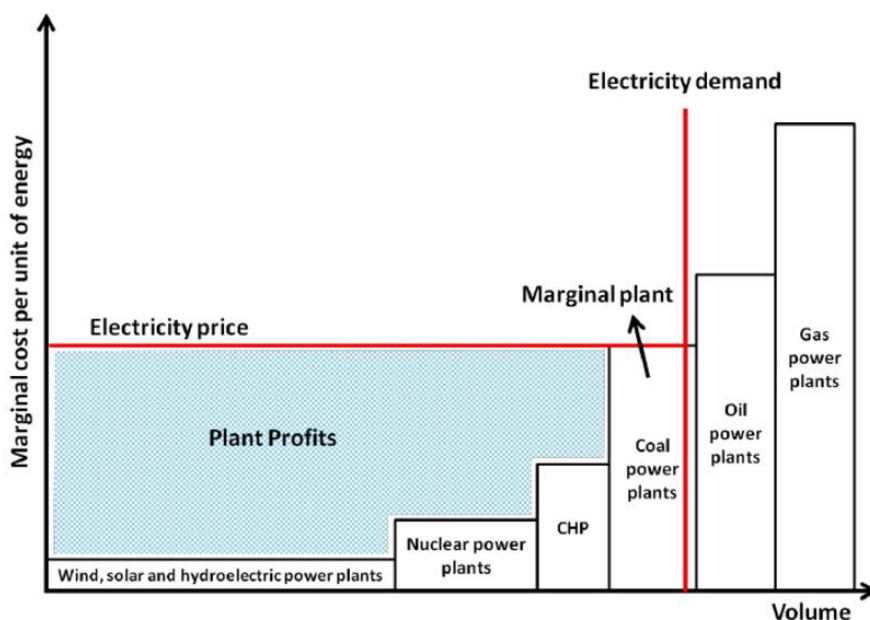
Por simplicidad en el cobro y por los altos costos actuales de las tecnologías de medición y procesamiento, los usuarios regulados reciben costos promediados en su factura. La simplificación consiste en vender a un precio promedio una canasta de bienes diferenciados, pero se debe insistir en que no se está vendiendo un bien homogéneo. Los avances en reducción de costos y funcionalidad de las redes y medidores inteligentes facilitarán monetizar electricidad los servicios a la red de acuerdo con el momento y localización en la red.

1.2 LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD REQUIEREN MEJORAS RECURRENTE

Los mercados de electricidad siempre han sido artificiales pues funcionan con reglas diseñadas por un regulador, basadas en la teoría de mecanismos (Milgrom 2011). Diversas arquitecturas de mercados eléctricos en formación de precio, transacciones y adecuación de la generación (*resource adequacy*) se siguen ensayando en todo el mundo desde los años 1990s.

Colombia adoptó en 1995 el modelo de *pool* del Reino Unido, que fue el pionero (1990). En un *pool*, existe obligación de todos los generadores de enviar ofertas de cantidades y costos marginales de cada uno de sus recursos para cada período de despacho, un día antes de la operación (*day-ahead*). Para cada período del día siguiente, el operador del sistema construye una curva de oferta, ordenando los recursos de menor a mayor costo (*merit order*) y calcula el precio *spot* del período en la intersección de la curva de oferta con la cantidad demandada (demanda totalmente inelástica). La Figura 1.1 ilustra el mecanismo para tecnologías hipotéticas.

Figura 1.1. Formación de precio *spot* en un período de despacho



Fuente: Bahar y Sauvage (2013)

En teoría, un *pool* puede recuperar las inversiones de capital de tecnologías competitivas -salvo la planta marginal- con la diferencia entre el precio y los costos marginales de producción (área azul de la Figura 1.1).

El regulador y la autoridad de competencia del Reino Unido, con apoyo de análisis académicos, comprobaron rápidamente que el *pool*, además de ser inflexible y difícil de mejorar, era manipulable por los generadores establecidos y creaba barreras a la entrada, como discuten Green y Newbery (1992) y Newbery (1997). En particular, Newbery (1997: 9) resalta dos debilidades de un *pool*: la dificultad de la demanda de responder en tiempo real y la habilidad de los generadores de ajustar sus parámetros técnicos y ofertas individuales a las restricciones del sistema, el grado de holgura de la demanda en relación con la capacidad y las peculiaridades del algoritmo de despacho, que resultaron en el Reino Unido en precios desacoplados de los costos.

Una tercera debilidad de un *pool* es que los precios de corto plazo son insuficientes y políticamente inviables para inducir inversión suficiente (McRae y Wolak 2017) y remunerar las plantas marginales. Esta realidad obligó a introducir un mecanismo de adecuación de la generación (*capacity payment*) en el Reino Unido. Adicionalmente, la competencia minorista (*retail*) para elegir a quién comprar la energía, no fue vigorosa, a pesar de la desintegración vertical.²

El *pool* se reemplazó en 2001 en el Reino Unido por la arquitectura de transacciones NETA (New Electricity Trading Agreements), que estimuló la contratación bilateral y antes de tiempo como fundamento de las transacciones. Para balancear la producción y el consumo en tiempo real, se introdujo un mecanismo de balanceo físico administrado por el Operador del Sistema de Transmisión y un mecanismo de liquidación comercial de los desbalances entre lo contratado y lo generado/consumido, administrado por ELEXON.

Las reglas físicas y comerciales de este arreglo se denominan el Balancing and Settlement Code (BSC). Estos arreglos se extendieron para incluir a Escocia en 2005. NETA se convirtió en BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements). Desde la liberalización hasta la entrada de BETTA, el mercado del Reino Unido pasó de 2 a 38 generadores en competencia.³ Adicionalmente, el mecanismo inicial de techo de precios para monopolios naturales (T y D) evolucionó hacia el modelo de ingresos RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs), que balancea los objetivos de lograr costos bajos e introducir nuevos servicios de red con la búsqueda de ingresos suficientes, se migra actualmente a una segunda versión.

Más recientemente, el regulador del Reino Unido (Ofgem) y la Asociación de Redes de Energía (ENA 2018) han conformado una red de discusión regulatoria abierta (Open Network Project) para avanzar en la adopción de los recursos energéticos descentralizados y en la definición de reglas de precios de las redes, reconociendo la complejidad del tema: los precios deben disuadir el *bypass* ineficiente (remunerando apropiadamente los servicios de conexión) y al tiempo promover la entrada de nuevas tecnologías.

Una primera lección de la experiencia británica es que un instrumento de mercado en electricidad es falible y puede quedarse corto en la promoción de la competencia y la entrada de la inversión en nuevas tecnologías. Esto se debe en parte a la complejidad técnica, la incertidumbre en la oferta y la demanda, las dificultades de la demanda para ajustarse en tiempo real, las externalidades y el carácter fundamentalmente incompleto e imperfectamente competitivo de los mercados de electricidad (Wilson 2002).

² Ver Littlechild (2000) y (2018) para una discusión de la importancia de la competencia minorista.

³ Los trabajos de Cui (2010) y Pearson y Watson (2012) sintetizan los cambios de arquitectura de mercado y de política energética en el Reino Unido, respectivamente.

1.3 MERCADOS ELÉCTRICOS Y POLÍTICA PÚBLICA

Una segunda lección de la experiencia británica es que las limitaciones o consecuencias inesperadas de los mercados eléctricos pueden remediarse. La política energética, en representación del interés general, debe orientar a la regulación a tal efecto y darle al operador independiente del sistema el liderazgo en la búsqueda de mejores alternativas.

El debate sobre la interacción entre políticas públicas y mercados se ha reavivado en Colombia con respecto a la mejor manera de incorporar las fuentes de energías renovable no convencionales (FERNC) en la oferta de generación colombiana. Cuando la cancha está nivelada y exista *contestabilidad*, los mercados son la primera opción para implementar una política pública. Sin embargo, la lógica reversa de que la política pública debe reforzar lo que los mercados asignen por sí mismos es equivocada.

Algunos analistas plantean que al introducir un mecanismo entrada enfocado en energías renovables se estaría interfiriendo con el ‘mercado libre’ y se estaría violando el principio de ‘neutralidad tecnológica’. Esta posición asimila los mercados sin economías de escala, de surgimiento espontáneo, completos, sin barreras a la entrada, sin externalidades y con competencia vigorosa, con los mercados eléctricos artificiales que tienen las limitaciones básicas discutidas por Wilson (2002).⁴

En la realidad general (Scrase y MacKerron 2009: 97):

“En presencia de cualquier clase de poder de mercado (que está virtualmente en todas partes en el mundo real de la energía, aún donde existen fuerzas competitivas) las estructuras de mercado tienden a favorecer a los actores establecidos (*incumbents*), que estarán bien adaptados al sistema energético existente, con sus inevitables característica de *lock-in* (...) Las transiciones requieren establecer nuevas tecnologías y prácticas, muchas de las cuales tienen sus orígenes por fuera de las firmas establecidas, mientras que las estructuras de mercado existentes favorecen el conservatismo y cambios lentos.”

Y en la realidad específica de Colombia, la ‘neutralidad tecnológica’ es un concepto vacío puesto que el Cargo por Confiabilidad, por su diseño y sus reglas de remuneración, han conducido a conformar un portafolio de generación lejano de la frontera eficiente: en condiciones de *retornos crecientes* (sección 1.4), la ausencia de decisiones de política energética para recomposición de la matriz energética no es neutralidad tecnológica, sino su contrario (favorecimiento de la tecnología dominante).

⁴ Scrase y MacKerron (2009: 95-97) son más lapidarios al respecto en su sección 6.2 titulada *La ideología y práctica del mercado ‘libre’ como barrera a la entrada*: “(...) el énfasis en los mercados como los vehículos casi exclusivos para implementar una política y la noción de que los gobiernos deben tomar una actitud de no inmiscuirse (*hands off*) es excesiva.” La economía política de la adopción de las energías renovables en América Latina se discute en Benavides y Elizondo (2018A).

1.4 LOCK-IN: CONSOLIDACIÓN TECNOLÓGICA EN GENERACIÓN

La teoría económica de *lock-in* explica como una tecnología establecida y dominante adquiere ventajas sobre tecnologías que le compitan, así estas últimas puedan tener un mejor desempeño (Sivaram 2018). Arthur (1994) explica la dinámica de las participaciones de mercado de las tecnologías como resultado de cuatro tipos de retornos crecientes: economías de escala, de aprendizaje, expectativas adaptativas y economías de red. Las dos primeras son evidentes: el incremento del volumen de producción y el 'aprendizaje al hacer' reducen los costos unitarios.

Las expectativas adaptativas se refieren (Scrase y MacKerron 2009: 91) a la confianza creciente de observar el crecimiento de una tecnología determinada, que confirma estar en un negocio con futuro asegurado. Por su parte, las economías positivas de red se desarrollan cuando se crea un ecosistema de suministradores de equipos, financiación, proveedores de servicios, firmas de ingeniería y crecimiento de la demanda, cuyos componentes se refuerzan.

Los cuatro tipos de retornos crecientes favorecen a la tecnología que despegó primero. El *lock-in* resultante explica por qué una tecnología le puede ganar la entrada a otras tecnologías con independencia de su eficiencia o necesidad.

Esto sucedió en Colombia con el desarrollo de los grandes recursos hídricos (GRH) para electricidad. Desde los años setentas del siglo XX, la creencia de que el país debería explotar a toda costa la hidroelectricidad como ventaja comparativa se instaló como un mantra en la política pública. En los años sesenta y setenta, y con la financiación de los bancos multilaterales, se desarrolló un denso ecosistema de firmas de diseño, proveedoras de equipos y materiales, construcción de obras civiles y electromecánicas que se beneficiaba del flujo de contratos para desarrollar proyectos hidroeléctricos.⁵

Con la llegada de la reforma de 1994, esta inercia se mantuvo. La planificación energética mostró un panorama de costos favorables de los GRH. El carbón de alta calidad se reservó para exportación y el gas natural se dedicó preferencialmente al consumo residencial doméstico. No ha existido por parte de la política pública una orientación integral y de largo plazo de la canasta de generación. No se ha podido balancear la tensión entre la planeación indicativa y la necesidad de rectificar el rumbo.

Cuando los retornos crecientes se han consolidado, la inversión en generación depende de la inercia acumulada (*path dependence*). En todo instante, el sector eléctrico ha experimentado un poderoso empuje en favor de la hidroelectricidad, que dificulta moverse en una trayectoria que construya portafolios eficientes cuando aparecen consecuencias que no se anticipaban (i.e., costos crecientes de desarrollo, aumento del riesgo sistémico, avances en tecnologías

⁵ Cuando una industria empieza a extenderse, las relaciones económicas se insertan (*embed*) en las relaciones sociales, como lo describen Granovetter (1985) y Hannan y Carroll (1992). Una industria o tecnología y sus directos proveedores se legitiman socialmente y pueden influir sobre la regulación y la entrada de nuevos actores y tecnologías.

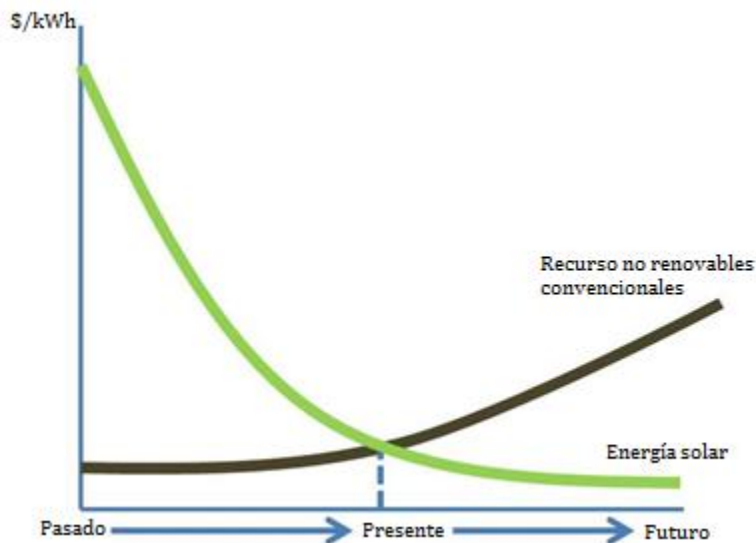
alternativas) o nuevos imperativos de política pública (i.e., promoción de la competencia, diversificación de fuentes).

1.5 COSTOS CRECIENTES DE RECURSOS FINITOS Y CONOCIDOS

El desarrollo de los GRH en Colombia lleva a desarrollar obras de complejidad creciente. Como en otros recursos naturales, la senda de desarrollo de los GRH empezó con las inversiones de menor costo y riesgo, y estaría llegando a los proyectos de costos y riesgos que sobrepasan la capacidad de gestión de las firmas o del estado.

El acervo de GRH desarrollables de Colombia es finito y conocido desde el inventario del Estudio Nacional de Energía (ENE) de 1982. Este acervo tiene las siguientes propiedades: (i) decrece con la construcción de proyectos; (ii) no crece en el tiempo; (iii) mientras más proyectos se construyen, más rápido se agota el acervo; y (iv) si el acervo es mucho más grande que el consumo total y los costos de desarrollo aumentan en nuevos proyectos, es racional dejar de explotar el acervo (Sweeney 1992: 763). Es decir, el acervo de sitios desarrollables para hidroelectricidad es un recurso agotable, con independencia de que el agua que los mueva sea renovable a nivel de planta individual.⁶

Figura 1.2. Regla de Hotelling en generación de electricidad con tecnologías de relevo



Fuente: elaboración propia

La Figura 1.2 esquematiza las sendas de precios de la generación con GRH y con recursos renovables no convencionales. En el primer caso, y en condiciones de competencia perfecta en el mercado de electricidad, la tasa de crecimiento de los costos reflejaría la {tasa de retorno

⁶ Rothman (2000) propone una metodología para cuantificar las rentas económicas apropiadas en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos bajo diferentes estructuras de mercado (competencia perfecta, en ausencia de mercado y en proyectos de propósito múltiple).

exigida por los inversionistas + la tasa de crecimiento de los costos de desarrollo de proyectos cada vez más complejos y/o de menor capacidad de embalse (*user cost*)). En el segundo caso, el precio refleja los costos decrecientes por avance tecnológico en renovables, que se convierten en una tecnología de relevo (*backstop technology*).

En contraste, el acervo total de medianas y pequeñas plantas hidroeléctricas es un recurso menos conocido, en sus primeras fases de desarrollo, y con costos competitivos cuando no requieran obras civiles importantes. Esta es una vía atractiva y viable para continuar desarrollando los recursos hídricos del país.

1.6 ELECTRICIDAD Y CRECIMIENTO ECONÓMICO

La electricidad es una plataforma transversal de insumos intermedios para una gran variedad de actividades económicas y sociales. Su consumo tiene poco valor en aislamiento y su demanda es derivada (Frischmann 2012).

Como parte de la infraestructura, la electricidad puede influenciar el crecimiento económico a través de dos canales: *macroeconómicos* y *originados en externalidades* (Agénor 2013):

- Los canales macroeconómicos incluyen los efectos directos sobre la productividad y sobre el costo de los insumos para la producción privada, la complementariedad con la inversión privada, y el desplazamiento del gasto privado a través del sistema financiero.
- Los canales originados en externalidades incluyen las relaciones entre la electricidad, la acumulación de conocimiento y el crecimiento económico; entre la electricidad, la salud y el crecimiento económico; entre la electricidad, la innovación y la difusión de nuevos productos, y el crecimiento económico; y entre la electricidad, el género y el crecimiento económico.

Por las razones anteriores, la reducción de los precios de la electricidad y la promoción de la innovación tecnológica son fundamentales en la agenda pública de crecimiento y competitividad.

2 PROBLEMAS

INTRODUCCIÓN

La reforma de 1994 logró viabilidad sectorial y modernización empresarial, pero dejó cinco problemas interrelacionados: (i) precios crecientes de generación y competencia reducida; (ii) concentración tecnológica en GRH, que aumenta el riesgo sistémico de desabastecimiento; (iii) facilidad para el ejercicio unilateral de poder de mercado en el mercado spot y discriminación de precios en contratos bilaterales; (iv) arquitectura de mercado rezagada; y (v) regulación compleja y poco favorable a la innovación. Los problemas (iv) y (v) aparecen primero y facilitan el surgimiento de los problemas (i) a (iii). Algunos problemas han tomado gran ventaja.

2.1 CRISIS DE 1991-1992 Y REFORMA DE 1994

En 1994, el sector eléctrico de Colombia era inviable. Fedesarrollo (Santa María et al 2009: 7) identificó las limitaciones del régimen de propiedad y gestión estatales del sector eléctrico hasta esa fecha: las tarifas no recuperaban los costos del servicio, el gobierno central se endeudó en niveles superiores al 50% del total de la deuda pública central para financiar al sector, no se lograron aumentos importantes de cobertura, la calidad del servicio era mala, y no se pudo asegurar el suministro en 1991-1992, años en los que el país incurrió en grandes pérdidas económicas por racionamiento.

La crisis de abastecimiento de esos años puso de manifiesto la insostenibilidad del modelo estatista y ayudó a precipitar su colapso. Los problemas del modelo estatista, comunes a la mayoría de los países de América Latina, condujeron a un movimiento de reformas para permitir la inversión privada en el sector, recuperar costos, introducir disciplina financiera en las empresas, formar precios más eficientes, mejorar la cobertura y la calidad, y mejorar la seguridad del suministro.

Las Leyes 142 y 143 de 1994 introdujeron un mercado *spot* en el que el precio de generación (G) se establece por competencia entre los participantes (con participación obligatoria), regulación por incentivos a los monopolios naturales de distribución (D) y transmisión (T), operación del sistema por parte de XM, prohibición de integración vertical para empresas en cualquier segmento de la cadena {G+T+D} que se constituyeran con posterioridad a la expedición de la Ley 143 y una comisión de regulación (CREG). La actividad de comercialización (C) se introdujo también, pero nunca floreció de manera independiente de G o D.

El mercado *spot* hace parte de un concepto más amplio denominado “mercado mayorista”, que incluyó desde un comienzo los contratos bilaterales de largo plazo. El mercado mayorista se amplió en 1995 con la introducción del cargo por capacidad, que luego fue sustituido en 2008 por el cargo por confiabilidad. El cargo por confiabilidad intenta resolver el problema de *generation adequacy* premiando el aumento de energía firme.⁷

⁷ El cargo por confiabilidad es una opción de compra que los consumidores tienen de recibir energía a un precio denominado “de escasez”, cada vez que el precio de la bolsa de electricidad supera este valor. Los

Los beneficios de la reforma hasta 2009 incluyeron (Santa María et al 2009) la mejora del clima de negocios para invertir en todos los segmentos de la cadena {G+T+D}, el logro de la sostenibilidad financiera de las empresas, la eliminación de la deuda pública del gobierno central para inversión en el sector eléctrico, el aumento de la cobertura, la mejora de la calidad del servicio y el aseguramiento del suministro durante varios episodios de sequía extrema.

Estos beneficios no son nada despreciables. Sin embargo, en la actualidad se presentan cinco problemas cruciales: (i) los precios han crecido en términos reales, en parte por hay competencia reducida en el mercado mayorista y en parte por los costos crecientes de los GRH; (ii) existe riesgo sistémico en generación por la concentración en hidroelectricidad; (iii) la entrada al mercado mayorista es difícil para proyectos a gas y FERNC; (iv) la arquitectura de mercado está desalineada con los avances internacionales; y (v) la regulación está distante de las prácticas de los países líderes. Estos asuntos están relacionados y se analizan agrupándolos en dos subsecciones.

2.2 COMPETENCIA REDUCIDA Y RIESGO SISTÉMICO DE GENERACIÓN

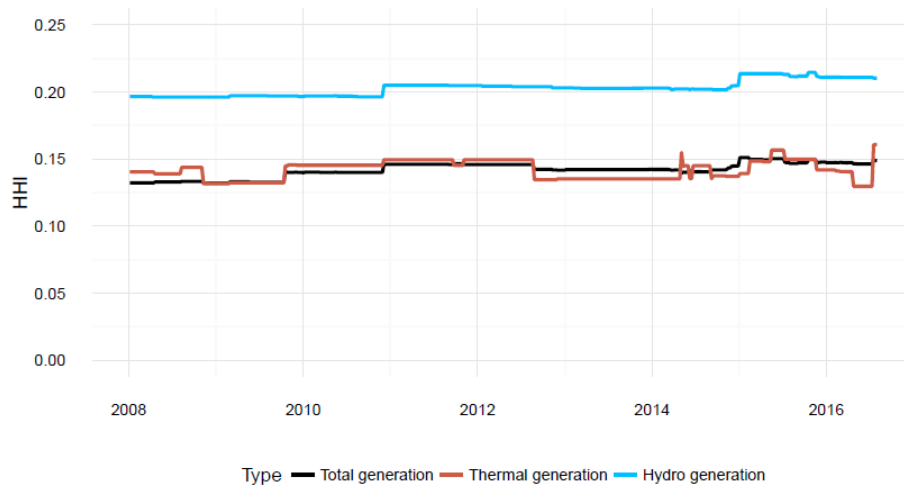
Actualmente, la capacidad instalada despachada centralmente de Colombia es de 15.66 GW, de los cuales 10.94 son hidráulicos (69.8%), y 4.72 son térmicos (XM 2018). La capacidad total de embalsamiento es modesta (cerca de un trimestre), insuficiente para suavizar los severos choques climáticos de El Niño y la Niña. Hay exceso de capacidad (MW) con respecto a la energía (MWh) que las plantas hidráulicas pueden entregar durante sequía (el parque es *energy constrained*). Esto se traslada en oferta y precios muy volátiles y difíciles de predecir.

Los tres generadores más grandes suman más del 60% de la generación (McRae y Wolak 2017: 21). La Figura 2.1 presenta la evolución del HHI⁸ desde 2008 hasta 2016 (McRae y Wolak 2017: 22).

generadores adscritos a este esquema reciben una prima mensual como compensación por no cobrar el precio pleno de bolsa cuando éste es igual o superior al precio de escasez.

⁸ Herfindahl-Hirschman Index: suma de los cuadrados de las participaciones de cada participante en el mercado, que mide concentración.

Figura 2.1. HHI para capacidad de generación eléctrica en Colombia 2008-2016

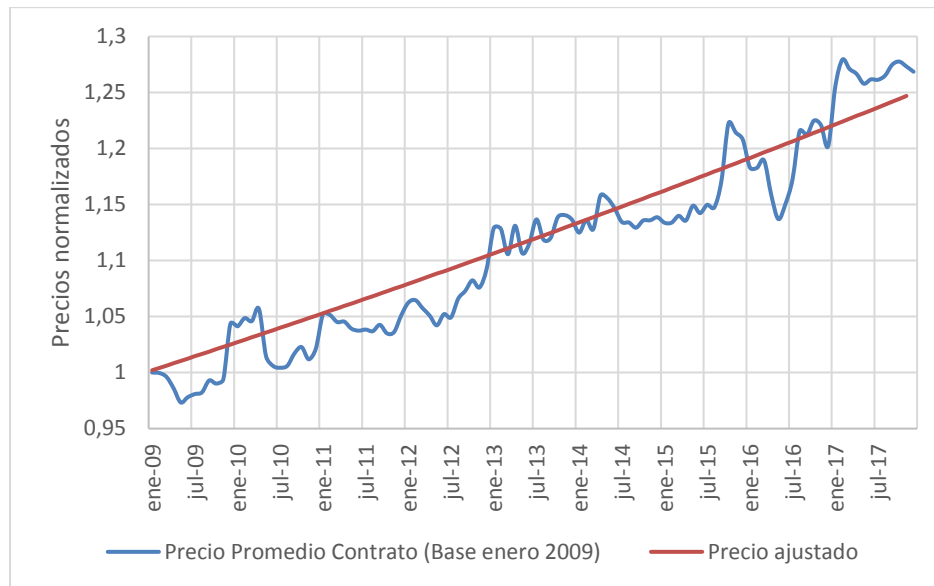


Fuente: McRae y Wolak (2017: 22)

La capacidad hidroeléctrica está concentrada en las tres firmas más grandes, lo que explica por qué el HHI de la hidroelectricidad es mucho más grande que el de la termoelectricidad durante el período estudiado. McRae y Wolak (2017) plantean que el alto valor de la HHI hidroeléctrica agrega evidencia a la conclusión de su análisis de que cuando la disponibilidad de agua es baja, existe menos competencia y los generadores más grandes tienen una mayor facilidad para subir el precio *spot* mediante el ejercicio unilateral de poder de mercado.

Una primera regularidad del mercado eléctrico es que los precios promedio de contratos han subido en términos reales (Figura 2.2) a una tasa anual promedio del 2.6% anual entre 2009 y 2017. Este hecho es difícil de conciliar con el objetivo de promover la reducción de precios que inspiró a la primera oleada de reformas sectoriales de la década de los 1990s.

Figura 2.2. Evolución del precio promedio de contratos en Colombia



Fuente: elaboración propia con información de XM

En la sección 1.5 se discutió que, aún en competencia perfecta, los costos de los GRH tienden a crecer con su nivel de desarrollo. A esta tendencia se debe agregar el impacto del ejercicio de poder unilateral de mercado en el mercado *spot* y el escaso vigor de la competencia en contratos.

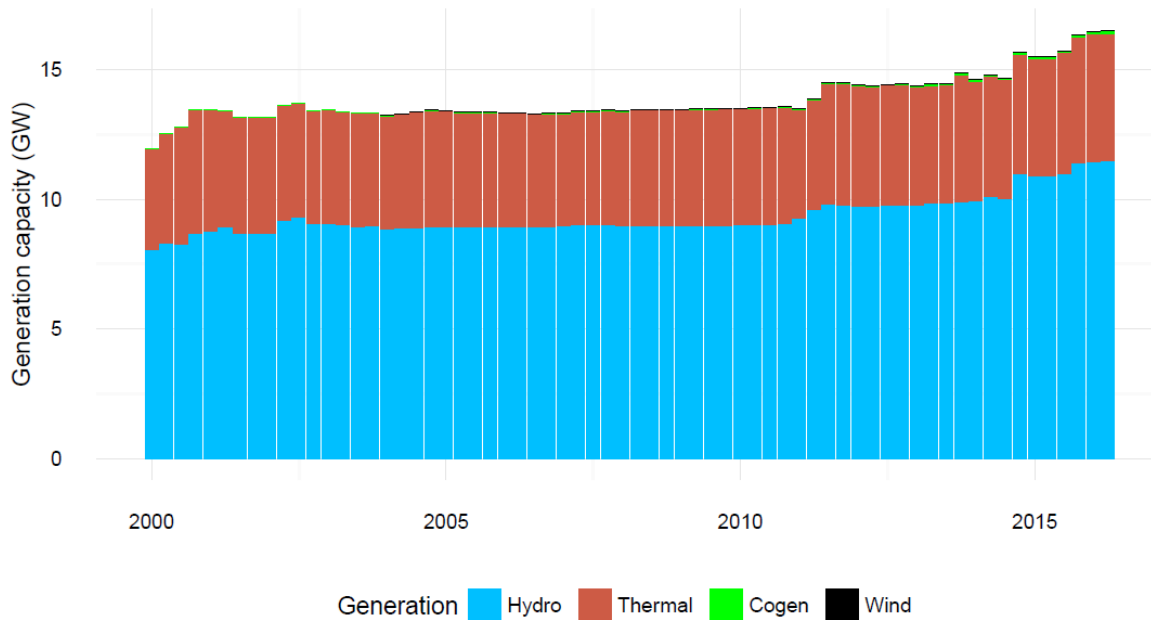
La baja competencia del mercado sigue la secuencia {A → B → C}:

A LA HIDROELECTRICIDAD GANA EN LA ENTRADA

Los choques climáticos de sequía y humedad de carácter multianual e irregular introducen riesgos difícilmente bancables para las plantas térmicas porque (i) su despacho es esporádico y de ingresos impredecibles, (ii) su remuneración se puede reducir a la prima del cargo (riesgo regulatorio). A esto deben sumarse la incertidumbre de suministro de gas natural y las restricciones de capacidad de la red de transporte.

En la práctica, el cargo por confiabilidad no facilita la entrada de tecnologías térmicas, cuya remuneración adecuada era el propósito inicial del cargo por capacidad. La entrada a través del cargo por confiabilidad se ha convertido en un mecanismo de retroalimentación positiva: *la falta de energía firme originada en la hidroelectricidad se está cubriendo con más hidroelectricidad* en manos esencialmente de los generadores establecidos, con alto porcentaje accionario o control público, y con integración vertical. McRae y Wolak (2017: 74) muestran que, desde 2010, virtualmente todas las adiciones de capacidad en Colombia han sido hidroeléctricas (Figura 2.3).

Figura 2.3. Evolución de la capacidad instalada de generación por tecnología en Colombia



Fuente: McRae y Wolak (2017: 16)

Este desbalance aumenta el riesgo sistémico de generación. El problema radica en que los aportes hidrológicos de las plantas existentes están correlacionados de manera positiva en el tiempo y en el espacio. La sección 4.1 muestra numéricamente la mejora de las características de riesgo y costos del portafolio de generación con la penetración de FERNC.

B HAY BAJA COMPETENCIA EN CONTRATOS BILATERALES Y NO HAY MERCADOS ESTANDARIZADOS

Tradicionalmente se enfatiza el papel de los contratos de suministro para reducir la exposición a la volatilidad de los precios *spot*. En un mercado eléctrico, los contratos cumplen los papeles adicionales -y tal vez más importantes- de coordinar la entrada de nuevas inversiones y promover la competencia dentro del mercado.

Newbery (1999: 5-6) identifica dos rutas para promover la competencia en electricidad: (i) la directa y más satisfactoria es asegurar que la capacidad esté dividida entre un número suficientemente alto de generadores, de tal forma que ninguno tenga mucha influencia sobre el precio; (ii) la indirecta consiste en obligar a los generadores a vender una cantidad suficientemente alta de contratos a terceros para exponerlos a la amenaza creíble de entrada si el precio de los contratos (precio *spot* promedio) es más alto que el precio competitivo (contestabilidad en la entrada). Ninguna de estas dos rutas ha sido instrumental en Colombia porque los porcentajes de capacidad instalada en manos de los principales generadores se han consolidado y el canal de entrada por contratos no existe.

En Colombia, las empresas de distribución (usuarios regulados) compran la mayoría de su demanda a través de contratos bilaterales. Las compras se realizan por subasta en sobre cerrado, sin publicidad de los precios pactados. Según ECSIM (2013: 19), hay por lo menos 20 modalidades de contratos bilaterales de electricidad en el mercado colombiano. Las dos modalidades de contratación más comunes son Pague lo Contratado, en el que el comprador paga toda la cantidad contratada, y Pague lo Demandado, en el que el vendedor se compromete a suministrar cantidades inciertas del lado de la demanda.⁹

Ausubel y Cramton (2010: 198) resumieron hace casi una década las deficiencias del esquema de contratos OTC en el mercado de electricidad en Colombia:

“Desafortunadamente, el mercado de contratos existente tiene altos costos de transacción, como resultado de contratos no-estandarizados, formación de precios pobre, contratación localizada, falta de transparencia y otros factores. El problema se evidencia en la ocurrencia frecuencia de precios más altos a los usuarios regulados en comparación de los usuarios no regulados, que no se explican por la forma de las cargas, riesgos crediticios ni por otros factores.”

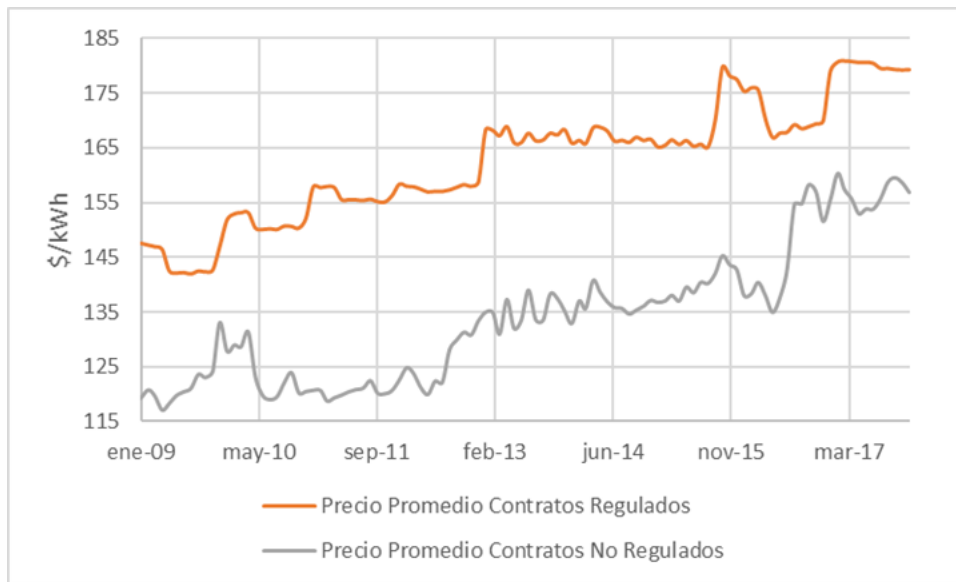
Más recientemente, Jara (2016) identifica los siguientes problemas de los contratos en el mercado eléctrico colombiano: opacidad en la formación de precios, iliquidez, discriminación de precios según el agente interesado y diferenciación entre el precio de contratos para el mercado regulado y el no regulado. También señala la ausencia de garantías estrictas (hay agentes que no pueden participar al no cumplir condiciones crediticias y los costos crediticios se incorporen tácitamente en los contratos).

La escasa competencia y asincronismo en las convocatorias de los usuarios regulados, el conocimiento de la identidad del comprador y la integración vertical (uno de los pecados originales de la reforma de 1994) dan grandes ventajas a los vendedores en el esquema de contratación bilateral. No existen transacciones continuas donde se encuentren compradores y vendedores para la comercialización del riesgo a diferentes plazos. La infrecuencia de las transacciones forma precios poco informativos y el carácter no estandarizado de los contratos dificulta construir una curva *forward* de mercado, indispensable para las decisiones afinadas de compra, cobertura e inversión. La ausencia de un mercado estandarizado y anónimo de contratos ya había sido discutida y criticada por Fedesarrollo en 2009 (Santa María et al 2009: 45).

La Figura 2.4 ilustra la discriminación de precios entre usuarios regulados y no regulados.

⁹ Los riesgos de estos dos contratos son diferentes. En la primera modalidad existe riesgo de precios para el vendedor, mientras que en la segunda modalidad hay riesgo de precios y cantidades para el comprador.

Figura 2.4. Discriminación de precios en contratos bilaterales



Fuente: elaboración propia con información de XM

Colombia ha tenido dos experiencias recientes de impulso a con mercados de contratos, con resultados negativos. La primera experiencia, denominada Mercado Organizado Regulado (MOR), fue propuesta por la CREG en 2011. Después de múltiples cambios, su diseño nunca se aplicó. En este mercado se transarían futuros de energía uniformes para demanda no regulada y con bloques horarios diferenciados para demanda regulada. La asignación de los contratos se debía realizar a través de una subasta centralizada en la que la curva de demanda era construida a partir de las ofertas de compra de los comercializadores. La participación de los comercializadores de usuarios regulados era obligatoria, pero las cantidades contratadas dependían de las ofertas de los generadores.

La segunda experiencia en Colombia es Derivex, una plataforma centralizada, estandarizada y anónima para transar futuros de electricidad que opera sin éxito desde ya hace varios años (afiliada a la Bolsa de Valores de Colombia). Las cantidades transadas en Derivex son considerablemente menores a las negociadas en el mercado bilateral. Valentierra y Cadena (2017) asocian la baja profundidad de esta plataforma a: (i) desconocimiento del mercado de futuros por parte de agentes, (ii) su complejidad en comparación a los contratos bilaterales, (iii) bajo volumen de ofertas, (iv) problemas tarifarios que impiden a los comercializadores trasladar compras a usuarios regulados y (v) altos costos de garantías para participar en el sistema.

¿Por qué no ha introducido un mercado de contratos estandarizados en Colombia? En esencia: (i) en el caso del MOR, porque era un mercado centralizado sin participación de la demanda y

sin posibilidades de mercado secundario, y por la presión de los grandes generadores;¹⁰ y (ii) en el caso de Derivex, porque la cancha regulatoria no está nivelada para trasladar los costos de cobertura a los usuarios regulados y por la preferencia de los generadores de vender en contratos bilaterales.

Después de ingresar al mercado a través del cargo por confiabilidad, los generadores compiten en la asignación de contratos en convocatorias individuales de los consumidores regulados y no regulados, y en el mercado *spot*. Por la condición de no arbitraje entre el precio promedio *spot* y el precio promedio de los contratos, y porque en cada período el precio de contratos está definido con anterioridad al precio *spot*, *la ausencia de competencia en contratos predefine la ausencia de competencia en el mercado spot*.

El resultado central de la literatura internacional sobre interacción entre el mercado de contratos y el mercado *spot* es el siguiente: la competencia abierta en contratos (a diferencia de la contratación bilateral), seguida de competencia en cantidades en el mercado *spot*, obliga a cada generador a ofrecer más cantidades en el mercado *spot* que en el caso de la competencia sin contratos. En equilibrio, bajan tanto el precio *spot* y el precio de contratos en comparación con la situación donde no hay contratos (o hay sólo contratos bilaterales).

Esta intuición se extiende por Acemoglu et al (2017) en un modelo estratégico que incluye el efecto de la generación con energías renovables en manos de entrantes y de establecidos. El capítulo 4 muestra los resultados de la adaptación y calibración de este modelo al caso colombiano, para seis generadores establecidos con costos marginales diferenciados, diferentes niveles de propiedad de las energías renovables entre generadores nuevos y establecidos, y en períodos de hidrología húmeda y seca. Las simulaciones indican un importante impacto a la baja de precios con la introducción de contratos y con alta penetración de FERNC en manos de entrantes.

Por último, como los parques de FERNC no son despachables y no aplican para el cargo por confiabilidad, los contratos son un instrumento de coordinación indispensable para no entrar al mercado a cuenta gotas.

C HAY POTENCIAL DE EJERCICIO UNILATERAL DE PODER DE MERCADO EN EL MERCADO SPOT

Las dos fuentes principales de poder de mercado en un mercado *spot* son el no-almacenamiento y la inelasticidad de la demanda en tiempo real (Willems 2004: 1). Ambas características hacen que el retiro unilateral de capacidad sea muy rentable para los generadores, especialmente en períodos pico o de estrechez del abastecimiento.

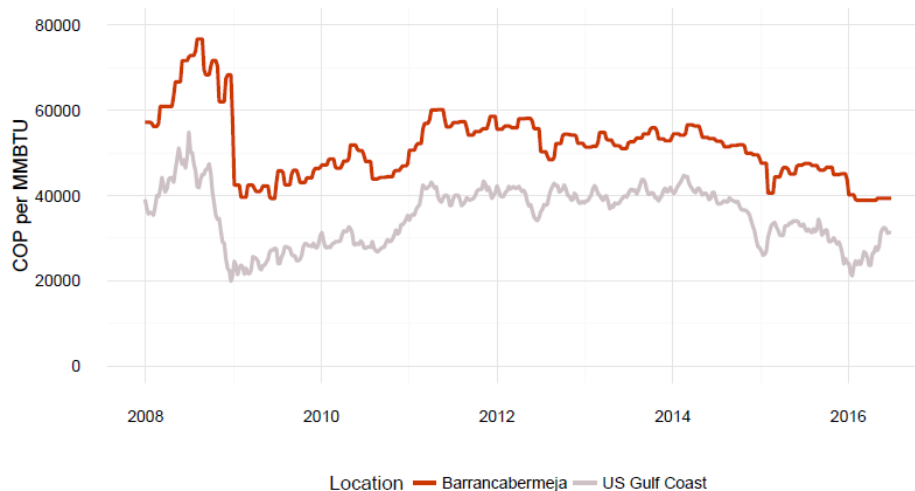
¹⁰ Según EY-Enersinc (2016), el MOR no fue bien recibido por los agentes principalmente “porque el mercado aún no se siente cómodo con el esquema de garantías propuesto.”

McRae y Wolak (2017) documentan la facilidad de manipulación de las ofertas en el mercado *spot* colombiano. Estos autores analizan el período comprendido entre el último trimestre de 2015 y el primer trimestre de 2016. Sus principales resultados son:

- Durante el período anterior al Fenómeno de El Niño 2015-2016 (abundante precipitación), ningún generador tiene la habilidad de ejercer poder unilateral de mercado.
- Por el contrario, se presenta un incremento sustancial de tal habilidad durante el período de El Niño 2015-2016 (reducción de aportes hídricos).
- Dependiendo de las posiciones relativas (cortas o largas) entre las cantidades comprometidas en contratos bilaterales $Q(\text{contratos})$, la generación ideal en el despacho horario $Q(\text{ideal})$ y las cantidades asignadas de energía firme $Q(\text{firme})$, la mejor respuesta de un generador puede oscilar bruscamente entre ofertas que buscan subir o bajar el precio *spot*.
- La discontinuidad de la mejor respuesta de los generadores ocurre cuando el precio *spot* está en la vecindad del precio de escasez que activa las obligaciones de entrega de energía firme.
- Durante 2014 y durante el evento de El Niño 2015-2016, para la mayoría de los generadores hidráulicos se cumplió la desigualdad $Q(\text{contratos}) > Q(\text{ideal}) > Q(\text{firme})$.
- Esto genera el *incentivo unilateral de subir el precio spot si éste se encuentra por encima del precio de escasez, y bajarlo, de lo contrario*.

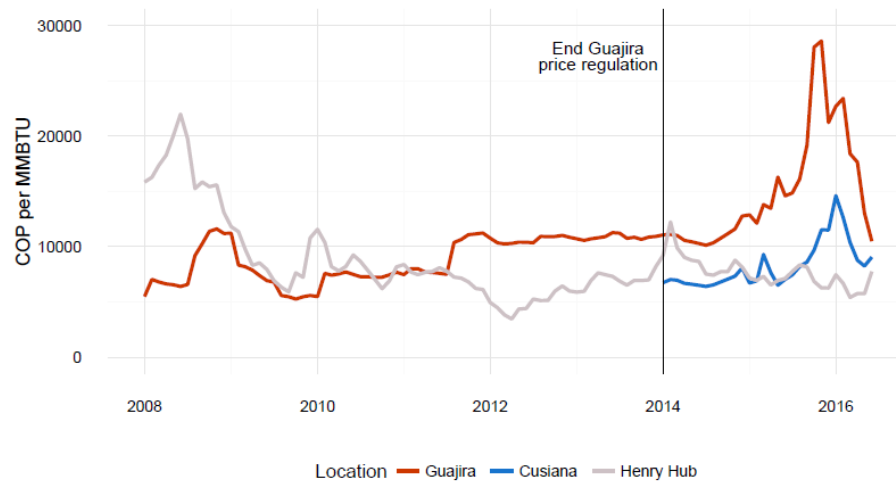
Durante el evento de El Niño 2015-2016, los precios de los combustibles líquidos tuvieron una leve tendencia a la baja (Figura 2.5), mientras que los precios de gas natural se triplicaron a lo sumo (Figura 2.6) con referencia al instante en que se desregulan los precios de Guajira.

Figura 2.5. Precios para generación con líquidos



Fuente: McRae y Wolak (2017: 19)

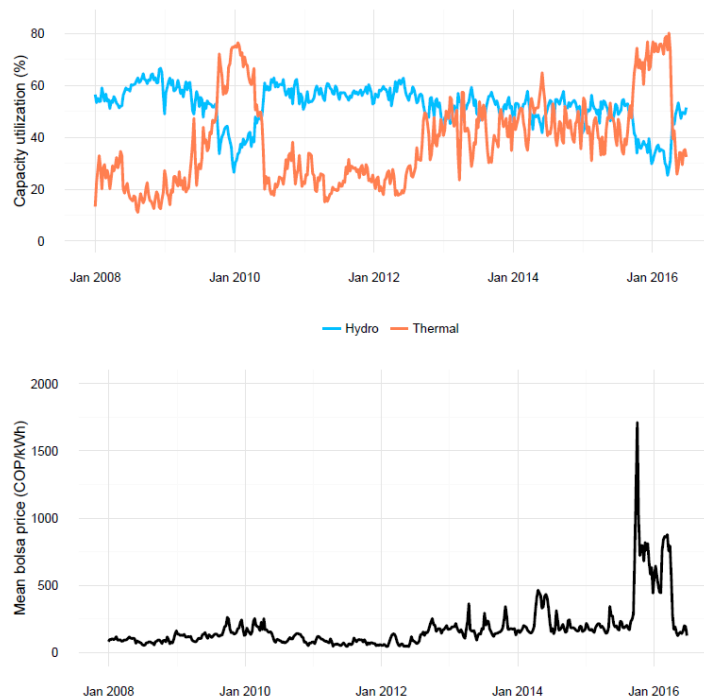
Figura 2.6. Precios para generación con gas natural



Fuente: McRae y Wolak (2017: 20)

- Sin embargo, los precios del mercado *spot* se *multiplicaron por 10* durante el evento de El Niño 2015-2016 (Figura 2.7). El incremento masivo de los precios *spot* se explica por la habilidad de ejercer poder unilateral de mercado removiendo capacidad hidráulica.

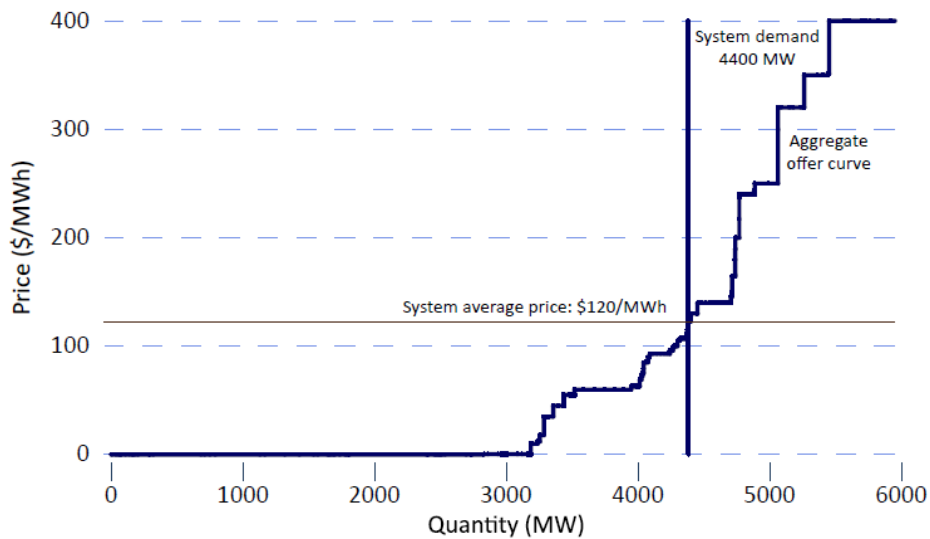
Figura 2.7. Precios *spot* y disponibilidades por tecnología



Fuente: McRae y Wolak (2017: 18)

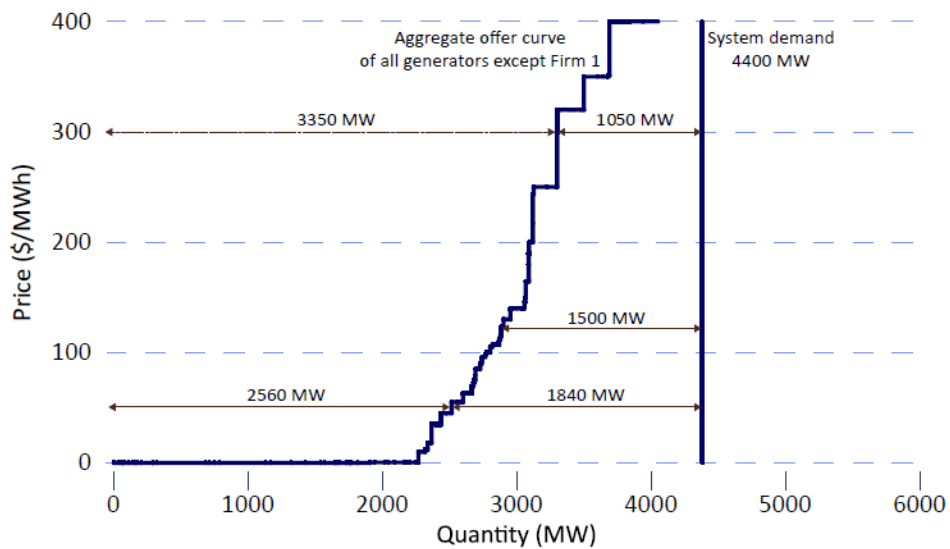
La curva de demanda residual de un generador refleja su habilidad de modificar el precio de bolsa, sin cambiar el comportamiento del resto de generadores. La curva de demanda de un generador al precio p se construye restando las curvas de oferta de los demás generadores de la cantidad demandada. Un generador puede elegir cualquier par de cantidades generadas y precios a lo largo de su curva de demanda residual.

Figura 2.8. Oferta total y precio spot



Fuente: McRae y Wolak (2017: 81)

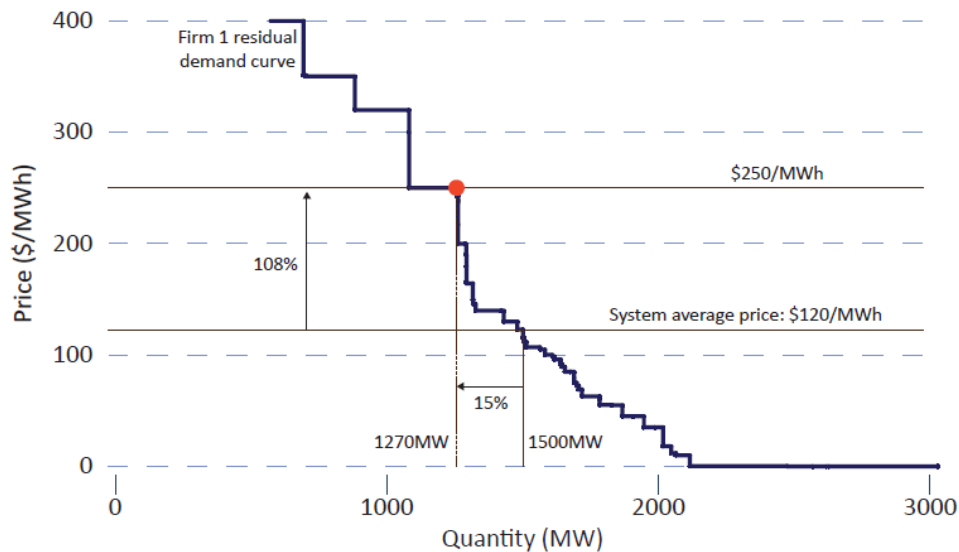
Figura 2.9. Cálculo de demanda residual del generador 1



Fuente: McRae y Wolak (2017: 82)

La Figura 2.8 muestra la curva de oferta total en una hora con la demanda total de 4,400 MW y un precio spot de USD120/MWh. La Figura 2.9 muestra la construcción de la curva de demanda residual para el 'generador 1'. Finalmente, la Figura 2.10 muestra el cálculo de la elasticidad inversa (porcentaje de incremento de precio / porcentaje de reducción de cantidades) de la curva de demanda residual del generador 1.

Figura 2.10. Cálculo de la elasticidad inversa a partir de la curva de demanda residual



Fuente: McRae y Wolak (2017: 85)

Al precio de USD120/MWh, el generador 1 ofrece 1,500 MW. Si el generador 1 hubiera reducido su oferta en un 15%, el nuevo precio spot subiría a USD250/MWh (aumento de 108%; la elasticidad inversa es $108/15 = 7.2$).

Con los datos de costos de cada planta del generador 1, los ingresos netos de la hora pasan de USD90 mil a USD158,750, a pesar de que produce menos energía. McRae y Wolak (2017) calculan las curvas de demanda residual de los principales generadores y agregan la frecuencia con la que un generador siempre debe producir con independencia del precio spot, como una medida del potencial de ejercicio de poder de mercado.

Estos autores concluyen en que la interacción del mercado spot con el mecanismo de activación de las obligaciones del cargo por confiabilidad produce inventivos perversos y propone eliminar el cargo por confiabilidad, sustituyéndolo por un sistema de contratación forward.

2.3 ARQUITECTURA DE MERCADO Y REGULACIÓN REZAGADAS

La arquitectura de mercado y la regulación eléctrica de Colombia están rezagadas en tres niveles. El primero nivel se refiere a la desactualización de los instrumentos de entrada y gestión del mercado mayorista. Hay falta de ajuste a problemas detectados tempranamente en mercados similares. Mientras que en el Reino Unido el mercado *spot* original desapareció como

base de las transacciones, en Colombia se lo dejó seguir sin introducir instrumentos para reducir el poder de mercado (contratos estandarizados y anónimos). Por el *lock-in* tecnológico, el ingreso al mercado a través del cargo por confiabilidad ha creado barreras a la entrada de térmicas convencionales. El mercado se concentró, los precios de la generación subieron y el portafolio de plantas está pobremente diversificado. La sección anterior discutió estos asuntos.

El segundo nivel de rezago se refiere al estilo regulatorio vigente que contrasta con la actitud abierta de los mercados líderes. Fedesarrollo había planteado al respecto (Santa María et al 2009: 41-42):

“El sector de energía eléctrica está sobre-regulado y se recurre cada vez menos a la regulación por resultados. Se emiten normas detalladas sobre procesos que pueden decidirse mejor por parte de las firmas, que tiene información y recursos que el regulador no puede conocer. El regulador debe pensar en desmontar el estilo complejo y de tipo ‘comando y control’ de la regulación, que puede amenazar, en el mediano plazo, la confianza de los inversionistas y la calidad del servicio. (...) En términos generales, es indispensable que el proceso de ajustes a la normativa sea predecible y tenga un norte definido.”

El tercer nivel de rezago se refiere a la lentitud de apertura al cambio y a la innovación en Colombia, que en los países líderes empezó hace una década. Este rezago tiene dos componentes: (i) en el entorno para la adopción de las FERNC y (ii) en las dificultades para apoyar las DER.

En lo referente a la adopción de las FERNC, las Naciones Unidas han desarrollado el índice RISE (Regulatory Indicators for Sustainable Energy), que es una medida aproximada del progreso en el clima de inversión en FERNC que incluye ponderaciones en las dimensiones de planeación, políticas y regulación, eficiencia administrativa, riesgo de contraparte y la existencia de esquemas de precios y seguimiento de las emisiones de carbono. Los puntajes comparativos de Colombia con el resto de América Latina son pobres (Tabla 2.1).

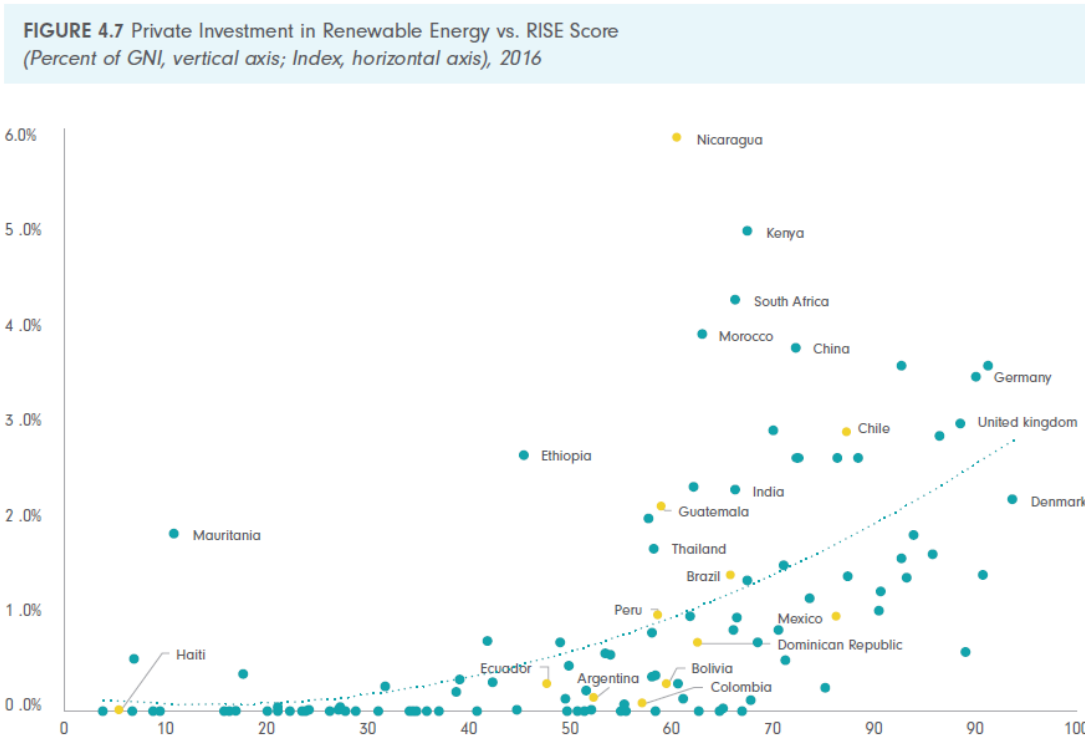
Tabla 2.1. Calificación de Colombia en el índice RISE

	Chile	México	Brazil	Dominican Republic	Nicaragua	Bolivia	Guatemala	Colombia	Peru	Argentina	Ecuador	Honduras	Venezuela	Haiti
I. Legal framework for renewable energy	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0
II. Planning for renewable energy expansion	64	72	85	68	73	68	67	50	40	36	75	59	36	0
III. Incentives and regulatory support for renewable energy	88	88	50	75	100	75	88	63	50	75	50	75	13	0
IV. Attributes of financial and regulatory incentives	100	50	56	89	42	67	56	33	56	44	28	50	0	0
V. Network connection and pricing	92	44	89	92	58	47	22	58	25	33	67	0	0	0
VI. Counterparty risk	100	78	82	12	40	47	64	80	55	60	12	5	22	25
VII. Carbon Pricing and Monitoring Mechanism	0	74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: World Bank (2017: 85)

El índice RISE está positivamente correlacionado con el nivel de inversión en FERNC (Figura 2.11). Colombia tiene un bajo nivel de inversión en FERNC y un entorno institucional ineficaz para promoverlas (debajo de la curva de ajuste).

Figura 2.11. Inversión privada en FERNC (% PIB) vs calificación en RISE



Fuente: World Bank (2017: 86)

En lo referente a la entrada de nuevos negocios, en actualidad concurren tres disrupciones al modelo convencional de empresas de servicios públicos:

- La reducción permanente de los costos de las FERNC (sección 3.1), almacenamiento y la generación distribuida modulares.
- El avance de las tecnologías de información, sensores, telecomunicaciones, inteligencia artificial y control distribuido (*Smart Grid*, internet de las cosas).
- El surgimiento de plataformas y modelos de negocios *peer-to-peer* (microrredes basadas en *blockchain*) que elimina intermediaciones de los operadores de red.

En el futuro cercano, la combinación de estas disrupciones permitirá la gestión individualizada de dispositivos, así como la monetización de los excedentes de producción de los 'prosumidores'. Aparecerá un enjambre de inyecciones o desconexiones de escala pequeña y mediana en la red de distribución en respuesta en tiempo real a precios y a la demanda de servicios complementarios de red.

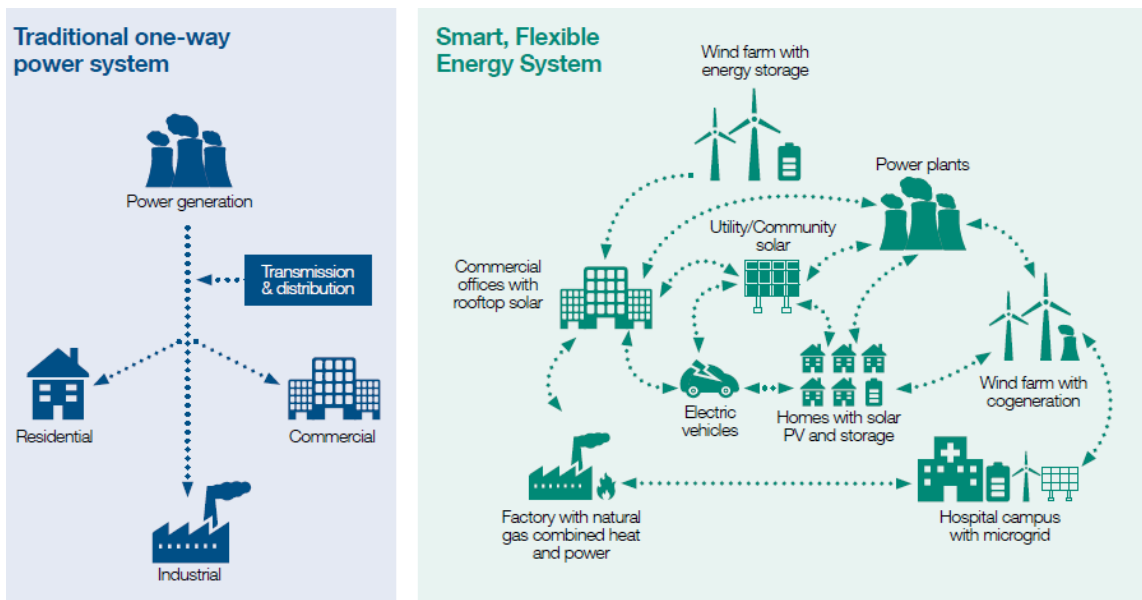
Los recursos energéticos descentralizados (DER) retan la arquitectura y la regulación convencional, como se discute en esta sección, y crean importantes oportunidades de valor (capítulo 3). Este reto se presenta en todos los mercados del mundo, pero hay diferencias en la actitud hacia la disrupción. En Colombia el regulador limita su despliegue. Los mercados líderes de California y Reino Unido llevan una década preparándose para la transición y ensayando pilotos, algo que está por fuera de la agenda regulatoria del país.

El impacto de las DER en el bienestar y en las necesidades de cambiar la operación de la red de T no están relacionadas con su proporción dentro del total de cantidades transadas (bien podrían ser ‘solo’ 5% del total del mercado mayorista en Colombia en 10 años, por ejemplo). Los impactos directos e indirectos de la disrupción se reflejan en los siguientes aspectos (Benavides y Elizondo 2018A):

A INSUFICIENCIA DEL MODELO CENTRALIZADO

En la actualidad, el valor económico en los mercados mayoristas de electricidad fluye de arriba hacia abajo, en una sola vía $\{G \rightarrow T \rightarrow D\}$. Esto se ajusta al modelo de Edison de hace más de un siglo de sistema centralizado, con activos de generación con economías de escala que producen electricidad que luego se envía a consumidores pasivos. Los avances antes mencionados permiten agregar operaciones bidireccionales de electricidad. Los protocolos de operador independiente de sistema (ISO) y T no están preparados para gestionar miles de transacciones individuales en el nivel D, integrarlas por función para el sistema y darles valor económico. La Figura 2.12 muestra el contraste entre el esquema actual y el requerido en el mediano plazo.

Figura 2.12 Disrupción de los sistemas de potencia centralizados



Fuente: ENA (2018)

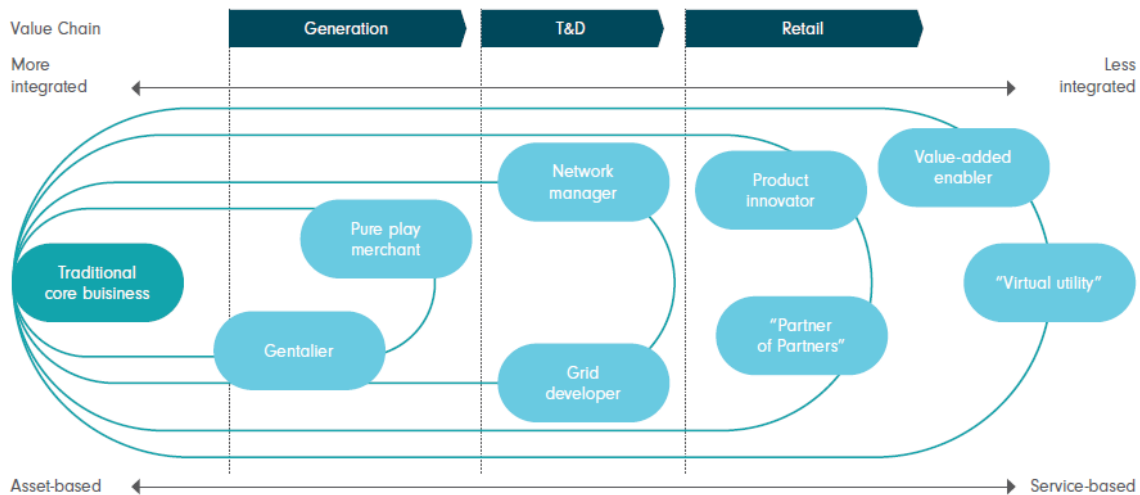
B CONTESTABILIDAD POR INNOVADORES TECNOLÓGICOS Y NUEVAS ASSET CLASSES

Como se planteó en el capítulo 1, en la primera ola de reformas de los años 1990s, la combinación de gas natural abundante y barato, avances en la eficiencia de las turbinas de gas a ciclo combinado y la posibilidad de entrada a través de contratos de largo plazo volvió contestable el mercado británico en un proceso denominado *the dash for gas and the switch from coal* (Newbery 1999).

Ahora es diferente. La contestabilidad actual viene de los ecosistemas internacionales del capital de riesgo y de *start ups* tecnológicos. Los entrantes en DER son actores externos al sector que aportan plataformas (no sólo productos); servicios (antes que activos); capacidades (no sólo estrategia); un enfoque *pull* (oferta de productos no regulados, a diferencia del enfoque *push* de vender kWh protegidos por la regulación); economías de alcance (con las que pueden superar las ventajas de las economías de escala de los establecidos); y flexibilidad (sólo eficiencia). El tamaño relativamente pequeño de los DER les da agilidad al combinar flexibilidad y velocidad (Cusumano 2010).

La Figura 2.13 presenta algunos de los nuevos tipos de negocios que pueden surgir con DER (del centro a la derecha de la gráfica).

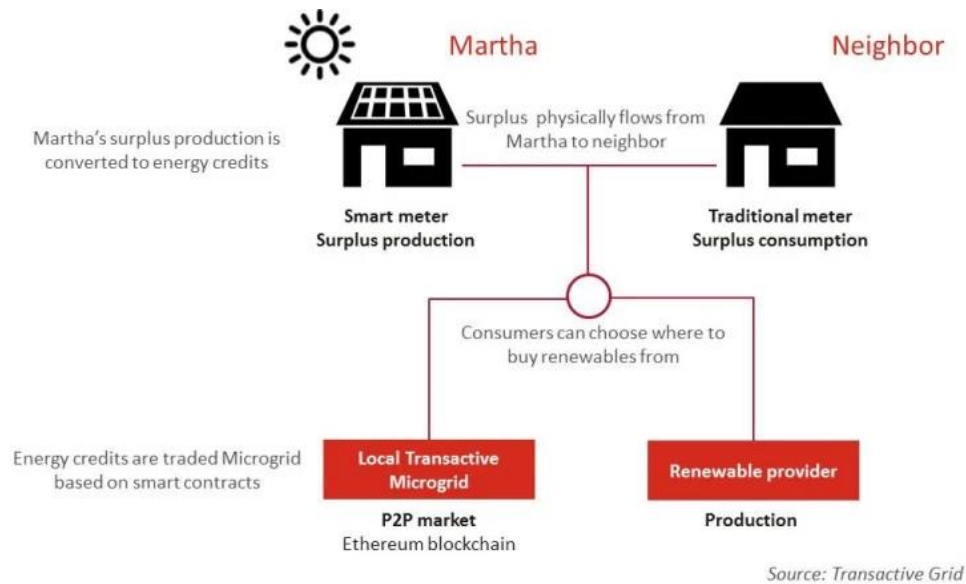
Figura 2.13. Nuevos negocios y nuevos actores en electricidad



Fuente: WB (2017: 134), basado en PwC (2014)

Muchas de las transacciones descentralizadas se pueden realizar con ayuda de la tecnología *blockchain* (sin necesidad de operador de red de distribución) que se ha ensayado en microrredes por parte de SolarCoin, gridsingularity y Ethereum, tres firmas de capital de riesgo. La Figura 2.14 presenta un ejemplo del uso de *blockchain* para transacciones de electricidad *peer-to-peer* (P2P) en microrredes, cuyo ejemplo pionero es la microrred de Brooklyn.

Figura 2.14. Aplicación de *blockchain* en microrredes



Fuente: makeasmartcity (2017)

La financiación de DER tampoco está dominada por esquemas corporativos con deuda en el balance aportada por bancos o inversionistas institucionales. Los entrantes son firmas de alta tecnología de software y hardware que necesitan aportes patrimoniales directos, instrumentos respaldados por activos (*asset-backed*) y fondos de inversión patrimonial (*equity*) cerrados (Zuckerman 2016). Puesto que las DER son tecnologías en evolución antes que recursos energéticos, se requiere una mayor presencia de capital de riesgo en la etapa inicial (*early-stage VC*) para financiar proyectos de alto impacto (IEA 2017).

El impulso a la innovación se realiza en los mercados de vanguardia por parte del Operador de Sistema. En Colombia, XM no ha desarrollado todavía las capacidades para acomodar y promover los DER. La innovación regulatoria requiere una agenda de trabajo muy exigente, como se verá en las recomendaciones.

3 OPORTUNIDADES

INTRODUCCIÓN

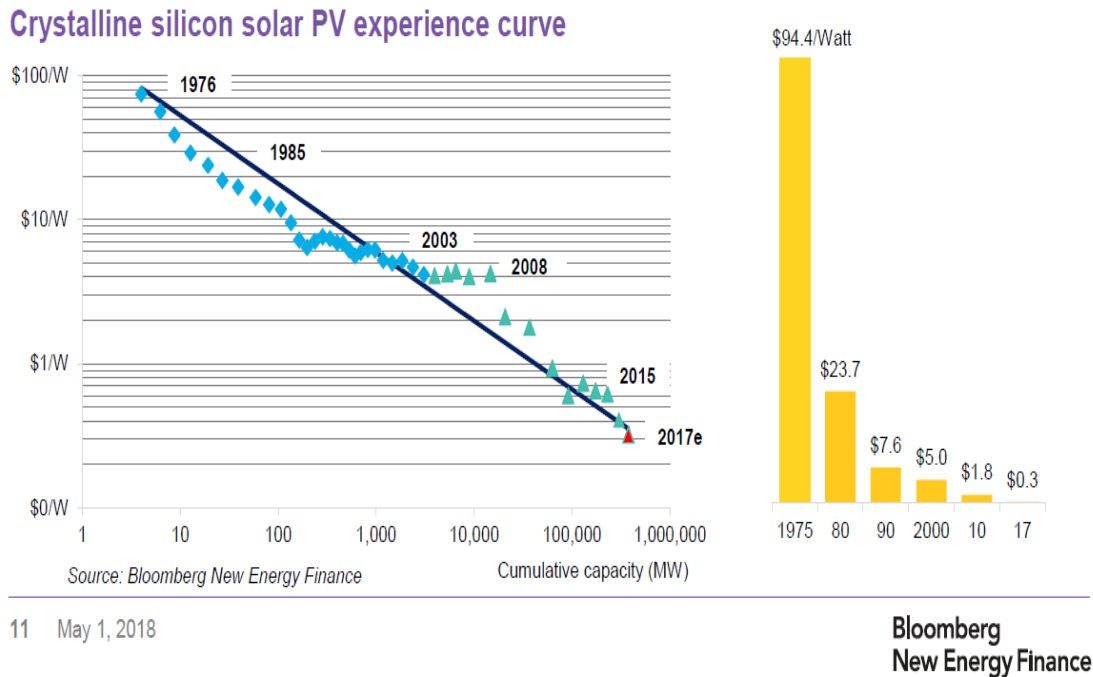
Para resolver los problemas identificados se pueden aprovechar tres factores externos: (i) las FERNC, que ya no requieren subsidios, reducirán el riesgo sistémico y mejorarán la competencia; (ii) los recursos de energía descentralizada (renovables en pequeña escala, baterías, cogeneración y participación de la demanda, entre otros) tienen gran valor económico cuya captura exigirá cambios de arquitectura de mercado; y (iii) el intenso tránsito de barcos metaneros desde la Costa del Golfo de Estados Unidos a Asia por el Canal de Panamá ampliado en 2016 hace atractivo un terminal de regasificación en Buenaventura para diversificar el riesgo de generación.

3.1 LA HORA DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL (FERNC)

En la primera década del siglo XXI, numerosos países desarrollados y altamente consumidores de energía fósil subsidiaron la instalación de paneles en techos y granjas de producción eólica, especialmente costa afuera. La política pública de esta primera ola de instalación masiva de renovables no convencionales en esos países se centró en reducir las emisiones de la contaminación por generación con carbón y otros hidrocarburos, y en diversificar las fuentes productoras, con fuertes subsidios.

La primera ola generó una velocidad de inversiones totales que se amarró a esfuerzos exitosos de investigación y desarrollo a nivel mundial. La curva de aprendizaje lograda se refleja en la “Ley de Swanson”, una relación empírica que encuentra que el costo de los paneles fotovoltaicos se reduce aproximadamente en un 24% al duplicarse la capacidad instalada. Esta curva de aprendizaje se extiende a la energía eólica y al almacenamiento de energía, con reducciones de 14% y entre 15 y 21% en cada uno de estos dos rubros, respectivamente. La Figura 3.1 ilustra esta regularidad para el caso de paneles fotovoltaicos.

Figura 3.1. Ley de Swanson para paneles fotovoltaicos

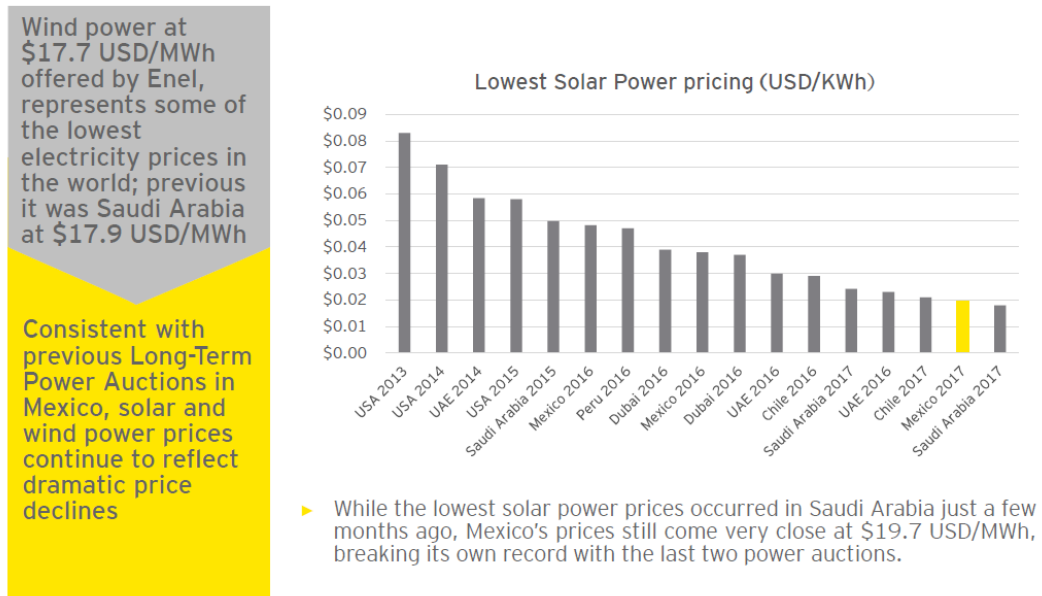


Fuente: Bloomberg New Energy Finance (2018)

De acuerdo con estudios de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA 2016), los costos de la electricidad fotovoltaica y eólica seguirán bajando por la combinación de economías de escala crecientes, cadenas de suministro más competitivas y cambio tecnológico. IRENA plantea que, si se implantan políticas correctas, el costo de la electricidad producida por las dos fuentes no convencionales antes mencionadas podría reducirse entre un 26% y un 59% entre 2015 y 2025. En muchos países, el precio promedio de las FERNC es inferior al de los contratos con energías convencionales.

A nivel mundial, los precios de contratos de suministro de energías renovables en gran escala vienen bajando y sus beneficios se trasladan a los consumidores. La Figura 3.2 muestra la evolución de los precios mínimos de cierre de las subastas para la entrada de FERNC en un panel de países de todos los niveles de desarrollo, con ocasión de la subasta de México de noviembre de 2017.

Figura 3.2. Precios decrecientes de las subastas de FERNC en todo el mundo



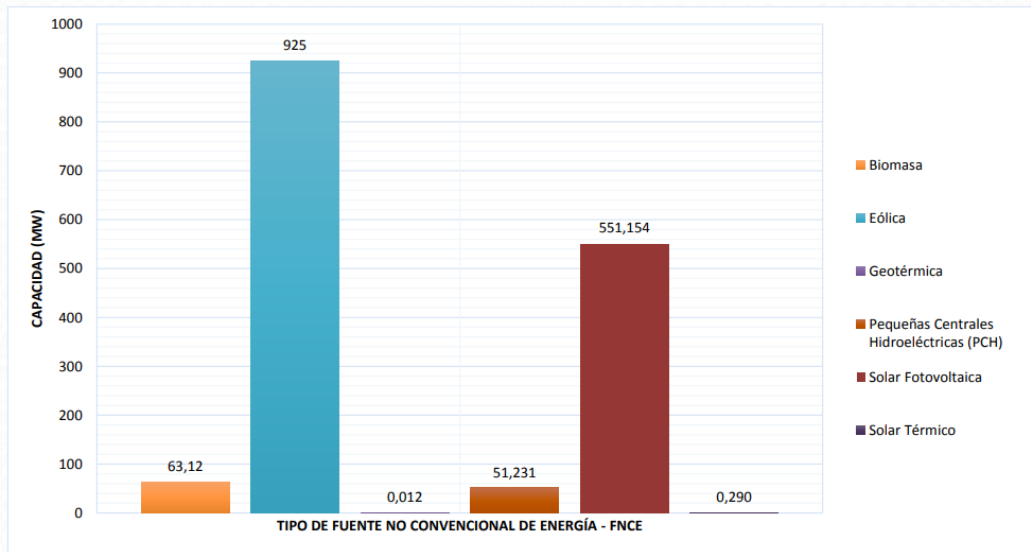
Fuente: EY (2017)

Colombia cuenta con un gran potencial de generación con FERNC (UPME 2017). El potencial eólico puede llegar a 29.5 GW (18 GW de ellos en La Guajira) y el de energía solar puede ser del orden de decenas de GW (por dimensionar porque depende en buena parte de cambio de uso del suelo y de las normas urbanas), el de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos es 5 GW y el de biomasa proveniente del sector agrícola es 4 GW.

Con los incentivos tributarios de la Ley 1715 del 2014, el interés de agentes e inversionistas en FERNC ha aumentado. La UPME reporta, a mayo de 2018, 303 solicitudes aprobadas para acceder a los beneficios de la Ley. La Figura 3.3 muestra la distribución por tecnología de los 1,590 MW inscritos, en los que predominan proyectos de tamaño inferior a 1 MW (sólo nueve tienen capacidades mayores a 50 MW).¹¹

¹¹ La UPME reporta un registro de proyectos superior a los del informe de Incentivos Tributarios para la Ley 1715 (4,051 MW de proyectos solares en mayo de 2018). Sin embargo, el 65% de esta capacidad se encuentra en 'Fase 1', que no exige compromisos por parte de los interesados.

Figura 3.3. Proyectos FERNC inscritos para beneficios tributarios, por tecnología



Fuente: UPME (2018)

La región Caribe se destaca por su potencial eólico y solar, que concentra el interés de los inversionistas. Los proyectos de esta región requieren infraestructura de transmisión para evacuar su energía hacia el interior del país y los centros de consumo de la misma región Caribe. La UPME ha iniciado las licitaciones para la construcción de líneas de transmisión con capacidad de conectar aproximadamente 1.4 GW eólicos en la Guajira. A pesar de los avances, aprovechar todo el potencial FNCER existente en la región Caribe requerirá las inversiones y esfuerzos adicionales de refuerzo de red del Plan de Expansión de Generación y Transmisión 2017-2031.

¿Por qué son importantes las FERNC en Colombia? Los análisis del equipo de trabajo de la Universidad de los Andes comprueban el gran valor de las FERNC para el sistema interconectado y la seguridad del suministro¹²:

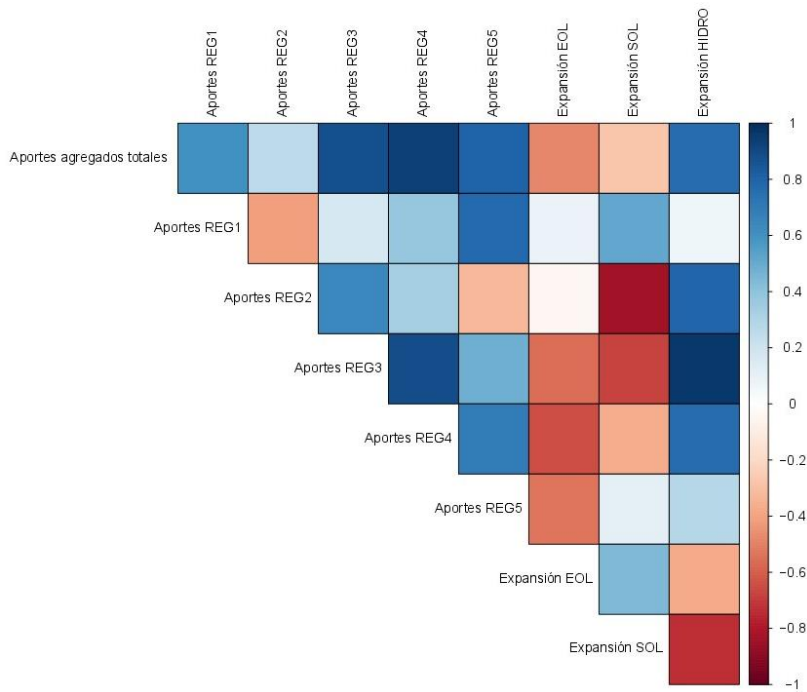
- Las hidroeléctricas tienen una producción altamente correlacionada entre sí y las FERNC están negativamente correlacionadas con las hidroeléctricas.
- La volatilidad de la oferta total de energía disminuye con la penetración de las FERNC en todos los escenarios de expansión de la UPME.
- La energía firme disponible del sistema aumenta durante los períodos secos en función de la penetración de las FERNC. Esto mejora el perfil de riesgo de las hidroeléctricas existentes. La producción acumulativa de las FERNC, que no se puede liberar concentradamente en los eventos de escasez, aumenta el volumen de energía firme del sistema por externalidad.

¹² El aporte a la memoria justificativa y una posterior presentación en el 2do Encuentro Internacional de Energías Renovables fueron desarrollados por Ángela Inés Cadena, Juan Benavides, José Lenin Morillo, Angélica Pedraza, Javier José González, Alejandro Piñeros, Javier Rodríguez, Ricardo Delgado, Mónica Espinosa y Miguel Velásquez. Los análisis de complementariedad fueron ajustados recientemente en Pedraza (2018)

- El precio *spot* se reduce a medida que aumentan los niveles de penetración de las FERNC. Además, la generación de seguridad en la región Caribe se disminuye ante la entrada de proyectos FERNC.
- Las FERNC reducen las emisiones de gases de efecto invernadero en la generación eléctrica y contribuyen al cumplimiento de los compromisos de Colombia con COP21. La incursión de las FERNC mejorará el porcentaje de energías limpia en la generación, sin *trade offs* entre el riesgo y los costos de producción.

La Figura 3.4 presenta la correlación (Pearson) de las hidrologías de cinco regiones del país¹³, y de proyectos FERNC con las hidrologías mencionadas. Los recuadros azules representan correlaciones positivas. La magnitud de la correlación se asocia a la intensidad del color. Los valores de $r \sim 1$ están en azul oscuro, y los valores cercanos a $r \sim 0$ en azul claro. Análogamente, los recuadros rojos representan correlaciones negativas (complementarias). Los valores de $r \sim -1$ están en rojo oscuro, y los valores cercanos a $r \sim 0$ en rojo claro. La primera fila de la matriz muestra la correlación entre los aportes agregados de las plantas hídricas incluidas en el análisis y cada una de las regiones hídricas identificadas.

Figura 3.4. Correlación entre regiones hídricas y expansión solar, eólica e hídrica.



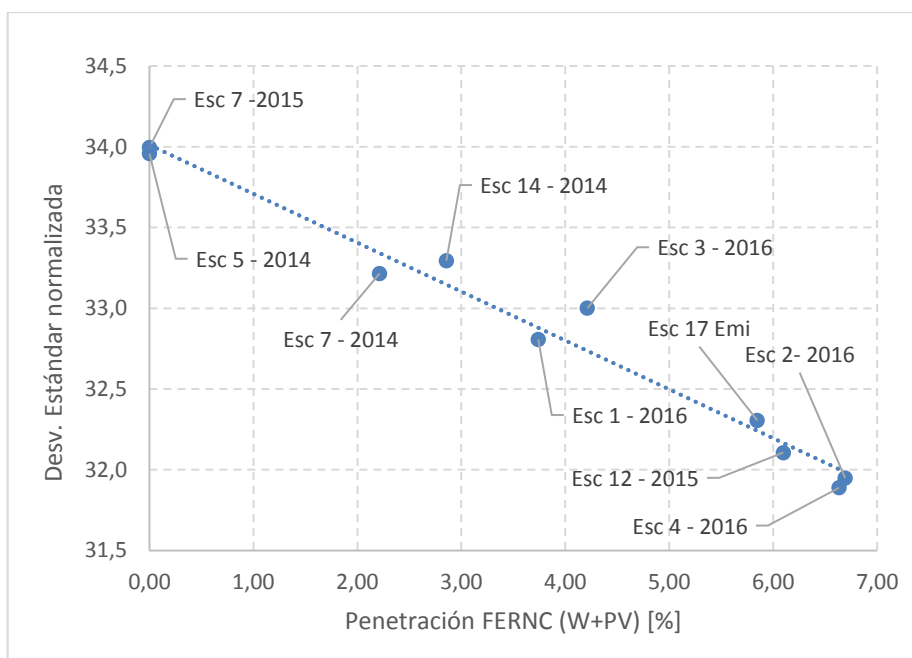
Fuente: elaboración del equipo de la Universidad de los Andes

¹³ 47 hidrologías del país son agrupadas en 5 regiones de acuerdo a sus patrones anuales. La capacidad instalada y las plantas principales de estas regiones son las siguientes: i). REG1: 4411MW, La Esmeralda, Guavio, Chivor, Betania, El Quimbo, ii). REG2: 1386MW, Albán, Salvajina, Miel I, Calima, iii). REG3: 4697MW, San Carlos, Guatapé, Nare, Tasajera, Porce II, Porce III, Hidroituango, iv). REG4: 924MW, Hidrosogamoso y v). REG5: 978MW, Urrá.

Esta matriz de correlación ilustra la complementariedad que una expansión de renovables (eólica y solar en La Guajira) e hídrica convencional tendría sobre el parque hidroeléctrico existente en las diferentes regiones (cuencas) del país. Se puede observar que desarrollos eólicos en el norte del país presentan correlación negativa con los aportes totales del sistema y con los de las regiones 3, 4 y 5 y desarrollos solares en la misma zona con las regiones 2, 3 y 4. Por el contrario, la expansión hídrica convencional no modificaría los patrones de disponibilidad energética en el sistema total y en cada una de las regiones consideradas.

La Figura 3.5 presenta la desviación estándar, normalizada por la media, de las series de energía disponible en función de la penetración de las FERNC para nueve escenarios de expansión en generación diseñados por la UPME en los Planes de Expansión 2014-2028, 2015-2029 y 2016-2030. Las mayores penetraciones de renovables presentan menores desviaciones estándar de los aportes energéticos del portafolio en los diferentes escenarios. Los mayores niveles de uso de las renovables disminuyen el riesgo sistémico del portafolio.

Figura 3.5. Reducción de la volatilidad de la energía disponible a mayor penetración de las FERNC



Fuente: elaboración del equipo de la Universidad de los Andes

Los resultados de los demás hallazgos pueden encontrarse en el Apéndice A. Este panorama es distinto del planteado por los analistas que enfatizan la intermitencia de las FERNC y la necesidad de ‘duplicar’ la capacidad instalada con plantas convencionales para respaldarla. La existencia de un sistema interconectado que permite almacenar la energía de las FERNC en los embalses en los momentos en que están relativamente desocupados (externalidad positiva) hace que los resultados sean tan positivos como los mostrados en este apéndice.

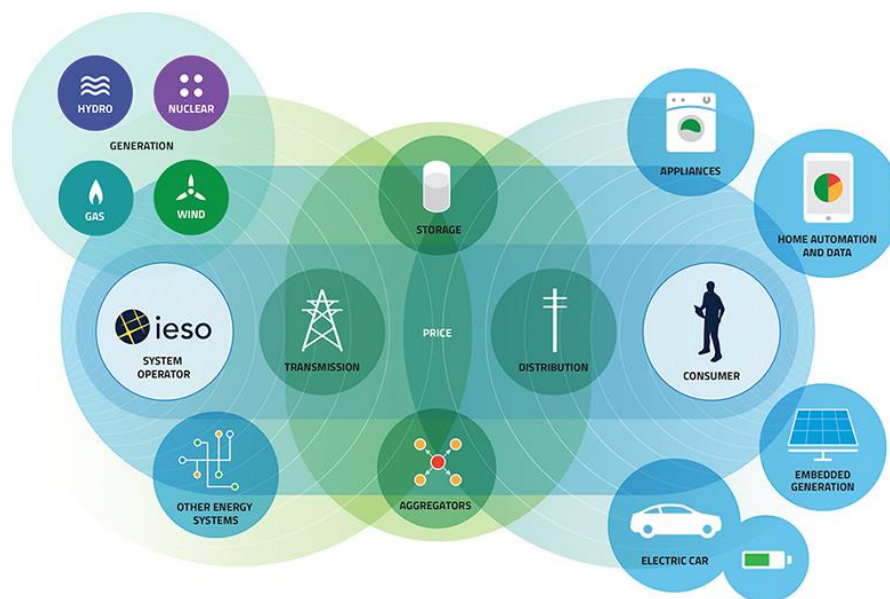
3.2 EL VALOR DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DESCENTRALIZADOS (DER)¹⁴

Los DER (Decentralized Energy Resources) son recursos que producen electricidad o cargas controlables al nivel de la red de distribución o detrás de los contadores. Incluyen, entre otros, generación embebida en la red local (paneles en los techos de hogares o establecimientos), microrredes, cogeneración, baterías, respuesta de la demanda y gestión programable de la eficiencia.

Los DER se originan en las interrupciones mencionadas en el Resumen. La propiedad, funcionalidad y perfil de respuesta temporal de los DER es heterogénea. Los sistemas o activos que apoyan los DER pueden pertenecer a cooperativas, las compañías de distribución o emprendedores. Algunos actores buscan la autosuficiencia energética y otros, motivos comerciales.

La Figura 3.6 ilustra el entendimiento del Operador Independiente del Sistema (ISO) sobre los DER y su papel en la integración de Transmisión (T), distribución (D) y los consumidores.

Figure 3.6. Ejemplo de DER



Fuente: ieso (2018)

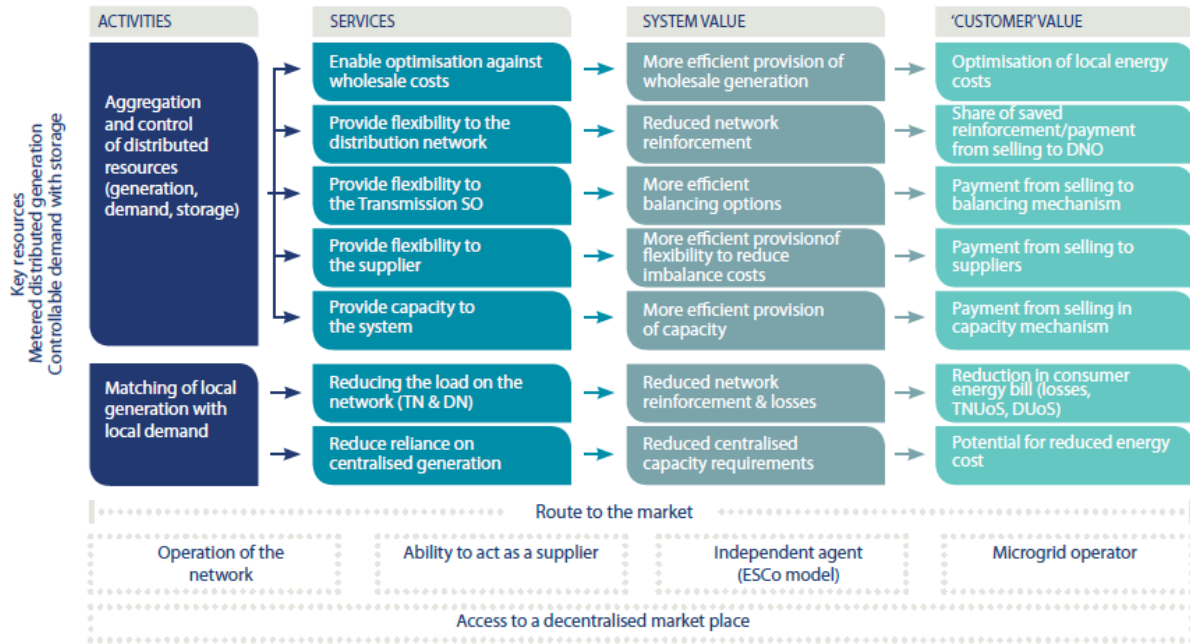
ELEXON (el ISO de Gran Bretaña) ha clasificado las propuestas de valor de los DER. Hay dos actividades a través de las cuales los DER aportan valor *al sistema y a los usuarios*: (i) la

¹⁴ Esta subsección se basa en Benavides y Elizondo (2018A). El Apéndice B amplía la discusión técnica de los DER en la prestación de servicios complementarios y en su relación con los operadores de distribución (DSO).

agregación y control de DER y (ii) el balance de generación y demanda locales, como muestra la Figura 3.7.

Figura 3.7. Propuesta de valor de los DER

The distributed value framework



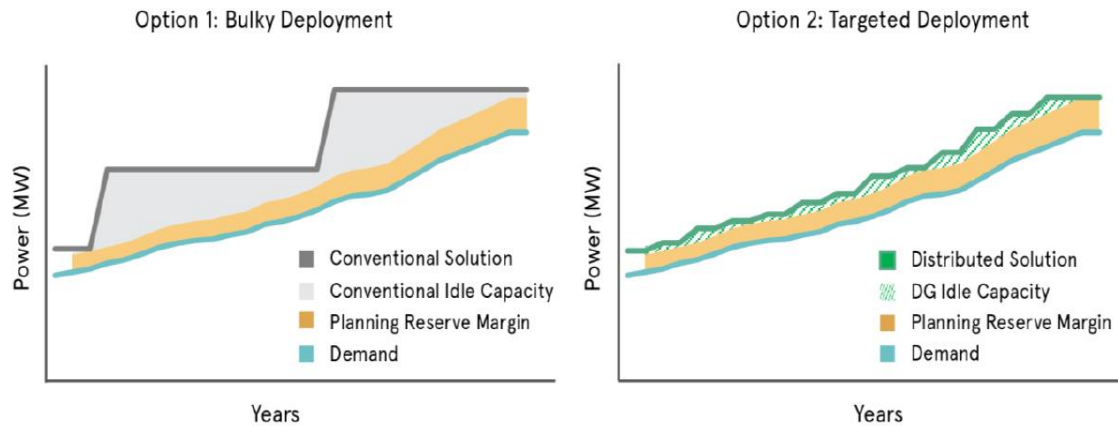
Fuente: ELEXON (2018)

La agregación y el control de DER permiten gestionar la interacción con el mercado mayorista como una opción real: se inyecta energía a T cuando los recursos locales son más económicos que los del sistema, se compra al mercado mayorista en caso contrario. Por su parte, el balance de la producción y el consumo locales permite a los consumidores controlar su patrón de consumo, reducir su factura, y *vender servicios de flexibilidad extra a los operadores de redes*.

Los servicios de flexibilidad benefician (i) a D al reducir las restricciones de red locales y diferir inversiones por optimización; (ii) a los operadores de T al vender servicios auxiliares y de balanceo que mejoran la operación del sistema interconectado; y (iii) a los generadores del mercado mayorista (G) porque pueden disponer de recursos adicionales para minimizar sus costos de desbalance. Esta característica dificulta encasillar los DER en términos convencionales, porque juega en todos los eslabones de la cadena {G → T → D}.

La Figura 3.8 compara la senda de inversiones de una red convencional con la aplicación optimizada de DER (panel de la derecha), que ilustra la postergación de inversiones de capital.

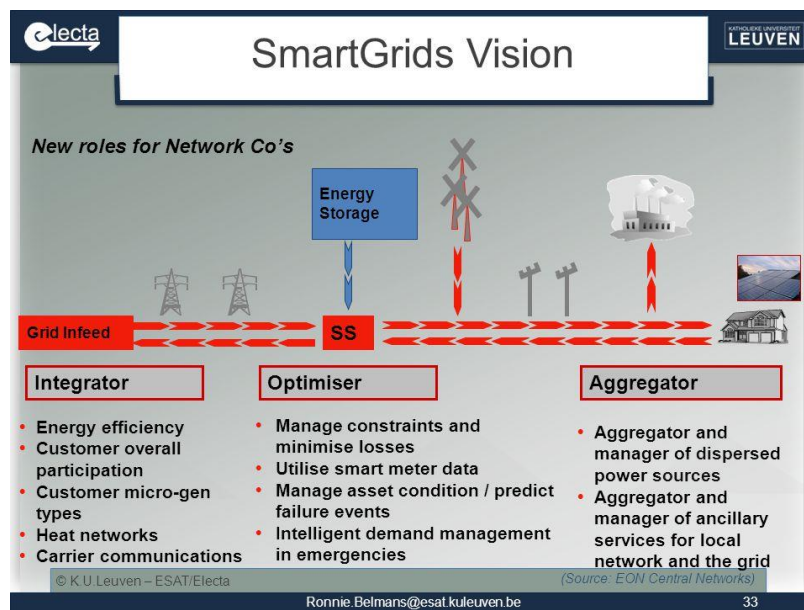
Figura 3.8. Inversiones diferidas con DER optimizados



Fuente: Solar City (2016: 24)

Para gestionar las operaciones DER y monetizar su aporte al sistema y a los clientes, se requieren nuevos actores con capacidades tecnológicas y comerciales sofisticadas, además de un operador del sistema de distribución (DSO). La Figura 3.9 muestra los papeles de los *integradores*, los *optimizadores* y los *agregadores* (o ‘plantas virtuales’), que han empezado a funcionar con apoyo de capital de riesgo desde hace una década.

Figure 3.9. Servicios de red locales y actores comerciales

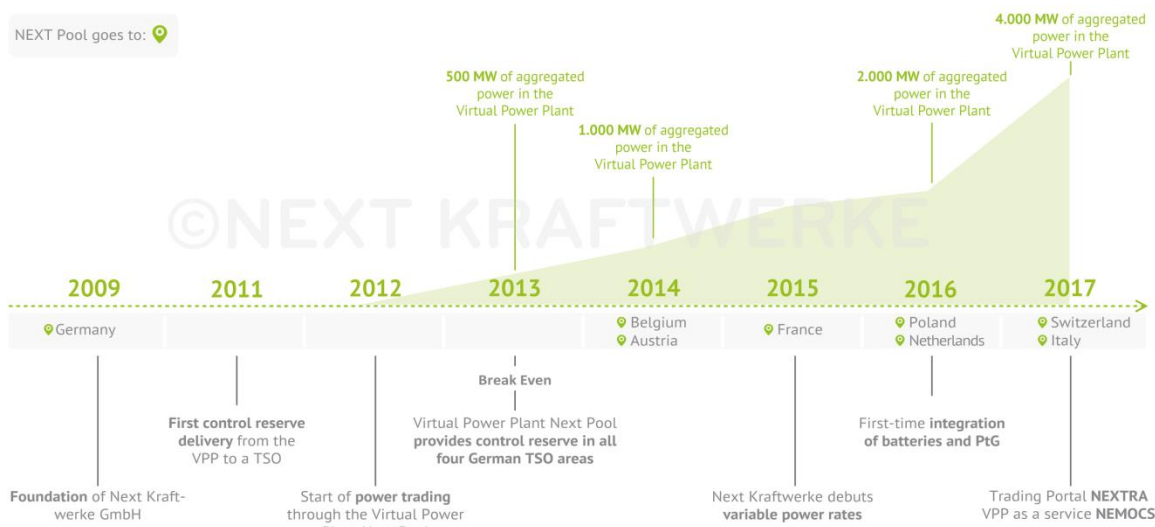


Fuente: Belmans (2010)

Es útil presentar un ejemplo de agregador que pasó de piloto a escalamiento. En Europa, los servicios de red de las plantas virtuales (VPP) se transan en el European Energy Exchange (EEX) en Leipzig. La compañía Next Kratwerke opera una de las VPP más grandes de Europa, en su

papel de operador de planta virtual y *trader* de energía (Next Kraftwerke 2018). La compañía conecta activos productores de electricidad de fuentes renovables (biogás, viento, solar) con consumidores comerciales e industriales y sistemas de baterías. Integra digitalmente estos DER y los controla con apoyo de sistemas inteligentes, contribuyendo a la estabilización de la red. Next Kraftwerke presta este servicio a través del despacho de alta frecuencia y *trading*, con una base de recursos DER de 4,483 MW en 2018. Ha logrado ingresos por 283 millones de Euros en 2016. Next Kraftwerke inició operaciones comerciales en 2009 y tiene presencia en varios países europeos (Figura 3.10).

Figura 3.10. Evolución del agregador Next Kraftwerke



Fuente: Next Kraftwerke (2018)

Los modelos de negocio en DER son intensivos en conocimiento y de tipo emprendedor. La disrupción de las DER llegará por el progreso técnico y las oportunidades de arbitraje en tiempo real que vienen del carácter incompleto de los sistemas {G → T → D}. Puesto que la innovación corporativa en Colombia es modesta y está centrada en aumentar el margen EBITDA de los activos existentes, la alternativa más viable de las empresas establecidas para incursionar en su transición consistirá en asociarse y compartir ganancias con empresas de los ecosistemas de capital de riesgo.

3.3 EL GAS NATURAL COMO 'COMBUSTIBLE DEL SISTEMA'

El gas natural ha registrado grandes avances en las últimas décadas:

- En primer lugar, los avances técnicos en producción de gas de esquisto (*shale*) han incrementado las reservas mundiales y reducido los precios del gas natural.
- En segundo lugar, se ha producido una revolución en el gas licuado (LNG). La flota de barcos metaneros se ha cuadruplicado en menos de 20 años, pasando de 103 en 1997 a 410 barcos en 2015 y la capacidad promedio de un barco se ha doblado desde 1970, llegando a 164,000

m3 en 2015 (Gasinfocus 2017). Han aparecido las instalaciones flotantes de LNG para licuar y regasificar y los barcos de pequeña escala para cabotaje. El LNG es más económico que el transporte por ducto para distancias largas y grandes volúmenes.

- En tercer lugar, se ha incrementado la innovación tecnológica en los usos múltiples del gas en electricidad, transporte, cogeneración y la conversión de electricidad a gas (P2G),¹⁵ con diseños modulares. Además de ser dúctil, el gas puede funcionar en todos los niveles y escalas de los sistemas de energía.

Por las dos primeras razones, el gas natural se ha convertido en un producto transable y su precio se ha desacoplado del precio del crudo, lo que favorece su restablecimiento en el portafolio de generación mayorista. Por la tercera razón, y por sus menores emisiones relativas de gases de efecto invernadero, el gas se puede integrar con microturbinas y generación distribuida para integrar paquetes de DER complementarios con las FERNC y convertirse en el 'combustible del sistema' (Benschop 2013), con ventajas sobre el resto de los combustibles fósiles. El *slogan* del gas como 'combustible de transición' es equivocado.

El incremento de la producción de gas de esquisto barato en Estados Unidos (con precios inferiores a USD2/MMBTU en primavera y otoño en Henry Hub) y la entrada en operación de la ampliación del Canal de Panamá en junio de 2016 han reconfigurado el mercado internacional de gas natural. Estados Unidos compite ahora con Qatar en el suministro de gas natural a los grandes consumos de China y Japón.

En el primer año de operación del Canal expandido, transitaron alrededor de 1,500 barcos NeoPanamax por las nuevas esclusas. Esto equivale a una tasa entre 5 y 6 tránsitos diarios, cuando se pronosticaban entre 2 y 3 tránsitos diarios en los pronósticos para el primer año de operación. Parte del crecimiento adicional proviene del segmento de LNG, cuyos barcos efectuaron 5.3 tránsitos semanales en promedio, por encima del pronóstico original de 1 tránsito semanal (American Journal of Transportation 2017).

Por estar a poca distancia de una ruta clave del mercado mundial del gas, por la instalación de un terminal de regasificación en Colón (Panamá) y por el potencial de cabotaje habilitado por los servicios logísticos de valor agregado (SLVA) que Panamá estimulará en el futuro, Colombia debe impulsar la instalación de un terminal de regasificación en la Costa Pacífica para atender la generación eléctrica en el mercado mayorista y otros consumos en el occidente y el sur del país.

¹⁵ Las tecnologías Power-to-Gas (P2G) convierten electricidad en metano, usando la electricidad para separar agua en oxígeno e hidrógeno. El hidrógeno resultante se combina con dióxido de carbono para producir metano (gas natural), que se puede almacenar en la red de transporte de gas para uso posterior. Puesto que el metano producido toma carbono existente en la atmósfera, no es un combustible fósil.

4 PROPUESTAS

INTRODUCCIÓN

La modernización sectorial aportará al crecimiento y la competitividad de Colombia por la reducción del costo de la electricidad y la creación de valor para la red. La Tabla 4.1 esquematiza propuestas que incorporan las oportunidades del capítulo 3 para solucionar problemas y migrar hacia un modelo descentralizado. Las secciones siguientes presentan las propuestas, que en algunos casos complementan iniciativas en curso de la CREG, el MME y el DNP.

Tabla 4.1 Hacia un modelo sectorial eléctrico para el siglo XXI en Colombia

Problema	Propuestas	Impacto	Responsable y plazo de propuestas
1 Competencia reducida en mercado mayorista	-Mercado de contratos anónimos y estandarizados	-Reducción de precios spot y de contratos	CREG; enero 2019
2 Riesgo sistémico en generación	-Planeación integrada de recursos	-Portafolios que valoran los aportes de todas las alternativas	UPME; agosto 2019
3 Costos de entrada a diversificación	-Subastas de renovables -Regasificadora y generación a gas en Costa Pacífica	--Inversiones en la frontera eficiente	MME-CREG; noviembre 2018 y enero 2022, respectivamente
4 Arquitectura de mercado rezagada	-Adopción de modelo transactivo -Medidas habilitantes (red inteligente, precios zonales y más frecuentes)	-Monetización de recursos descentralizados de alto valor	Misión de expertos externos lidera innovación abierta; agosto 2019
5 Regulación distante de las prácticas de frontera	-Migrar a entrada por contratos -Pilotos de agregadores y operadores de distribución	-Nuevos actores y modelos de negocio	-CREG; agosto 2019 y agosto 2020, respectivamente

Fuente: elaboración propia

4.1 MERCADO DE CONTRATOS

INTRODUCCIÓN DEL MAE PARA PROMOVER LA COMPETENCIA

La primera función de un mercado de contratos es promover la competencia y reducir los precios de generación al consumidor final. La CREG está impulsando la conformación de un Mercado Anónimo y Estandarizado de contratos (MAE). El MAE busca centralización, anonimato, liquidez y gestión eficiente del riesgo. El MAE transaría futuros de energía y permitiría corregir los problemas del MOR y de Derivex. Se recomienda implantar rápidamente este sistema, permitiendo el traslado de los costos de cobertura a los usuarios finales y acogiendo las recomendaciones de supervisión y publicidad de Cadena et al (2017):

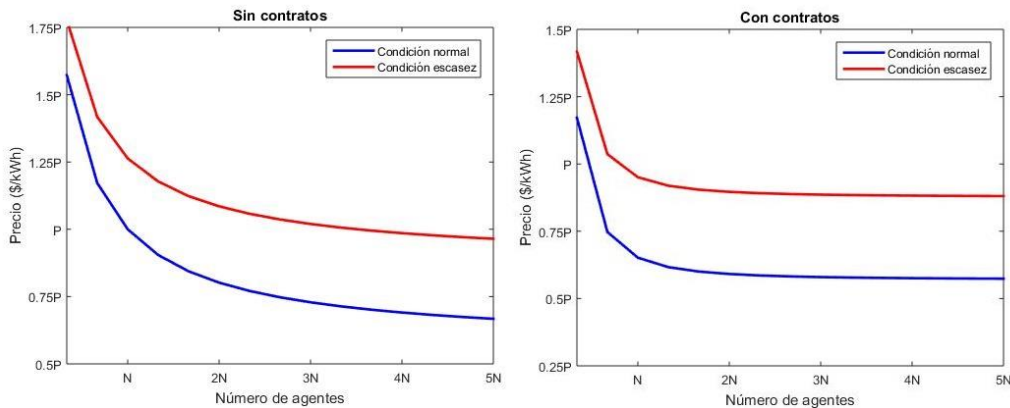
“los contratos de compraventa de energía, por ser contratos de naturaleza financiera y por tratarse de una intermediación, se deberán acoger a la regulación que sobre la materia haya

expedido o expida la Superintendencia Financiera (SF). De esta manera, los requisitos exigibles a los que participen en este mercado serán los que haya definido, o llegue a definir, esta entidad. Igualmente se propone que XM, en coordinación con la SF, desarrolle una plataforma transaccional en la que los agentes que deseen participar tengan la obligación de publicar diariamente su posición (larga o corta) en dicho mercado. Los agentes vendedores deberán publicar cantidades, condiciones y precios. Posiciones no reveladas no podrán ser objeto de transacción en dicho mercado.”

Para examinar el impacto de introducir contratos estandarizados y anónimos sobre los costos de la generación, en este trabajo se modificó y calibró numéricamente el modelo de competencia de dos fases (contratación y producción) de Acemoglu et al (2017) con información del mercado mayorista colombiano para incluir diversas tecnologías (térmicas, hidráulicas y FERNC) y diferentes niveles de propiedad de las FERNC entre generadores nuevos y establecidos. Las derivaciones analíticas y los detalles de la calibración se presentan en el Apéndice C. Cuando se introduce un mercado de contratos surgen cinco resultados:

- REDUCCIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN. *Un mercado de contratos podría reducir el precio de generación hasta un 33% en comparación con la ausencia de contratos anónimos y estandarizados (Figura 4.1). El mercado de contratos es más eficaz para aumentar la competencia que el ingreso de nuevos generadores al mercado.*

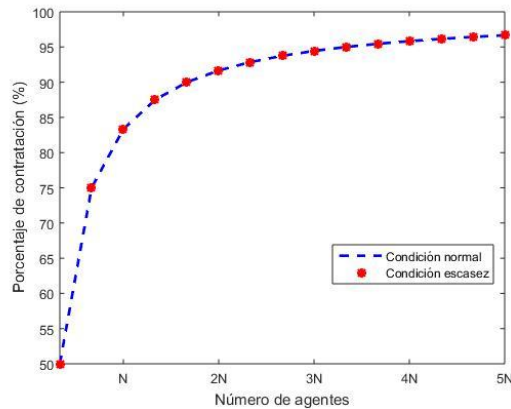
Figura 4.1. Efecto de mercado de contratos y número de agentes en precio de generación



Fuente: elaboración propia.

- NIVEL DE CONTRATACIÓN. En competencia perfecta, *la contratación cubriría toda la demanda (Figura 4.2). Tanto en normalidad como en sequía, el nivel de contratación aumenta con el número de entrantes. Esto confirma la viabilidad de un sistema totalmente contratado, con un mercado spot que cubre desbalances de corto plazo.*

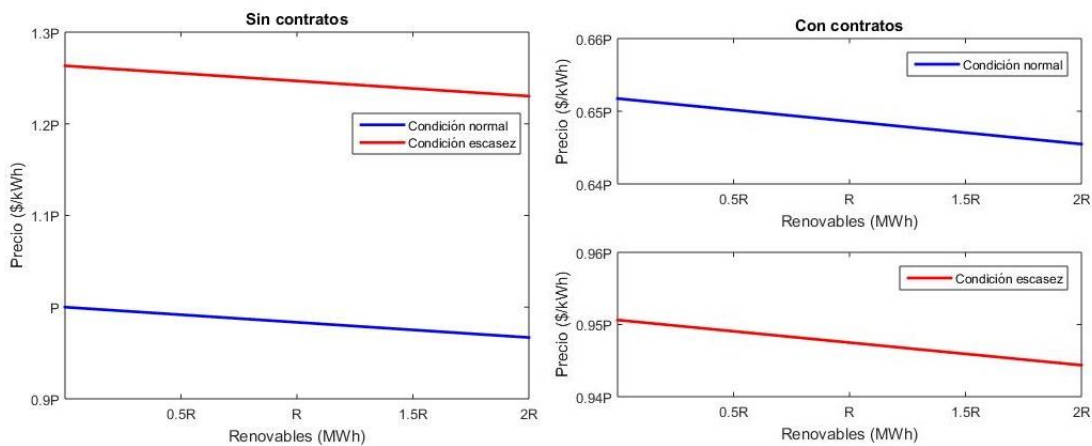
Figura 4.2. Nivel de contratación en función del número de generadores



Fuente: elaboración propia

- **SENSIBILIDAD DEL PRECIO A LA ENTRADA DE RENOVABLES.** Cuando ingresan energías renovables por $R = 1,150$ MW, la inversión está en manos de nuevos agentes y no existe un mercado de contratos, el precio se reduce en 1.64%. Cuando existen contratos, el precio se reduce mucho 0.5% (Figura 4.3). El aumento de competencia cuando las renovables están en manos de nuevos agentes es más potente que el efecto de los contratos, y por ello se debe promover la entrada de nuevos actores al mercado de generación.

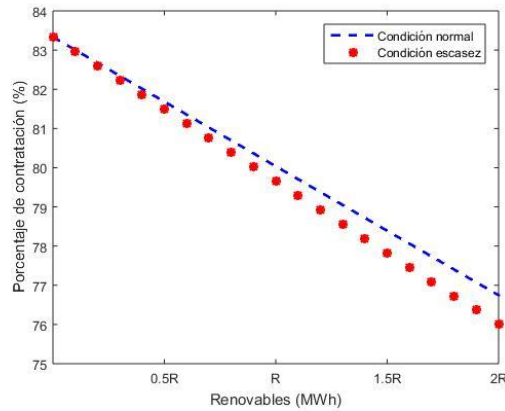
Figura 4.3. Efecto de penetración renovable sobre precios



Fuente: elaboración propia

- **SENSIBILIDAD DEL NIVEL DE CONTRATACIÓN A LA PENETRACIÓN DE RENOVABLES.** La penetración renovable disminuye el porcentaje de contratación de fuentes convencionales (Figura 4.4).

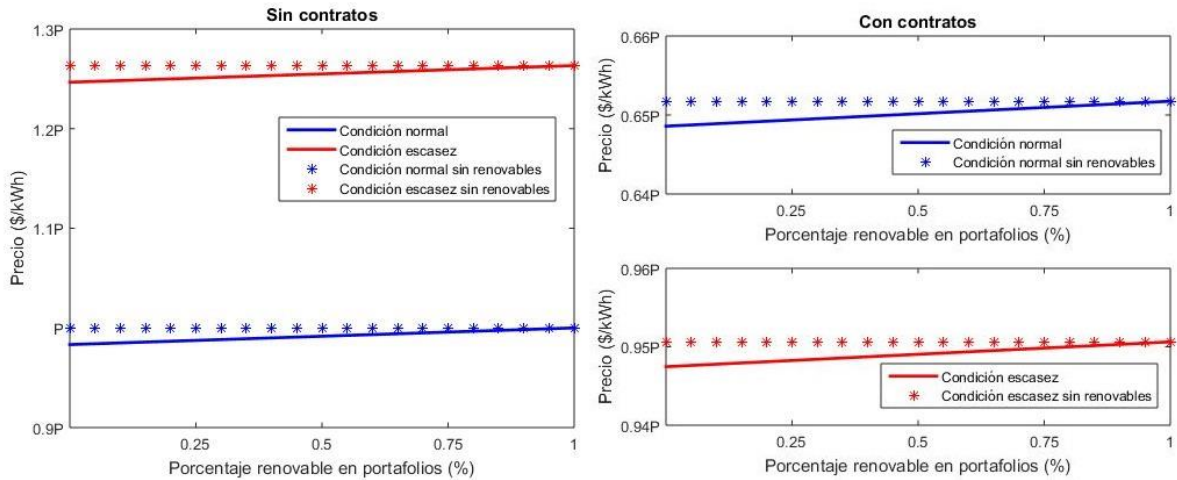
Figura 4.4. Efecto de penetración renovable sobre nivel de contratación



Fuente: elaboración propia

- **NEUTRALIZACIÓN DEL EFECTO DE ORDEN DE MÉRITO POR GENERADORES ESTABLECIDOS.** El efecto de orden de mérito desaparece si todas las energías renovables están en manos de los actores establecidos (Figura 4.5). La entrada de FERNCO disminuye los precios en la medida en que se realice a través de nuevos agentes.

Figura 4.5. Efecto de la propiedad de las renovables sobre el precio



Fuente: elaboración propia

CONTRATOS COMO MECANISMO DE ENTRADA AL MERCADO

La segunda función de los contratos es servir de mecanismo de entrada al mercado. Como se discutió en los capítulos 1 y 2, el cargo por confiabilidad ha resultado en un portafolio ineficiente de generación. ECSIM (2013) y McRae y Wolak (2017) han argumentado que es

viable sustituir el cargo por confiabilidad por un mecanismo de entrada por contratos, resaltando la simplificación regulatoria y la eliminación de los incentivos perversos a manipular las declaraciones al mercado *spot* durante eventos de sequía.

La entrada por contratos nivela la cancha para la entrada de plantas térmicas eficientes y FERNC, y no pone en riesgo la seguridad de abastecimiento:

- Los térmicos pueden generar su energía contratada durante los períodos secos y comprar en el mercado *spot* a precios inferiores al precio de los contratos durante los períodos húmedos, con un precio competitivo si tiene habilidades de cobertura del *spread* entre el precio de contrato y el costo del combustible.
- Las FERNC de gran escala pueden entrar mediante subastas por contratos de largo plazo de tipo pague lo generado (cuyo diseño se discute en la sección 4.3).

Se propone seguir la siguiente secuencia de decisiones: (i) realizar cinco subastas anuales para entrada de contratos de FERNC hasta lograr una meta de penetración consistentes con las definiciones de política pública y compromisos internacionales de reducción de gases de efecto invernadero (15%, preliminarmente), con el fin de construir una curva de aprendizaje, fomentar la competencia en cada subasta individual y diversificar el número de nuevos actores; (ii) una vez se haya logrado esta meta de penetración, eliminar el cargo por confiabilidad como mecanismo de entrada y realizar subastas de contratos para entrada en la que ya compiten todas las tecnologías.

La eliminación del cargo por confiabilidad requiere que el mercado de contratos cuente con los volúmenes y la liquidez necesaria para generar interés por parte de desarrolladores de proyectos, que deben contar con el respaldo del sector financiero. Se reitera que se deben eliminar las barreras regulatorias para que los comercializadores trasladen el costo de los contratos y de la cobertura directamente a los usuarios finales.

La coexistencia de dos mecanismos simultáneos de entrada (subastas por contratos de largo plazo y cargo por confiabilidad) generaría oportunidades de arbitraje para las tecnologías existentes y cerraría el paso a las FERNC. Adicionalmente, la urgencia por asegurar ingresos predecibles bajo condiciones de *stress* financiero para el proyecto de Hidroituango crea un ambiente favorable a ofertas depredadoras en cualquiera de los dos mecanismos de entrada. Por razones estructurales y de coyuntura, se recomienda NO realizar subastas de entrada para entrada de convencionales, y menos para plantas existentes.

4.2 PLANEACIÓN INTEGRADA DE RECURSOS (IRP)

La planificación energética en Colombia, de carácter indicativo, informa las decisiones de inversión con una batería de instrumentos de modelaje que incluyen como bases los modelos dinámicos estocásticos de minimización de costos y esquemas de decisiones bajo incertidumbre, como la minimización del máximo arrepentimiento. Aunque sofisticados, estos instrumentos fueron desarrollados desde el lado de la oferta y con lógica centralizada, antes de la aparición de los mercados y del surgimiento de nuevas tecnologías y sin deliberación abierta

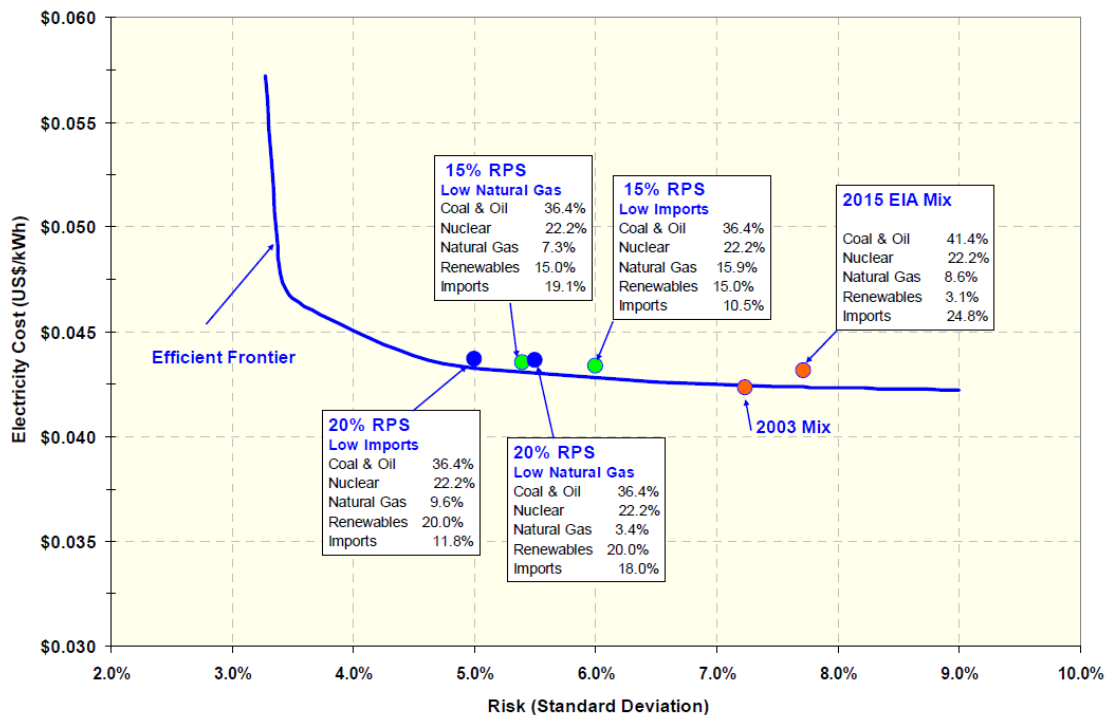
de las opciones. Los nuevos hechos tecnológicos se reconocen y caracterizan, pero están a la espera de una lógica que los integre y de un método de concertación para alinear expectativas.

La llegada de las redes y la medición inteligentes, las FERNC, los DER (almacenamiento, respuesta de la demanda, microrredes, generación distribuida, cogeneración, vehículos eléctricos, baterías), nuevos modelos de negocio (venta de servicios a la red), nuevos actores (agregadores) y las aplicaciones de inteligencia artificial, hacen necesario un marco de planeación que modele la heterogeneidad y flexibilidad de los nuevos recursos, sus incentivos y su contribución a construir un sistema eléctrico resiliente.

La planeación debe modelar la nueva realidad de manera flexible (escenarios), anticipar los incentivos de los actores establecidos y entrantes, valorar correctamente la contribución de todos los recursos para construir portafolios y establecer un mecanismo de revelación de las preferencias reales de la sociedad en torno a diferentes alternativas.

Uno de los pilares del nuevo enfoque debe ser la gestión del riesgo (Chao, Oren y Wilson 2006). La UPME deberá construir fronteras eficientes dentro de enfoque de portafolio de manera permanente, en el estilo de la Figura 4.6, para someterlas al debate público y la revelación de preferencias sociales.

Figura 4.6. Ejemplo de frontera eficiente de costos y riesgos de generación

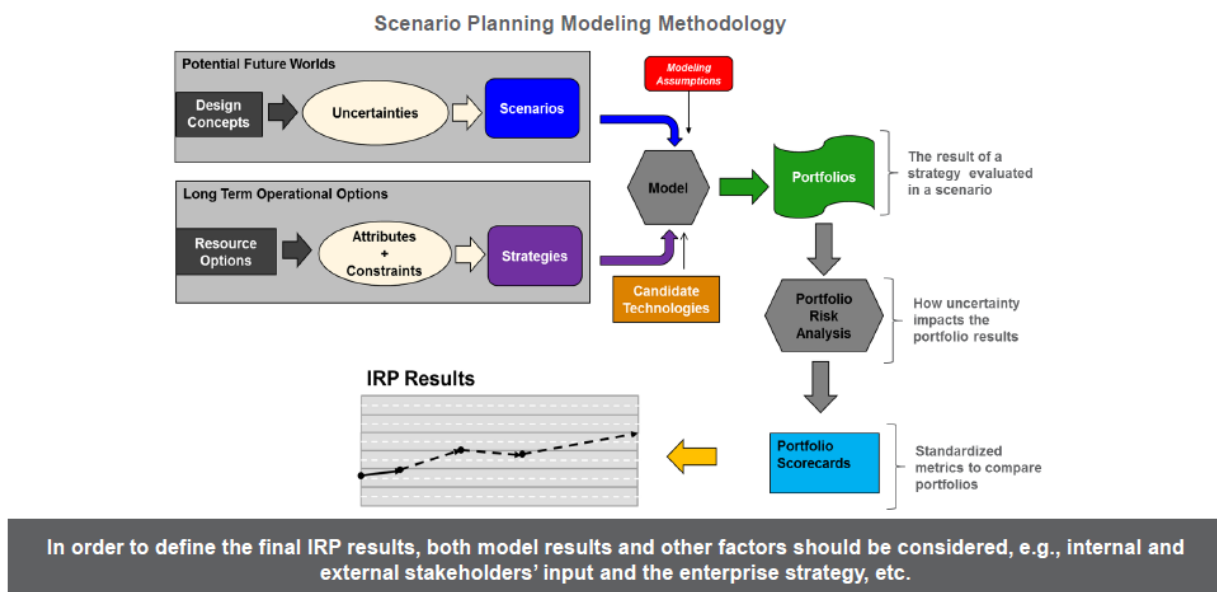


Fuente: DeLaquil, Awerbuch y Stroup (2005: 2)

En el plano de riesgo versus costos de la electricidad, el actual portafolio de generación de Colombia se quedaría a la derecha y arriba y de portafolios con mayores proporciones de producción a gas natural y FERNC.

Se propone que la UPME adapte el marco de referencia de la Planeación Integrada de Recursos (IRP), cuyas características, modelos principales y productos se encuentran, por ejemplo, en NREL (2013). La Figura 4.7 presenta los bloques principales de la IRP.

Figura 4.7. Bloques de la Planeación Integrada de Recursos (IRP)



Fuente: scottmadden (2015)

La UPME debe contratar a un consultor internacional para que (i) revise experiencias internacionales de mercados que hayan implementado IRP y extraiga conclusiones relevantes para su adaptación en Colombia; (ii) definir los modelos computacionales, de simulación y las capacidades internas para realizar IRP; (iii) evaluar las fortalezas, debilidades y necesidades de la metodología actual de planificación energética, y de la integración de los módulos existentes con los requeridos; (iv) proponer la arquitectura y módulos de IRP, y los protocolos de interacción con actores; (v) definir las tareas, cronograma, costos, gobernanza y pruebas de la implementación.

4.3 SUBASTAS DE CONTRATOS PARA ENTRADA DE FERNC

El Ministerio de Minas y Energía (MME) emitió el Decreto 0570 de 2018 para crear un mecanismo de contratación de largo plazo en proyectos de generación eléctrica. El decreto solicita que el mecanismo debe cumplir con los siguientes atributos: aumentar la resiliencia de la matriz de generación ante eventos de variabilidad y cambio climático, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través de la complementariedad de recursos energéticos, fomentar el

desarrollo económico sostenible, fortalecer la seguridad energética regional y, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del sector.

A cambio de establecer las cantidades y metas de FERNC que satisfagan unas metas de política pública, para luego subastarlas (práctica internacional), el Decreto 0570 permite participar a todas las tecnologías, y a proyectos nuevos y existentes. En sustitución de una definición de política, se efectúa un proceso de precalificación basado en la ponderación de indicadores complejos y disputables. Esto podría deberse a una interpretación estrecha de la neutralidad tecnológica, concepto previo al surgimiento de las disrupciones tecnológicas actuales, que favorece el *statu quo*.

La subasta propuesta por el MME es de doble punta (con participación de productores y compradores), lo cual es desaconsejable porque casi la mitad de la energía eléctrica de Colombia es producida por empresa integradas verticalmente (G + D) que tienen el incentivo de mantenerse con contratos bilaterales. Adicionalmente, no se usa un comprador único, por lo que se llega a una asignación bilateral que preserva el riesgo de contraparte. Finalmente se propone para la subasta el mecanismo de pago según lo ofrecido (*pay-as-bid*), que no facilita el descubrimiento de precios.

La propuesta del MME requiere los siguientes ajustes antes de tomar cualquier decisión de lanzar las subastas:

- Durante un tiempo prudencial, las subastas de energía no deben mezclar FERNC con otras fuentes porque son un mecanismo de entrada de tecnologías no despachables que están en su fase de adopción. El cargo por capacidad no es neutral tecnológicamente porque asume tecnologías despachables y por ello es insuficiente para acomodar las FERNC.
- Por las características de la información de los proyectos y por la facilitación del descubrimiento de precios y transparencia, se debe usar una subasta de reloj descendente, de una sola punta, con un comprador central y con precio uniforme. Se debe estimular la localización de proyectos en los sitios que eliminen restricciones de red, mientras se cuentan con señales de precios nodales o zonales.

Para lograr lo anterior se deben definir las metas de FERNC necesarias para cumplir los compromisos de la COP21, justificadas además por los beneficios que las energías renovables traerían a la canasta energética del país.

4.4 REGASIFICADORA EN LA COSTA PACÍFICA

Colombia desarrolló tardíamente su sector de gas natural. La fase inicial del consumo empezó con mercados regionales alrededor de pozos de producción, principalmente en la Costa Atlántica. En las dos últimas décadas del siglo pasado se diseñaron el Programa de Gas para el Cambio y luego, en 1991, el Plan de Masificación de Gas, que se han mantenido y han dinamizado la industria.

La construcción de la infraestructura de transporte hacia el interior del país despegó con la creación de ECOGAS. El 'hundimiento' de los costos de transporte incentivó el consumo

residencial, eléctrico, industrial y de transporte. El consumo ha crecido a una tasa del 3,1% anual promedio, pero sus expectativas siempre han estado amenazadas por la falta de claridad sobre la oferta disponible y sobre la posibilidad de contar con precios competitivos frente a otros sustitutos.

A finales de la última década del siglo XX, la UPME propuso construir una planta de regasificación que entró en operación unos meses tarde para afrontar el evento de El Niño 2015-2016. Esta planta de regasificación fue concebida para atender los déficits de demanda del centro y suroccidente, previendo inversiones de infraestructura que permiten flujos bidireccionales en los trayectos Yumbo–Mariquita.

Esta iniciativa se reactivó después del evento de El Niño 2009–2010. En 2011, el Gobierno generó directrices para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y la confiabilidad del suministro, con los siguientes lineamientos de política: (i) la CREG debe determinar los costos de oportunidad para compensar a los productores; (ii) los agentes deben publicar las reservas y las declaraciones de producción; (iii) la UPME debe elaborar un Plan Indicativo de abastecimiento de gas;¹⁶ y (iv) la CREG debe establecer los mecanismos de comercialización y del sistema de información para la gestión de las transacciones.

Como resultado de esta orientación de política, se han comenzado los estudios de factibilidad para instalar un terminal de 400 MPCD con capacidad de almacenamiento de 700,000 m³ que entraría en operación en enero de 2021 (UPME – Informe de Consultoría, 2018). Ante todo, el *driver* para instalar una planta de regasificación en Buenaventura debe ser la ampliación de la base de consumo. La regasificadora debe ser un ‘activo de suministro’, a pesar de que para las termoeléctricas existentes sea un ‘activo de confiabilidad’. A favor de esta decisión juegan las siguientes consideraciones:

- El gas es versátil, económico y tiene sus menores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a otros combustibles fósiles, por lo que se ha convertido en el combustible de mayor crecimiento proyectado a nivel mundial tanto en consumo intermedio como final.
- La generación eléctrica a gas puede entregar energía firme para cubrir las fluctuaciones de la oferta de hidroelectricidad y reducir el riesgo sistémico, aprovechando las oportunidades del cambio estructural del mercado mundial de gas descritos en el capítulo 3.
- La diversificación del riesgo no se limita a fuentes y tecnologías, sino que incluye el factor de localización. Puesto que los costos de transporte de gas se realizan por distancia a fuentes lejanas del suroccidente colombiano, la penetración de este combustible en esa región en todos los usos es inferior a la del centro y norte del país.

¹⁶ El Plan Indicativo busca orientar las decisiones de los agentes y de las autoridades con alternativas que aseguren la satisfacción de demanda de gas en el largo plazo a precios competitivos con condiciones técnicas y de confiabilidad del suministro (MME 2011).

En balance, la regasificadora de Buenaventura es una oportunidad de extender el consumo masivo de gas y corregir los problemas de política energética en la diversificación de la generación.

Se recomienda a la UPME:

- Usar análisis costo-beneficio y de riesgo para confirmar la decisión de inversión en el terminal de regasificación de la Costa Pacífica, teniendo en cuenta: (i) la incertidumbre sobre la velocidad de incorporación y desarrollo de reservas nacionales, especialmente después de los descubrimientos mar afuera en la Costa Caribe; (ii) la probabilidad del cumplimiento del contrato de intercambio suscrito con Venezuela; (iii) la senda de precios internacionales; (iv) el impacto sobre la extensión regional del consumo, y los pros y contras de la localizar nuevas importaciones en la Costa Pacífica; (v) la diversificación de la generación eléctrica; y (vi) revisión de los costos de transacción para el tendido de gasoductos (consultas previas y consultas populares), discutidas por Fedesarrollo (Benavides et al 2017).
- Evaluar dentro del Plan de Expansión de Referencia de Generación el impacto en costos y riesgos de mayores participaciones del gas natural en el portafolio de generación.
- Dimensionar un plan de contingencia que incluya generación a gas natural para gestionar los riesgos de desabastecimiento por el retraso de la fecha de entrada de la planta hidroeléctrica de Ituango. Antes del surgimiento de este problema no se preveían necesidades adicionales de gas doméstico ni importado para nuevas plantas térmicas.
- Proponer métodos participativos para coordinar las expectativas de los participantes en los mercados de gas y de electricidad, como insiste la literatura internacional.

Adicionalmente se recomienda, de manera complementaria (Cadena et al 2017):

- Evaluar si cualquier extensión o ampliación de la infraestructura de transporte existente debe ser prerrogativa del propietario de cada sistema.
- Adoptar medidas para coordinar el *upstream* y el *midstream*. Las alternativas incluyen (i) subastas simultáneas de paquetes conformados por {oferta de suministro + asignación de capacidad de transporte} y (ii) hacer coincidir las fechas de inicio y terminación de los contratos de suministro y capacidad de transporte.

4.5 PILOTOS DE ADOPCIÓN DEL MODELO DE ENERGÍA TRANSACTIVA (ET)

Cazalet et al (2016) desarrollan un marco de referencia para la transformación sectorial basado en una 'red de las cosas' y una 'red de las personas' para armonizar las FERNC y los DER con el funcionamiento de la red centralizada, denominado Modelo de Energía Transactiva (ET). En una primera versión de define como:

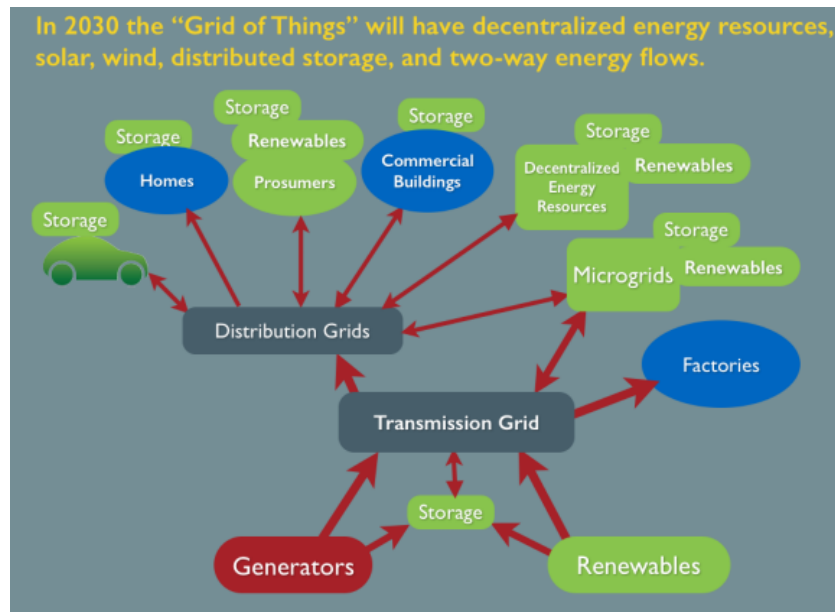
“un sistema de mecanismos económicos y de control que permite balancear la oferta y la demanda usando el valor (económico) como su parámetro operacional básico.”

Y en una segunda versión, como:

“La Energía Transactiva involucra a consumidores y productores en mercados descentralizados en transacciones de energía orientados a la eficiencia económica, la confiabilidad y la mejora del medio ambiente.”

La Figura 4.8 esquematiza la ‘red de las cosas’ del modelo.

Figura 4.8. Modelo de Energía Transactiva – ‘Red de las cosas’



Fuente: Cazalet et al (2016: 2)

Hay numerosas alternativas de desarrollo del modelo ET, que tienen el reto de empalmar dos lógicas comerciales y operacionales distintas (mercado mayorista vs. mercados de *retail*; y sistema de potencia centralizado vs. DER). Para la organización de transacciones comerciales, están las alternativas de (i) tarifas de suscripción de doble vía sobre una plataforma automatizada de transacciones bilaterales; y (ii) transacciones orientadas por precios marginales de distribución.

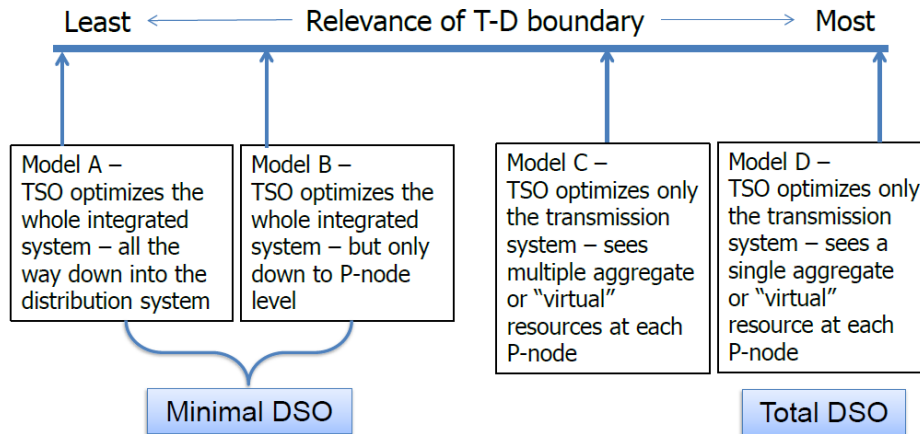
La primera aproximación permite la integración entre el operador de distribución (DSO) y el dueño de la red de distribución, con supervisión. La segunda aproximación parte de darle precios marginales y nodales a los DER para orientar sus decisiones de inversión y operación (California y Nueva York). La ventaja de la segunda alternativa para Colombia es que ahorra costos de aprendizaje. El Operador Independiente de Sistema de California (CAISO) lleva años armonizando las funciones comerciales de agregadores y DER con el desarrollo de arquitecturas de coordinación física entre ISO e ISO, llegando al nivel de código de red.¹⁷

Para avanzar en la transición a una arquitectura ET, XM y la CREG deben adelantar un piloto de simulación con dos módulos interactivos, con apoyo de laboratorios avanzados en el estudio de

¹⁷ Ver la evaluación de la experiencia de California con DER en Gundlach y Webb (2018).

DER.¹⁸ El primer módulo debe modelar agentes con diversos recursos e incentivos (*agent-based model*). El segundo módulo debe replicar la interacción entre un ISO/TSO y un DSO en el modelo D que CAISO está implementando (Figura 4. 9), que se discute en el Apéndice D.

Figura 4.9. Comparación de arquitecturas de coordinación entre un ISO/TSO y un DSO



Fuente: Kristov (2014)

4.6 MEDIDAS HABILITANTES DEL MODELO ET

La monetización del valor de un modelo descentralizado requiere (i) remunerar las empresas de D por inversiones en red y medición inteligente; (ii) implementar precios nodales, (iii) crear un mercado de servicios complementarios y (iv) habilitar el papel de agregador. Las tres primeras medidas corresponden al diseño de mecanismo, mientras que la última medida es un ajuste institucional y regulatorio.

A REMUNERACIÓN EFICIENTE DE LA INVERSIÓN EN REDES Y MEDIDORES INTELIGENTES

Una barrera para que los distribuidores faciliten la adopción de DER es el actual sistema de cargos de red. Puesto que el futuro de la red eléctrica será integrado entre sistemas centralizados y descentralizados, se requiere un esquema de precios que balancee la remuneración de los activos convencionales con la innovación.

En un trabajo para la OCDE, Wolak (2017) desarrolla un marco de referencia para lograr precios de distribución más eficientes. En presencia de DER, los precios de distribución deben disuadir el *bypass* ineficiente de electricidad producida en el mercado mayorista. Se debe diseñar un menú de cargos que haga un mejor *match* entre la volatilidad de las fuentes intermitentes con el tamaño, fluctuaciones y velocidad de respuesta de las cargas embebidas en D.

¹⁸ Un posible laboratorio para tal efecto es el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Golden, Colorado.

Cuando se sigan estas reglas, D tendrá incentivos para invertir en redes y medición inteligente y existirán precios atractivos para nuevas tecnologías en DER. Como medidas de protección al consumidor, el regulador debe mitigar el poder de mercado local de D frente a los consumidores (por ejemplo, con precios prefijados basados en costos); y supervisar los precios y posiciones de los contratos de suministro a usuarios regulados, puesto que una mala cobertura de D en compras de G puede llevar a insolvencia financiera con traslado de costos a los usuarios.

Para facilitar el desarrollo de las transacciones y eliminar los incentivos al *bypass* ineficiente, la CREG deberá calcular tarifas de dos partes cuyo componente fijo asegure un nivel básico de ingresos a los operadores de D, consistente con un nivel de penetración de DER definido regulatoriamente. Esta tarifa debería estar vigente por un período tarifario de 5 años, consistente con una política de fomento a transacciones peer-to-peer sin limitaciones regulatorias.

B PRECIOS NODALES

Actualmente el mercado eléctrico colombiano utiliza un esquema de precio único en todos los nodos de la red para liquidar las transacciones de generación. Otros países han implementado esquemas de precios nodales o precios zonales (que promedian los precios en nodos vecinos). La resolución espacial de estos precios es relevante para incentivar inversiones convencionales eficientes y en DER (MIT Energy Initiative 2016).

Varios estudios recomiendan una transición hacia esquemas de precios más granulares (zonales o nodales) en Colombia.¹⁹ Algunos trabajos han estimado los costos nodales o zonales para Colombia (UPME 2016; Vega y Velasco 2010; Zambrano, Olaya y Velásquez 2014), que confirman que los costos del sistema colombiano varían en el espacio. Los costos más altos son los del área Caribe, y los bajos para Antioquia, en el primer caso por congestión para importar y en el segundo por congestión para exportar.

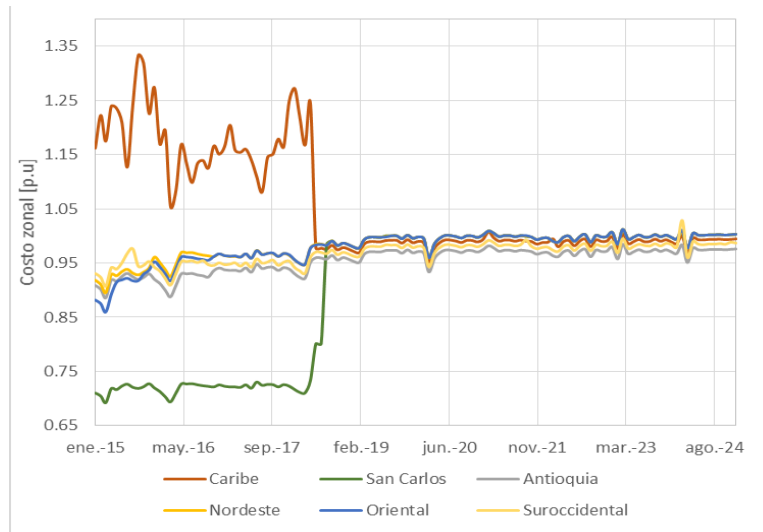
Piñeros, Cadena y Morillo (2018) estiman los impactos de implantar costos nodales para Colombia durante 2015-2024. La Figura 4.10 presenta costos zonales obtenidos como el promedio de los costos de todos los nodos dentro de cada zona, en un escenario de restricciones de red medias. Estos costos normalizados reflejan la relación del costo de la zona con respecto a los precios uninodales. Los resultados de este análisis son:

- Los costos de la región Caribe son 18% superiores al precio uninodal en los primeros 3 años del estudio. Los costos de San Carlos (Antioquia) son 30% inferiores al precio uninodal durante el mismo horizonte de tiempo.
- Los costos zonales dependen de la infraestructura de transmisión. En 2018, cuando entran en operación varios proyectos que fortalecen la interconexión entre el área Caribe y el área San Carlos, las diferencias de precios se anulan.

¹⁹ Colombia tuvo una experiencia previa de precios localizados en transmisión, que fueron desmontados en el año 2000 por su ineficacia y volatilidad (CREG 1999).

- Los generadores localizados en nodos con costos superiores al promedio reducen sus ingresos cuando se reduce la congestión en la red.

Figura 4.10. Costos zonales para el caso colombiano 2015-2024



Fuente: Piñeros, Cadena y Morillo (2018)

Se recomienda a la UPME, XM y a la CREG:

- Migrar a un esquema de cargos nodales a nivel de transmisión aplicado a la generación y la demanda con opciones de respuesta ante precios (la no regulada o en donde se hayan implementado programas de respuesta de la demanda).
- Mantener el esquema uninodal para la demanda regulada.
- Implementar un esquema de derechos financieros de transmisión (FTR) asignados inicialmente de manera gratuita a los generadores que pierdan ingresos con la reducción de la congestión de red. Estos FTR pueden reducirse gradualmente y subastarse entre los agentes que necesitan coberturas.
- Implementar tarifas dinámicas y respuesta a incentivos por parte de la demanda.
- Monitorear acciones de posibles ejercicios de poder de mercado local.

XM deberá adaptar los procesos de despacho de las plantas para que produzcan simultáneamente los costos nodales, además de desplegar esfuerzos de divulgación y capacitación de los participantes del mercado.

C SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios (*ancillary services*) son servicios y funciones que brindan seguridad, calidad y eficiencia en el suministro de energía eléctrica. Dichos servicios se entregan al operador del sistema, que se encarga de garantizar la continuidad del servicio electricidad para los usuarios finales (Energy UK 2017). Los servicios complementarios de red en Colombia incluyen la regulación primaria de frecuencia, la regulación secundaria de

frecuencia (AGC), la regulación terciaria de frecuencia, el arranque autónomo, la generación de seguridad fuera de mérito y la regulación de tensión mediante gestión de reactivos.

Actualmente no existe en Colombia un mercado de servicios complementarios. La CREG ha contratado recientemente un estudio para el análisis de servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional SIN (CREG 2018) que solicitará la revisión de la experiencia internacional y de la situación nacional, incluirá un análisis técnico-económico sobre las implicaciones en el SIN de la entrada de los nuevos desarrollos y una propuesta de alternativas para reglar las actividades de los servicios complementarios, identificando ventajas y desventajas. El estudio busca una formación eficiente de los precios del servicio prestado, con esquemas de desviaciones que asignen los costos a quienes los causen y que se den señales para hacer más competitivo este mercado.

Se recomienda a la CREG:

- Impulsar programas de gestión de la demanda que garanticen la participación de los consumidores. Tradicionalmente, los servicios complementarios han sido suministrados exclusivamente por los generadores, razón por la cual los mecanismos de adquisición están diseñados para este tipo de proveedores. La oferta de estos servicios por parte de la demanda exige una modificación en el marco regulatorio que garantice su participación y remuneración en el mercado.
- Incentivar el uso de equipos de almacenamiento de energía a medida que vayan ganando en competitividad para reducir la incertidumbre por indisponibilidad de los recursos renovables variables y para incrementar la oferta de servicios auxiliares.
- Incentivar el uso de inversores inteligentes para utilizarse con fuentes de generación fotovoltaica, que permita ofrecer servicios de regulación de voltaje mediante la inyección de reactivos.

Como se discutió en el capítulo 3, una de las propuestas de valor de los DER es la prestación de servicios a la red. El Apéndice B amplía los asuntos la prestación de servicios de red por parte de FERNC, en particular.

D AGREGADORES

Para que los DER puedan participar en los mercados de energía se requiere el rol de un nuevo agente que se encargue de agrupar la flexibilidad ofrecida por los prosumidores y convertirla en servicios para el mercado eléctrico. Actualmente, los entes reguladores de algunos mercados alrededor del mundo han avanzado en la incorporación de un agente agregador que cumpla con esta función. Es útil revisar tres avances institucionales internacionales en agregación, que se suman al ejemplo de 'planta virtual' Next Kraftwerke de Alemania descrita en el capítulo 3.

En Estados Unidos, la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) aprobó en 2016 la entrada de un nuevo agente denominado Proveedor de Recursos Energéticos Distribuidos DERP (Scottmadden 2016), que se encarga de agregar las ofertas de varios DER y llevarlas al mercado de energía y servicios complementarios (Modern Market Intelligence 2016).

En el Reino Unido, OFGEM (regulador de energía y gas) ha otorgado una licencia a la compañía Flexitricity para la prestar sus servicios como agregador (Pratt 2018). Esta compañía se encarga de manejar la respuesta a la demanda en el mercado de energía y gas, y ofrece servicios de flexibilidad y suministro de energía; es decir, desempeña los roles de agregador y comercializador (Flexitricity 2018).

En los países nórdicos, la organización de los reguladores de energía (Nordreg) propone enfocarse en el servicio de 'agregación', más que en definir roles estrictos y relaciones entre entidades 'comercializador', 'agregador' o 'agregador independiente.' Nordreg destaca que es necesario permitir la competencia y sugiere que promover un agregador independiente puede conducir a ineficiencias debido a que, por un lado, se puede presentar una asignación inapropiada de costos y beneficios entre los participantes del mercado, y por otro, puede haber una distorsión en la formación eficiente de los precios. Adicionalmente, se produce un incremento de los costos administrativos debido al establecimiento de un nuevo marco regulatorio que permita incluir agregadores independientes, costos que terminan siendo asumidos por los clientes (Nordic Energy Regulators 2017).

Se propone que la CREG adopte un modelo en el que *inicialmente el comercializador se encargue de agregar las ofertas de los prosumidores y las ofrezca como servicios a las autoridades de balance*, que en un sistema descentralizado es el operador del sistema de distribución (DSO). Esta propuesta se inspira en el rol de los agregadores en el mercado eléctrico que tiene la regulación danesa (Energinet 2015):

- Una ventaja de esta estructura de mercado radica en que no es necesario establecer vínculos contractuales entre un nuevo agente y el operador del sistema, lo cual le brinda simplicidad al momento de su implementación.
- El comercializador-agregador, y más adelante el agregador, puede agrupar las ofertas realizadas por varios generadores distribuidos y participar en las subastas que se realizan en el mercado mayorista, venderla mediante contratos, o venderla directamente a los usuarios finales. De igual manera, puede agrupar la flexibilidad de varios consumidores mediante programas de respuesta a la demanda, en donde los clientes son recompensados por modificar sus patrones de consumo, adaptándolos a las necesidades de la red. Los desbalances causados por los agregadores al momento de la activación de la flexibilidad pueden manejarse con el mismo acuerdo que el comercializador tiene con la autoridad encargada del balance.
- El primer desafío es la necesidad de diferenciar entre consumo clásico y consumo flexible, por la que resulta esencial instalar puntos de medición serial que permitan realizar esta diferenciación en el consumo. Esto puede llevar a costos adicionales que deben ser asumidos por el comercializador y que posteriormente se trasladan al usuario final. Las compañías deben elaborar unos términos estandarizados de descripción del servicio y establecer los cargos de instalación y suscripción a un punto de medición serial.
- El segundo desafío es la necesidad de evitar el ejercicio de poder de mercado, que puede presentarse por la integración distribuidor-comercializador-agregador en un solo agente,

el dueño de la infraestructura de la red de distribución. Este poder de mercado puede desincentivar la expansión de los DER.

4.7 REGULACIÓN FAVORABLE A NUEVOS ACTORES Y NEGOCIOS

El estilo regulatorio actual es complejo y opaco. La pertenencia a la OCDE pone a la regulación en una senda de mayor responsabilidad y evaluación de los resultados y simplificación administrativa (OCDE 2014). En asuntos regulatorios, la OCDE recomienda a Colombia mejorar las evaluaciones integrales de los cuerpos de normas, homogenizar los estándares transversales de gobierno, generar certidumbre y mejorar las reglas de relación de gobiernos de diferentes niveles, entre otras.²⁰

La regulación debe además migrar a un estilo que favorezca la innovación en el actual período de transición internacional hacia modelos descentralizados e innovación tecnológica. Se recomienda a la CREG adoptar el estilo regulatorio abierto del Reino Unido puesto que las nuevas arquitecturas y negocios son un proceso de descubrimiento que depende del emprendimiento y el conocimiento y no pueden florecer bajo un régimen de ‘comando y control.’

Las regulaciones eléctricas de los países nórdicos, California y el Reino Unido deben servir de guía para la renovación de la actitud regulatoria. OFGEM (2015A, 2015B) es un ejemplo de apoyo proactivo al desarrollo de modelos de negocios no-tradicionales (non-traditional business models, NTBM). OFGEM insiste en que la regulación debe ser abierta y receptiva al surgimiento de modelos de negocios innovadores y ‘disruptivos.’

OFGEM ha iniciado la evaluación de tres categorías de NTBM: (i) servicios locales (por ejemplo, servicios a comunidades); (ii) paquetes de servicios (*bundled services*); y (iii) participación de los usuarios (*peer-to-peer energy*, intermediarios de la próxima generación). OFGEM anticipa que la llegada de los nuevos modelos de negocios exigirá cambios drásticos en la regulación que retarán el despacho centralizado y amplia gestión del riesgo a los usuarios finales.

El Reino Unido ha reconocido que, en un entorno descentralizado, los grandes cambios requieren las contribuciones de muchas partes. El Open Networks Project es una iniciativa de la industria de energía que busca la transformación del funcionamiento de las redes de energía del Reino Unido (ENA 2018). El proyecto junta a nueve operadores de redes eléctrica del Reino Unido e Irlanda, académicos respetados, ONGs, dependencias del gobierno y a OFGEM. El Steering Committee de esta red está compuesto por los miembros de la Asociación de Redes de Energía (ENA), los operadores de las redes de transporte y distribución, y operadores independientes de redes de distribución.

Finalmente, la regulación es tan fuerte como la autoridad de competencia que la respalde. El mensaje de Fedesarrollo (Santa María et al 2009:43-44) sigue vigente (profundizar y fortalecer la vigilancia del mercado), pero en manos de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC).

²⁰ Al respecto, DNP (2018) está impulsando la iniciativa de Regulación Inteligente. Colombia ocupa el puesto 123 entre 137 países en el Índice de Carga Regulatoria.

La SIC debe examinar integralmente la secuencia de baja competencia $\{A \rightarrow B \rightarrow C\}$ discutida en el capítulo 2. La identificación del ejercicio unilateral de poder de mercado en la fase C de la secuencia debe disuadirse con penalizaciones ligadas al daño a terceros (elevación sistémica del precio para toda la demanda) y no con el exceso de ganancia individual. La SIC debe implementar una plataforma de identificación de estrategias de los generadores con apoyo de modelos de interacciones repetidas, modelos numéricos de detección de ejercicio de poder de mercado y cuantificación de daños, apoyados por expertos internacionales independientes.

Se propone a la CREG y a la UPME acoger las siguientes recomendaciones:

- Adoptar la política *one in-two out* (sólo se podrá introducir una nueva medida si previamente se eliminan dos). Esta es la medida con mayor impacto inmediato en la regulación eléctrica para simplificarla y aumentar la transparencia.
- El trámite de solicitudes de acceso de nuevos generadores y nuevas cargas a la red hacen que la conexión sea excesivamente costosa en términos económicos y de oportunidad de la misma. Cuando la UPME obliga a que las nuevas conexiones requieran de acceso a subestaciones de propiedad de terceros, los obstáculos que estos últimos interponen al nuevo generador o a la nueva carga, en múltiples ocasiones hacen impracticable el Libre Acceso e intercambio de energía.
- Tan importante como facilitar el acceso es fomentar el ingreso de nuevos papeles y negocios, cuyo rango es muy amplio (incluyendo transacciones *peer-to-peer*, servicios auxiliares y complementarios, comercio de energía almacenada). La CREG debe seguir la siguiente secuencia de medidas para facilitar la adopción de las DER: (i) liberar por 5 años las transacciones *peer to-peer*, sin restricción alguna de inyección a la red (salvo congestión inversa), para crear curva de aprendizaje y evaluar costos y beneficios; (ii) permitir la construcción de activos de conexión de manera libre por parte de los agentes (generadores o prosumidores), cuyos cobros a la red deberían seguir la regla de precios por componentes eficientes (ECPR en inglés); esta regla impondría un techo al valor de los cargos de acceso a los nuevos activos construidos.; (iii) iniciar los estudios de adaptación del esquema de precios de D en el primer semestre de 2019.

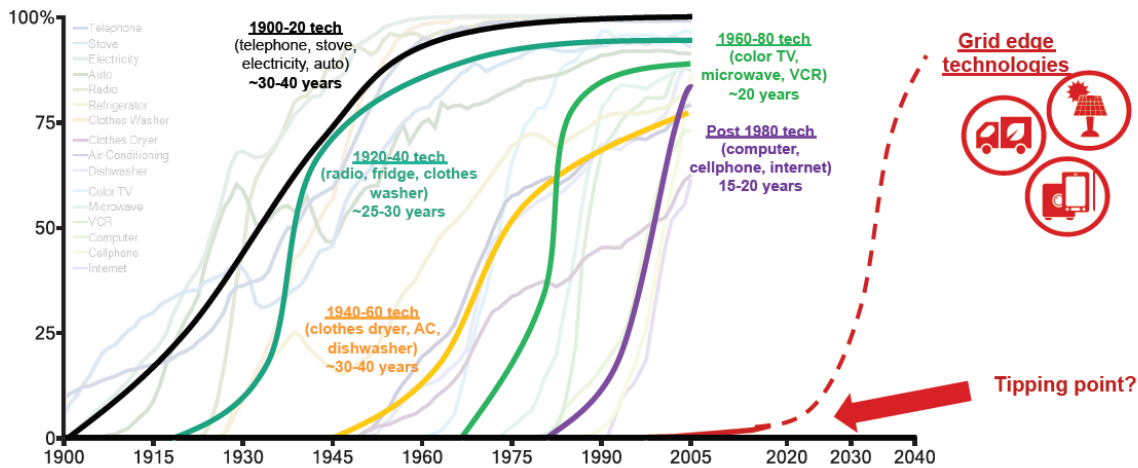
5 CONCLUSIONES

La implementación de las propuestas del capítulo 4 reducirá los precios mayoristas por mayor competencia, creará un canal de entrada por contratos para energías renovables mediante contratos que eventualmente eliminarán la necesidad del cargo por confiabilidad, mejorará el desempeño del portafolio de generación y acelerará la curva de adopción del modelo descentralizado. El orden de magnitud del impacto económico de las medidas sería (cálculos en Apéndice E):

- Aumento del excedente de los consumidores de \$3.30 billones anuales (0.36% del PIB) por reducción del costo de generación en un 20%.
- Reducción de los subsidios del Presupuesto General de la Nación a estratos 1,2 y 3 en \$144 mil millones anuales por reducción del costo de generación en un 20%.
- Aumento permanente del 0.28% en la tasa de crecimiento del PIB por mayor inversión privada estimulada por la reducción del costo de generación en un 20%.
- Inyección de \$0.46 billones anuales a la economía por el valor de los servicios complementarios de recursos energéticos descentralizados (DER) al sistema interconectado nacional.

La adopción del modelo descentralizado en energía a nivel internacional sigue una curva S. El Foro Económico Mundial (Figura 5.1) espera una velocidad de adopción similar a las de la telefonía celular e internet, y un punto de aceleración en el año 2025.

Figura 5-1. Tiempo para llegar a un 80% de adopción de tecnologías



Fuente: WEF (2017: 6)

En esta adopción deberán coexistir el ISO y los DSO y los negocios centralizados y descentralizados, que juegan papeles diferenciados y complementarios.

REFERENCIAS

Acemoglu, D., A. Kakhbod, A., & A. Ozdaglar. 2017. "Competition in Electricity Markets with Renewable Energy Sources." *The Energy Journal* 38: 137–156.

Agénor, P. R. 2013. *Public Capital, Growth and Welfare*. Princeton, NJ: Princeton University Press.

American Journal of Transportation. 2017. Expanded Panama Canal performance exceeds expectations. Disponible en:

<https://www.ajot.com/news/expanded-panama-canal-performance-exceeds-expectations>

Arthur, W. B. 1994. *Increasing returns and path dependence in the economy*. Ann Arbor, Michigan: University of Michigan Press.

Ausubel, L. M. y P. Cramton. 2010. "Using forward markets to improve electricity market design." *Utilities Policy* 18: 195-200. Disponible en:

<http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/ausubel-cramton-forward-markets-in-electricity.pdf>

Bahar, J, y J. Sauvage. 2013. "Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe." OECD Trade and Environment Working Papers, 2013/02, OECD Publishing. Disponible en:

https://www.oecd-ilibrary.org/trade/cross-border-trade-in-electricity-and-the-development-of-renewables-based-electric-power_5k4869cdwnzr-en

Belmans, R. 2010. *Smart Grid. From a Vision for Intelligent Electrical Grids*. Katholieke Universiteit Leuven, Disponible en:

<http://slideplayer.com/slide/4680236/>

Benavides, J. y G. Elizondo. 2018A. "Technology disruption in the energy sector - Emergence of Decentralized Energy Resource (DER) Markets." Working Paper. Washington, D.C.: The World Bank.

Benavides, J. y G. Elizondo. 2018B. "The political economy of disrupted electricity sectors in Latin America; transition phases, broad policy measures and road map to foster clean energy and new energy models." Working Paper. Washington, D.C.: The World Bank.

Benschop, D. 2013. "Gas as a miracle oil for the energy system." In *A New Life for Gas*." Disponible en:

http://energypost.eu/wp-content/uploads/2013/11/13-99-129-GU_gasmagazine_UK_LR01.pdf

Bloomberg New Energy Finance. 2018. "Approaches for Using Scenarios in Strategic Decision-Making – TCFD US Scenario Analysis Conference. Disponible en:

<https://www.fsb-tcfd.org/wp-content/uploads/2018/03/Presentation-Bloomberg-New-Energy-Finance.pdf>

Burger, C. and J. Weinmann. 2018. "The decentralized energy revolution in Germany." PES Solar. Disponible en:

http://www.pes.eu.com/assets/misc_dec/country-focus-germanypdf-006316769851.pdf

Cadena, A. et al. 2017. "Propuestas de reforma del mercado eléctrico colombiano." Trabajo financiado por el BID para el Ministerio de Minas y Energía.

Cadena, A., C. Chahín, J. Benavides y L. Betancuar. 2017. "Propuestas de reforma del mercado eléctrico colombiano." Trabajo financiado por el BID para el Ministerio de Minas y Energía.

Cazalet, E. et al. 2016. Transactive Energy Models. Preparado por NIST Transactive Energy Challenge: Business and Regulatory Models. Disponible en:

http://www.temix.net/images/Transactive_Energy_Models_Paper.pdf

Chao, H. P., S. Oren y R. Wilson. 2006. "Alternative Pathway to Electricity Market Reform: A Risk-Management Approach." Proceedings of the 39th Hawaii International Conference on System Sciences. Disponible en:

https://www.researchgate.net/publication/4216480_Alternative_Pathway_to_Electricity_Market_Reform_A_Risk-Management_Approach

Council of Economic Advisers. 2016. Incorporating Renewables into the Electric Grid: Expanding Opportunities for Smart Markets and Energy Storage. Washington, D.C.: Executive Office of the President of the United States. Disponible en:

https://obamawhitehouse.archives.gov/sites/default/files/page/files/20160616_cea_renewables_electricgrid.pdf

Cramton, P. 2017. "Electricity market design." *Oxford Review of Economic Policy* 33: 589-612. Disponible en:

<https://doi.org/10.1093/oxrep/grx041>

CREG. 2018. Consultoría para el análisis de los servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional SIN. Términos de referencia. Disponible en:

<https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.374519&isFromPublicArea=True&isModal=False>

CREG. 1999. Cargos por uso de STN. Documento CREG 064. Disponible en:

[http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/f4c11342dda9323a0525785a007a62ac/\\$FILE/D-064-CARGOS POR USO DEL STN.pdf](http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/f4c11342dda9323a0525785a007a62ac/$FILE/D-064-CARGOS POR USO DEL STN.pdf)

Cui, X. 2010. The UK Electricity Markets: Its Evolution, Wholesale Prices and Challenge of Wind Energy. Ph.D. Thesis. Division of Economics. Stirling Management School, University of Stirling. Stirling, Scotland, UK. Disponible en:

<https://dspace.stir.ac.uk/bitstream/1893/3041/1/thesis%20final2.pdf>

Cusumano, M. A. 2010. *Staying Power: Six Enduring Principles for Managing Strategy and Innovation in an Uncertain World*. Oxford, UK: Oxford University Press.

DeLaquil, P., S. Awerbuch y K. Stroup. 2005. "A Portfolio-Risk Analysis of Electricity Supply Options in the Commonwealth of Virginia."

DNP. 2018. Regulación Inteligente en el DNP. Disponible en:

<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Presentaci%C3%B3n%20Regulaci%C3%B3n%20Inteligente.pdf>

Energinet. 2015. Market models for aggregators. - Activation of flexibility. Disponible en: [file:///C:/Users/david/Downloads/Market%20models%20for%20aggregators%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/david/Downloads/Market%20models%20for%20aggregators%20(2).pdf)

ECSIM. 2013a. Análisis descriptivo de la regulación y estructura de mercado del sector de energía eléctrica de Colombia. Informe 1. Resumen ejecutivo disponible en: https://www.ptp.com.co/documentos/Resumen_ejecutivob.pdf

Ela, E. et al. 2014. Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation. Department of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>

ENA. 2018. Electricity Network Innovation Strategy. Energy Networks Association. London, UK. Disponible en: http://www.energynetworks.org/assets/files/electricity/futures/network_innovation/electricity_network_innovation_strategy/Energy%20Networks%20Association%20-%20Electricity%20Network%20Innovation%20Strategy-March%202018.pdf

Energy UK. 2017. Ancillary Services Report. Disponible en: <https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=6138>

EY. 2017. Energy Alert. Mexico's 3rd Long-Term Power Auction. Disponible en: <https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-energy-alert-3rd-lt-power-auction-2411178/%24FILE/ey-energy-alert-3rd-lt-power-auction-2411178.pdf>

EY-Enersinc. 2016. Propuesta de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones. Producto 4. Consultoría contratada por el Departamento Nacional de Planeación -DNP.

Flexitricity. 2018. Introducing Flexitricity+ Energy Supply. Disponible en: <https://www.flexitricity.com/en-gb/energy-supply/>

Frischmann, B. 2012. *Infrastructure: The Social Value of Shared Resources*. Oxford, UK: Oxford University Press.

Gasinfocus – Observatoire du gaz. 2017. Evolution of the global LNG carrier fleet. Available at: <http://www.gasinfocus.com/en/indicator/evolution-of-the-global-lng-carrier-fleet/>

Granovetter, M. 1985. "Economic Action and Social Structure: The Problem of Embeddedness." *American Journal of Sociology* 91: 481-510. Disponible en: <https://www.journals.uchicago.edu/doi/pdfplus/10.1086/228311>

Green, R. J. y D. M. Newbery. 1992. "Competition in the British Electricity Spot Market." *Journal of Political Economy* 100: 929-953. Disponible en: <https://www.journals.uchicago.edu/doi/pdfplus/10.1086/261846>

Gundlach, J, y R. Webb. 2018. "Distributed Energy Resource Participation in Wholesale Markets: Lessons from the California ISO." *Energy Law Journal* 39: 47-77. Disponible en: <http://columbiaclimatelaw.com/files/2018/05/Gundlach-and-Webb-2018-05-DER-in-Wholesale-Markets.pdf>

Hannan, M. y G. R. Carroll. 1992. *Dynamics of Organizational Populations*. New York, NY: Oxford University Press.

Hughes, T. P. 1983. *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930*. Baltimore, MD: Johns Hopkins University Press.

IEA. 2017. Early-stage venture capital for energy innovation – Financing models, trends and implication for policy. Paris, France. Disponible en: https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/InsightsSeries2017Early_Stage_Venture_Capital_for_Energy_Innovation.pdf

ieso (Independent Electricity System Operator of Ontario). 2018. Distributed Energy Resources. Disponible en: <http://www.ieso.ca/en/learn/ontario-power-system/a-smarter-grid/distributed-energy-resources>

IRENA. 2017. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. Abu Dabhi. October. Disponible en: <http://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

IRENA. 2016. "Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics." IRENA, Abu Dhabi. Disponible en: <http://www.irena.org/publications/2016/Jan/Renewable-Energy-Benefits-Measuring-the-Economics>

Jara, D. 2016. Análisis del precio de escasez y del esquema de garantías para el MOR. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/8e7d5ef7bd314e4e0525803e0078de58/\\$FILE/Circular065-2016%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/8e7d5ef7bd314e4e0525803e0078de58/$FILE/Circular065-2016%20Anexo.pdf)

Joskow, P. y J. Tirole. 2006. "Reliability and competitive electricity markets." Disponible en: <http://idei.fr/sites/default/files/medias/doc/wp/2006/Reliability.pdf>

Kelly, K. 2016. *The Inevitable – The 12 Technological Forces that will Shape Our Future*. New York, NY: Viking.

Kristov, L. 2014. DSO and TSO Roles and Responsibilities in the Decentralized Energy Future. CAISO. Disponible en: https://www.gridwiseac.org/pdfs/workshop_091014/kristov_091114_pres.pdf

Kristov, L., P. De Martini y J. D. Taft. 2016. "A Tale of Two Visions – Designing a Decentralized Transactive Electric System." *IEEE Power and Energy Magazine* 14: 63-69. Disponible en: http://resnick.caltech.edu/docs/Two_Visions.pdf

Littlechild, S. 2018. "The regulation of retail competition in US residential electricity markets." Working paper. Disponible en:

https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2018/03/S.-Littlechild_28-Feb-2018.pdf

Littlechild, S. 2000. "Why We Need Electricity Retailers: A Reply to Joskow on Wholesale Spot Price Pass-Through." Working Paper no. 0008, Department of Applied Economics, University of Cambridge. Disponible en:

https://www.researchgate.net/publication/4924398_Why_We_Need_Electricity_Retailers_A_Reply_to_Joskow_on_Wholesale_Spot_Price_pass-through

makeasmartcity. 2017. Blockchain Peer Peer Energy Microgrid. Disponible en:

<https://makeasmartcity.com/2017/10/12/blockchain-peer-peer-energy-microgrid/>

McRae, S. D. y F. A. Wolak. 2017. "Diagnosing the Causes of the Recent El Niño Event and Recommendations for Reform." Working Paper. Disponible en:

https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/diagnosing-el-nino_mcray_wolak.pdf

McRae, S. D. y F. A. Wolak. 2014. "How Do Firms Exercise Unilateral Market Power? Evidence from a Bid-Based Wholesale Electricity Market". En Brouseasu, E. y J.-M- Glachant. 2014. *Manufacturing Markets: Legal, Political and Economic Dynamics*. Cambridge, UK: Cambridge University Press. Capítulo 18, pp. 390-420.

Milgrom, P. 2011. "Critical Issues in the Practice of Market Design." *Economic Inquiry* 49: 311-320. Disponible en:

https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1790170

MIT Energy Initiative. (2016). Utility of the Future. Disponible en:

<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>

Modern Market Intelligence. 2016. FERC lets DER aggregate into Cal-ISO markets. Power Markets Today. Disponible en:

<https://www.powermarketstoday.com/public/FERC-lets-DER-aggregate-into-CalISO-markets.cfm>

Nordic Energy Regulators. 2017. Aggregation services and demand response. Disponible en:

<http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2017/04/NordREG-response-to-Clean-Energy-for-all-Europeans-Aggregation-services-and-demand-response.pdf>

NREL. 2013. Resource Planning Model: An Integrated Resource Planning and Dispatch Tool for Regional Electric Systems. Technical Report NREL/TP-6A20- 56723. Disponible en:

<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56723.pdf>

Newbery, D. M. 1999. "The UK Experience: Privatization with Market Power." University of Cambridge. Disponible en:

<http://www.econ.cam.ac.uk/people-files/emeritus/dmgn/files/ceprelec.pdf>

Newbery, D. M. 1997. "Pool Reform and Competition in Electricity." University of Cambridge. Disponible en: <http://www.econ.cam.ac.uk/people-files/emeritus/dmgn/files/LBS.PDF>

Next Kraftwerke. 2018. Our company. Virtual Power Plant Operator & Power Trader. Disponible en: <https://www.next-kraftwerke.com/company>

OCDE. 2014. Estudio de la OCDE sobre la política regulatoria en Colombia. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo%20Empresarial/Estudio%20OCDE%20Politica%20Regulatoria%20Colombia%202013.pdf>

OFGEM. 2016. Aggregators – Barriers and External Impacts. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/07/aggregators_barriers_and_external_impacts_a_report_by_pa_consulting_0.pdf

OFGEM. 2015A. Making the electricity system more flexible and delivering the benefits to consumers. Position paper. Publication date: 30 September 2015. Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/96959/flexibilitypositionpaperfinal-pdf>

OFGEM. 2015B. Non-traditional business models: Supporting transformative change in the energy market. London: UK. Discussion paper. Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/93586/non-traditionalbusinessmodelsdiscussionpaper-pdf>

Pearson, P. y J. Watson. 2012. UK Energy Policy 1980-2010 – A history and lessons to be learnt. The Institution of Engineering and Technology (IET). Disponible en: <http://sro.sussex.ac.uk/38852/1/uk-energy-policy.pdf>

Pedraza, A. 2018. Modelling complementarity among renewable energy resources for the Colombian case.

Piñeros, D. A., Á. Cadena y J. L. Morillo, 2018. Análisis de la implementación de cargos nodales en el SIN. Universidad de los Andes, Bogotá.

Pratt, D. (2018). Aggregator moves on UK balancing mechanism with supply licence. Energy Storage News. Disponible en: <https://www.energy-storage.news/news/aggregator-moves-on-uk-balancing-mechanism-with-supply-licence>

Ritz, R.A., 2016. “How does renewables competition affect forward contracting in electricity markets?” *Economic Letters* 146: 135–139. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.econlet.2016.07.024>

Rothman, M. 2000. Measuring and Apportioning Rents from Hydroelectric Power Developments. World Bank Discussion Paper No 419. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/15187>

Rudell, K. et al. 2017. Market Power and Forward Prices. Research Institute of Industrial Economics. IFN Working Paper No. 1193. Stockholm, Sweden. Disponible en: <http://www.epoc.org.nz/papers/RuddellDownwardPhilpottFinal.pdf>

Santa María, M. et al. 2009. El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores. Cuadernos Fedesarrollo 30. Capítulo 1 disponible en: http://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/171/CDF_No_%2030_Octubre_2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y

scottmadden. 2016. FERC Approves Aggregated DER in CAISO's Energy and Ancillary Markets. Disponible en: <https://www.scottmadden.com/insight/ferc-approves-aggregated-der-caisos-energy-ancillary-markets/>

scottmadden. 2015. Best Practices in Integrated Resource Planning. Disponible en: www.scottmadden.com/insight/best-practices-in-integrated-resource-planning/

Scrase, I. y G. MacKerron. 2009. "Lock-In." Capítulo 6 en Scrase, I. y G. MacKerron (editores). 2009. *Energy for the Future – A New Agenda*. London, UK: Palgrave Macmillan.

SolarCity. 2016. A Pathway to the Distributed Grid. Disponible en: http://www.solarcity.com/sites/default/files/SolarCity_Distributed_Grid-021016.pdf

Sweeney, J. L. 1992. Economic Theory of Depletable Resources: An Introduction. En Kneese, A. y J. L.

Sweeney (eds.). 1992. *Handbook of Natural Resource and Energy Economics*. Volume 3. Chapter 17 pp. 759-854. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/handbook/handbook-of-natural-resource-and-energy-economics>

Sivaram, V. 2018. *Taming the Sun*. Cambridge, MA: The MIT Press.

Thakkar, A. "How Blockchain and Peer-to-Peer Energy Markets Could Make Distributed Energy Resources More Attractive." Duke University. Disponible en: <https://energy.duke.edu/sites/default/files/images/HowBlockchainandPeer-to-PeerEnergyMarketsCouldMakeDERsMoreAttractive%20%282%29%5B4%5D.pdf>

UPME. 2018. Registro de proyectos de generación de energía eléctrica. Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Registro-Incentivos-Certificaciones.aspx>

UPME. 2017. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf

UPME. 2016. Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_Expansion_GT_2015-2029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf

Valentierra, J. Cadena, A. 2017. Análisis de las implicaciones del uso de derivados en el mercado eléctrico colombiano. Trabajo de grado Ingeniería Eléctrica, Universidad de los Andes.

Vega, L. E. G. y O. G. D. Velasco. 2010. "Estimación y análisis de precios nodales como efecto de las restricciones de transmisión en el mercado mayorista de Colombia." *Ingeniería e Investigación* 30: 71-85. Disponible en:

<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=64316140006>

WEF. 2017. *The Future of Electricity – New Technologies Transforming the Grid Edge*. Ginebra, Suiza. Disponible en:

http://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Electricity_2017.pdf

Willems, B. 2005. "Cournot Competition, Financial Options Markets and Efficiency." Center for the Study of Energy Markets (CSEM). University of California Energy Institute (Berkeley). CSEM WP 139. Disponible en:

<http://ei.haas.berkeley.edu/research/papers/CSEM/csemwp139.pdf>

Wilson, R. 2002. "Architecture of power markets." *Econometrica* 70: 1299-1340. Disponible en:

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1111/1468-0262.00334>

Wolak, F. A. 2017. "Efficient Pricing: The Key to Unlocking Radical Innovation in the Electricity Sector." OECD. DAF/COMP/WP2(2017)4. Disponible en:

[https://one.oecd.org/document/DAF/COMP/WP2\(2017\)4/en/pdf](https://one.oecd.org/document/DAF/COMP/WP2(2017)4/en/pdf)

World Bank. 2017. *Energy Markets in Latin America – Emerging Disruptions and the Next Frontier*. Washington, D.C.: The World Bank. Forthcoming.

XM. 2018. Paratec. Disponible en:

<http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

Zambrano, C., Y. Olaya y J. D. Velásquez. 2014. "An agent-based simulation model for evaluating financial transmission rights in the Colombian electricity market." *IEEE Xplore Digital Library*, Disponible en:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/7019909/>

Zuckerman, J. et al. 2016. "Investing at Least a Trillion Dollars a Year in Clean Energy." Contributing paper for *Seizing the Global Opportunity: Partnerships for Better Growth and a Better Climate*. New Climate Economy, London and Washington, D.C. Disponible en:

<http://newclimateeconomy.report/misc/working-papers>

Apéndices

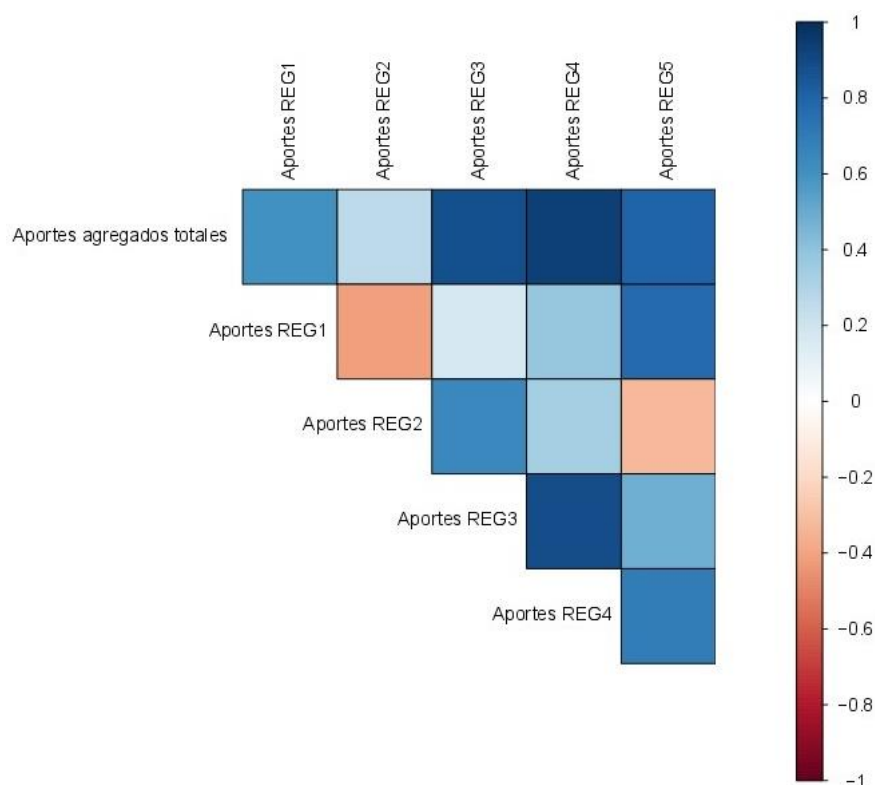
Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada

15 de octubre de 2018

APÉNDICE A. APORTES DE LAS FERNC AL PORTAFOLIO DE GENERACIÓN

A continuación, se presenta el análisis del equipo de la Universidad de los Andes para evaluar el impacto de la penetración de energías renovables en Colombia entregado al MME para el soporte técnico del Decreto 0570 de 2018²¹.

Figura A.1. Correlación de aportes hidrológicos de cinco regiones de Colombia



Fuente: elaboración del equipo de la Universidad de los Andes

²¹ El aporte a la memoria justificativa y una posterior presentación en el 2do Encuentro Internacional de Energías Renovables fueron desarrollados por Ángela Inés Cadena, Juan Benavides, José Lenin Morillo, Angélica Pedraza, Javier José González, Alejandro Piñeros, Javier Rodríguez, Ricardo Delgado, Mónica Espinosa y Miguel Velásquez. Los análisis de complementariedad fueron ajustados recientemente en Pedraza (2018).

La Figura A.1 presenta la correlación (Pearson) de las hidrologías de cinco regiones del país²², clasificadas según su patrón histórico. Los recuadros azules representan correlaciones positivas. La magnitud de la correlación se asocia a la intensidad del color. Los valores de $r \sim 1$ están en azul oscuro, y los valores cercanos a $r \sim 0$ en azul claro. Análogamente, los recuadros rojos representan correlaciones negativas (complementarias). Los valores de $r \sim -1$ están en rojo oscuro, y los valores cercanos a $r \sim 0$ en rojo claro.

La primera fila de la matriz muestra la correlación entre los aportes agregados de las plantas hídricas incluidas en el análisis y cada una de las regiones hídricas identificadas. Esta información se refiere a las correlaciones de los aportes y no de la operación de las hidroeléctricas del sistema de generación.

Las cinco regiones hídricas están positivamente correlacionadas con los aportes agregados del sistema nacional de generación (considerando únicamente plantas hídricas). Las cinco regiones hídricas tienen patrones climáticos similares. Esto aumenta la vulnerabilidad de la generación durante eventos del Fenómeno de El Niño. Los dos recuadros rojos mostrados en la imagen muestran complementariedad entre la región 1 y la región 2, y entre la región 5 y la región 2. Sin embargo, estas regiones no son complementarias con los aportes agregados totales.

Al incluir los aportes de las FERNC (eólica y solar) en los análisis de correlación y de impacto sobre el desempeño del portafolio de generación, se obtienen los siguientes resultados.

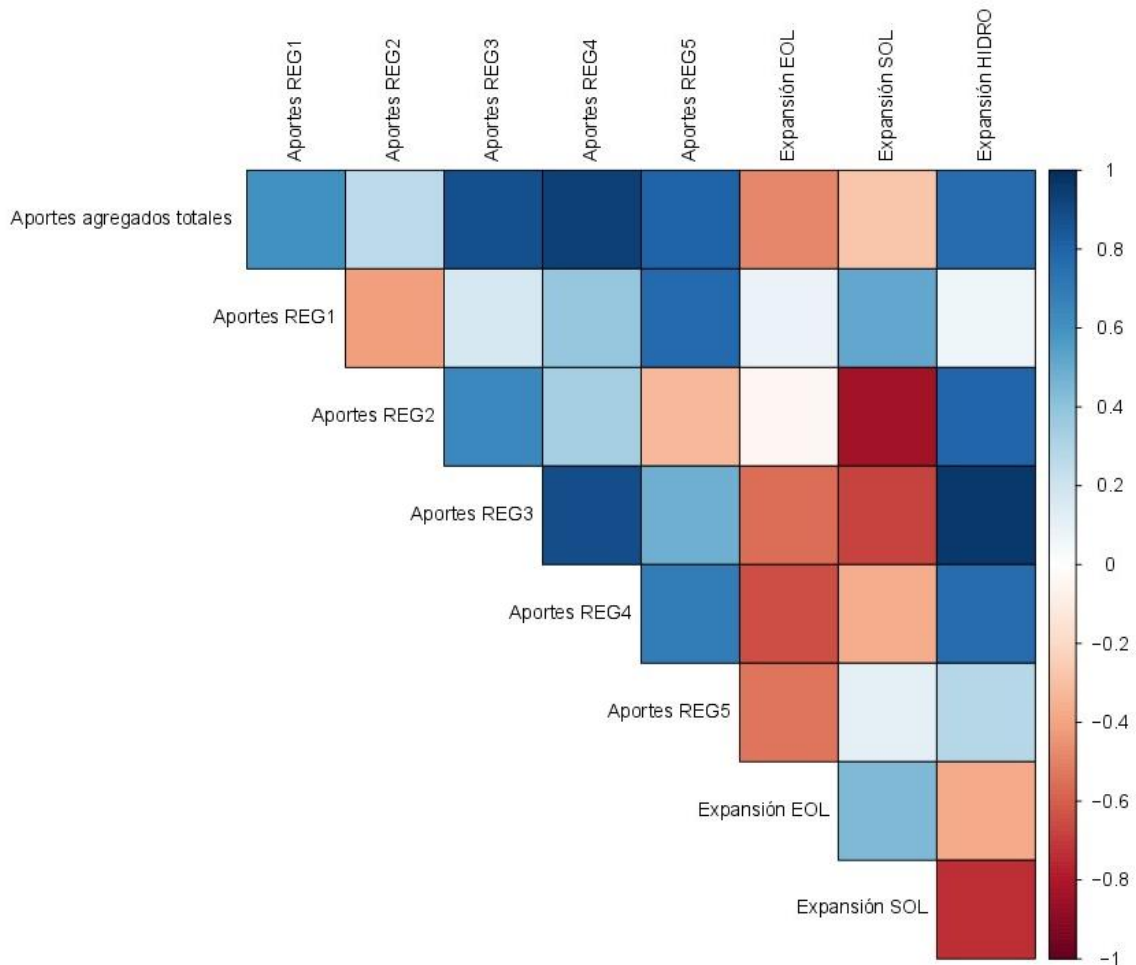
EL POTENCIAL EÓLICO Y SOLAR ESTÁ NEGATIVAMENTE CORRELACIONADO CON LOS APORTES A LAS HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES Y LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS PREVISTOS NO DISMINUYEN LA CORRELACIÓN POSITIVA CON EL PORTAFOLIO EXISTENTE

La Figura A.2 muestra las correlaciones entre las FERNC de la Región Caribe y los aportes agregados al portafolio total (primera fila) y entre parejas de recursos.²³ Los aportes de las tecnologías solar y eólica de la Región Caribe son complementarios con los del sistema, con mayor intensidad en tecnología solar que en tecnología eólica. La expansión hídrica se correlaciona positivamente con los aportes agregados del sistema.

²² 47 hidrologías del país son agrupadas en 5 regiones de acuerdo a sus patrones anuales. La capacidad instalada y las plantas principales de estas regiones son las siguientes: i). REG1: 4411MW, La Esmeralda, Guavio, Chivor, Betania, El Quimbo, ii). REG2: 1386MW, Albán, Salvajina, Miel I, Calima, iii). REG3: 4697MW, San Carlos, Guatapé, Nare, Tasajera, Porce II, Porce III, Hidroituango, iv). REG4: 924MW, Hidrosogamoso y v). REG5: 978MW, Urrá.

²³ La correlación entre los aportes agregados y los aportes de otras tecnologías se calculó con el patrón del recurso eólico y solar en la Región Caribe, donde se localiza el mayor potencial de desarrollo de FERNC.

Figura A.2. Correlación entre regiones hídricas y expansión solar, eólica e hídrica



Fuente: elaboración del equipo de la Universidad de los Andes

La Figura A.3 muestra los coeficientes de correlación hídrico-eólico con algunos clústers de generación en diferentes regiones. El recurso eólico presenta alta correlación negativa con los aportes de la Región Centro y la Región Centro-Occidente del país y disminuye respecto a los aportes en la Región Sur y la Región Sur-Oriental. La expansión solar y eólica se asumió instalada en la Región Caribe, de acuerdo con el interés expresado por un gran número de agentes.

Figura A.3. Correlación entre FERNC y clústers de generación hidroeléctrica



Cadena de generación	Coefficiente de correlación (Pearson)
Porce III	-0.79
Guatapé	-0.78
Miel I	-0.37
Chinchiná	-0.51
Chivor	-0.09
Embalses Cundinamarca	-0.25
Quimbo	0.04

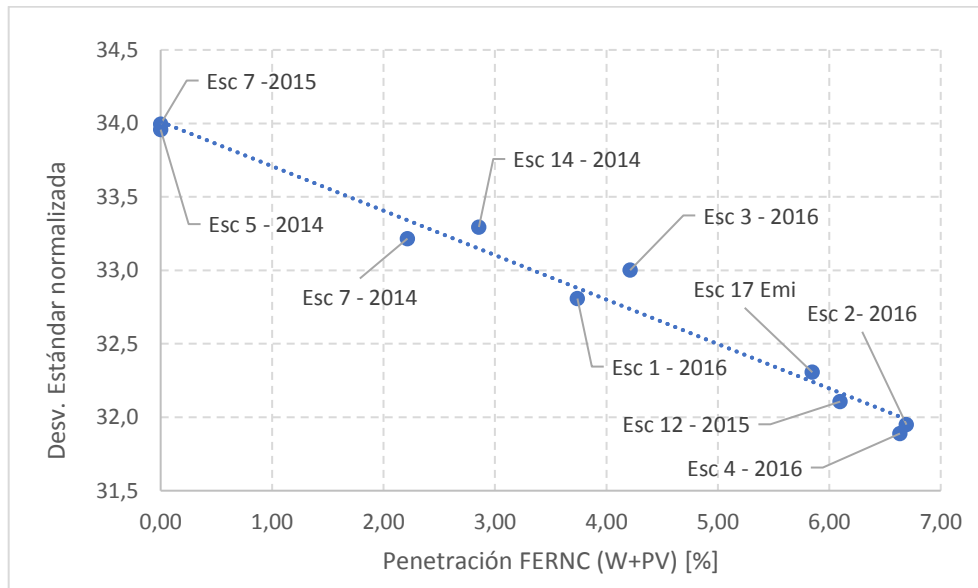
Fuente: elaboración del equipo de la Universidad de los Andes

LA VOLATILIDAD DE LA OFERTA TOTAL DISMINUYE CON LA PENETRACIÓN DE LAS FERNC EN TODOS LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DE UPME

La Figura A.4 presenta la desviación estándar, normalizada por la media, de las series de energía disponible en función de la penetración de las FERNC para nueve escenarios de expansión en generación diseñados por la UPME en los Planes de Expansión 2014-2028, 2015-2029 y 2016-2030.²⁴ Las mayores penetraciones de renovables presentan menores desviaciones estándar de los aportes energéticos del portafolio en los diferentes escenarios. Los mayores niveles de uso de las renovables disminuyen el riesgo sistémico del portafolio.

²⁴ En el ejercicio se usaron series de energía disponible mensual en el sistema interconectado a partir de las proyecciones de los aportes energéticos totales, con factores promedio de conversión para cada tecnología.

Figura A.4. Reducción de la volatilidad de la energía disponible a mayor penetración de las FERNC



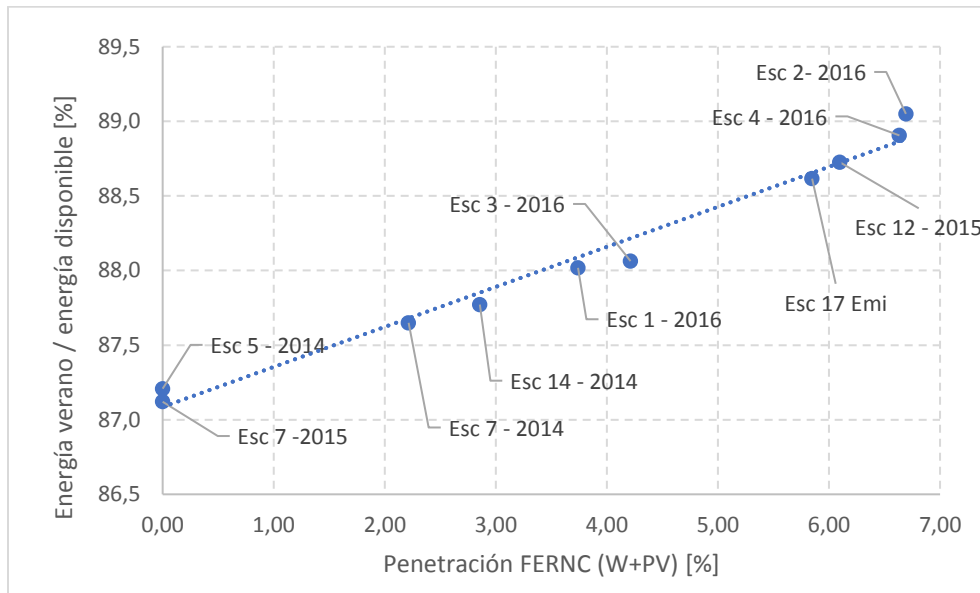
Fuente: elaboración del equipo de la Universidad de los Andes

LA ENERGÍA DISPONIBLE AUMENTA EN LOS PERÍODOS SECOS EN FUNCIÓN DE LA PENETRACIÓN DE LAS FERNC

La Figura A.5 muestra que la energía disponible como porcentaje de los aportes totales aumenta con la penetración de FERNC durante los meses de verano eléctrico, que se construye en el mismo contexto de la Figura A.4.²⁵

²⁵ Los meses de verano eléctrico van de diciembre a abril del siguiente año, que coinciden con los períodos en los que el sistema ha sufrido históricamente los efectos de gran sequía durante el Fenómeno de El Niño.

Figura A.5. Aumento de la energía disponible en verano en función de la penetración de las FERNC



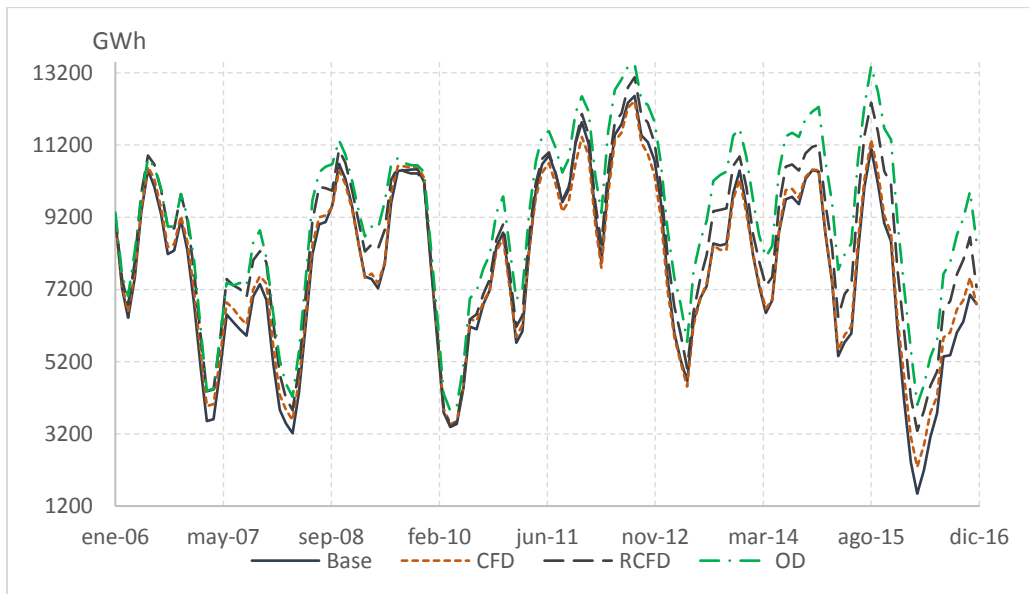
Fuente: elaboración del equipo de la Universidad de los Andes

LAS ENERGÍAS RENOVABLES TIENEN EFECTOS POSITIVOS EN EL MANEJO DEL EMBALSE AGREGADO, LOS PRECIOS Y LAS EMISIONES

Piñeros et al (2017) adelantaron un análisis retrospectivo del impacto de un parque de generación de 400 MW instalado en 2006 sobre el desempeño del portafolio de generación para el periodo 2006 – 2016. Se evaluaron los impactos sobre (i) el embalse agregado, (ii) el precio de la electricidad y (iii) las emisiones de CO₂. Se utilizaron dos metodologías, un despacho en orden de méritos (SMR) y el modelo de optimización dinámica de la operación bajo incertidumbre MPODE.

Se analizaron los casos de incremento del 100% de la demanda para compensar la capacidad añadida en 2006, (caso CFD), incremento de 50% (caso RCFD) y con la misma demanda (caso OD). La Figura A.6 presenta los efectos sobre el nivel del embalse agregado al contar con esta generación eólica.

Figura A.6. Nivel del embalse agregado con adición de 400 MW eólicos

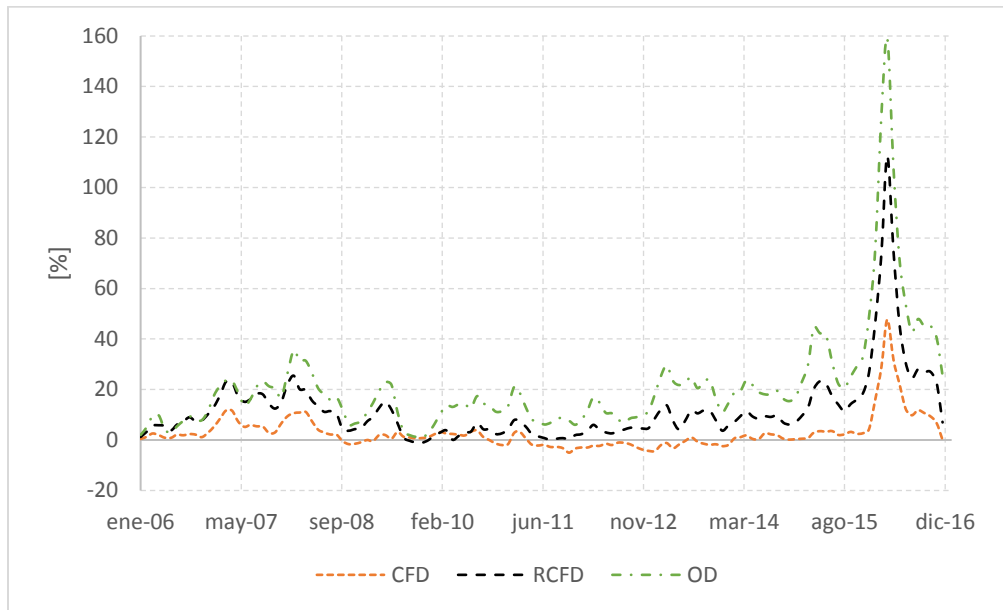


Fuente: Piñeros et al (2017)

La adición del parque eólico acumula energía en el embalse agregado, que aumenta al final del período de análisis (Fenómeno de El Niño). La máxima diferencia de adición de energía al embalse entre el caso base y el caso OD se presenta en noviembre de 2016 y equivale a 2,862 GWh, mientras que, en el período crítico de marzo de 2016, la diferencia fue de 2,456 GWh (correspondientes respectivamente al 17% y al 14% del volumen máximo útil reportado por XM).

La Figura A.7 presenta el incremento porcentual de energía almacenada en el embalse agregado para cada mes del análisis con respecto al caso base. Esta granularidad mensual facilita cuantificar el efecto de la complementariedad en el momento más crítico del Fenómeno del Niño 2015-2016. Se observa que la energía almacenada en el embalse agregado en ese período aumenta aproximadamente un 150% con respecto al caso sin parque eólico.

Figura A.7. Incremento porcentual de energía en el embalse agregado con adición de 400 MW



Fuente: Piñeros et al (2017)

Los aportes de las tecnologías renovables no convencionales a la energía firme en los períodos de máxima necesidad de energía se logran por la coincidencia temporal de embalses desocupados en la región central y alta producción no convencional en otras regiones. Esta externalidad reduce las necesidades de energía firme futuras.

Los incrementos en el nivel del embalse agregado generan reducciones de costos marginales (con el modelo MPODE) y precios (calculados reconstruyendo el despacho ideal con la metodología *Spot Market Reconstruction*). Las reducciones promedio se presentan en la Tabla A.1. En el escenario CFD, cuando la demanda se incrementó en su límite superior (correspondiente al factor de capacidad del parque) se encuentran reducciones en el costo marginal por un mejor uso del recurso hídrico.

Tabla A.1. Reducciones de precio de generación con un parque eólico de 400 MW

Metodología	Periodo de tiempo	OD [USD/MWh]	OD [%]	RCFD [USD/MWh]	RCFD [%]	CFD [USD/MWh]	CFD [%]
SMR	Análisis completo	2,05	2,52	1,04	1,28	0,00	0,00
	El Niño	3,57	2,31	2,02	1,31	2,02	1,31
MPODE	Análisis completo	1,90	3,34	1,06	1,86	0,30	0,53
	El Niño	2,35	3,36	0,87	1,24	0,41	0,58

Fuente: Piñeros et al (2017)

Las FERNC podrán eliminar algunas restricciones de la red entre el Centro y la Región Caribe, dependiendo del nivel de tensión al cual se conecten. El mayor porcentaje de proyectos FERNC inscritos (a octubre de 2017) se encuentran en las regiones Atlántico, Córdoba-Sucre, Bolívar, Santander y GCM (Guajira-Cesar-Magdalena). El 50% de las restricciones referenciadas por XM en 2016 se concentran en estas zonas.

Finalmente, Piñeros et al. (2017) calcula las siguientes reducciones de emisiones (toneladas de CO2 equivalente) por MWh originada por la producción eólica de la planta de 400 MW durante el período de análisis (Tabla A.2).

Tabla A.2. Reducciones de emisiones debidas al parque eólico de 400 MW en el período 2006-2016

Caso OD [tonCO2eq/MWh _w]	Caso RCFD [tonCO2eq/MWh _w]	Caso CFD [tonCO2eq/MWh _w]
0.171	0.115	0.058

Fuente: Piñeros et al (2017)

Estas emisiones calculadas para el despacho ideal son un 23% inferiores a las reales por la sustitución de generación fuera de mérito (térmica).

REFERENCIAS

Pedraza, A. 2018. Modelling complementarity among renewable energy resources for the Colombian case.

Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. 2018. Memoria Justificativa Proyecto “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015,

en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”. Disponible en:
https://www.minminas.gov.co/documents/10192/23963489/MEMORIA_JUSTIFICATIVA_1073_Decret_o+LP_V+2.0.pdf/7c7996e9-062e-403d-bd08-9f51fcb3edb5

Piñeros A., J. González, A. Cadena. 2017. Assessing the impact of a wind farm in the Colombian Power System. International Sustainable Development Research Society Conference (SIDRS), Bogota, Colombia, June 13 – 16, 2017.

APÉNDICE B. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS POR FERNC Y DER

DEFINICIONES

Los servicios complementarios (*ancillary services*) son servicios y funciones que brindan seguridad, calidad y eficiencia en el suministro de energía eléctrica. Dichos servicios se entregan al operador del sistema, que se encarga de garantizar la continuidad del servicio electricidad para los usuarios finales (Energy UK 2017).

La prestación de los servicios complementarios depende de las necesidades particulares del sistema, su topología de red, sus características tecnológicas, el nivel de regulación o desregulación, las exigencias de calidad y la competencia que existe entre los agentes. En Colombia, se entienden como servicios complementarios: la regulación primaria de frecuencia, la regulación secundaria de frecuencia (AGC), la regulación terciaria de frecuencia, el arranque autónomo, la generación de seguridad fuera de mérito y la regulación de tensión mediante gestión de reactivos.

A la fecha, no se han regulado los servicios de regulación terciaria, arranque autónomo y generación de reactivos. Los generadores que están en capacidad de prestar el servicio de AGC no ofrecen contratos a los generadores que no tienen la capacidad de prestarlo pero que deben responder por el mismo comercialmente (Cadena et al 2017). A continuación, se discuten las características de los principales servicios complementarios

REGULACIÓN DE FRECUENCIA

La regulación de frecuencia está directamente relacionada con la respuesta de los generadores ante desbalances entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida en las unidades de generación. Estos desbalances se compensan con variaciones en la velocidad de giro de las unidades sincronizadas en la red. Dependiendo del tipo de desbalance y del tiempo de respuesta, se puede clasificar el tipo de regulación como primaria, secundaria o terciaria.

Cuando los tiempos de reacción están entre los 2 y los 20 segundos, se hace referencia al servicio de regulación primaria de frecuencia. En Colombia se regula mediante resolución CREG 023 de 2001, y establece que todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada.

La regulación secundaria opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Este servicio está reglamentado mediante resoluciones CREG 025 DE 1995, CREG 198 de 1997, CREG 064 de 2000, CREG 051 de 2009 y CREG 027 de 2016, en donde se establece la obligatoriedad en la prestación del servicio para todo generador despachado centralmente.

El control terciario opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía. Su operación se basa en el despacho de dos tipos de reserva: reserva rodante y reserva fuera de línea. La primera hace referencia a los recursos que se

encuentran sincronizados y pueden ser utilizados para subir o bajar generación. La segunda está conformada por las unidades de generación que no están sincronizadas, pero que se encuentran listas para entrar en operación.

El control primario de frecuencia utiliza los generadores conectados y sincronizados con el Sistema Interconectado Nacional SIN para actuar a nivel local. Los controles secundario y terciario se efectúan de forma centralizada, independiente del lugar en donde la perturbación tiene lugar y sólo entran a operar aquellas plantas que proporcionan este servicio de forma coordinada y supervisada por el operador del sistema (Carvajal 2013).

ARRANQUE AUTÓNOMO

El servicio de arranque autónomo o *black start* se refiere a la capacidad de las unidades para reestablecer el sistema, es decir, realizar el proceso de entrada en operación sin necesidad de una red de transmisión o distribución externa. Este servicio es indispensable para garantizar la restauración de la red ante eventos de *blackout*. Las reglamentaciones sobre este procedimiento están contenidas en las resoluciones CREG 025 de 1995, que determina las acciones, y la CREG 080 que define las funciones del Centro Nacional de Despacho CND.

GENERACIÓN DE SEGURIDAD FUERA DE MÉRITO

La generación fuera de mérito es la producción forzada que se requiere debido a restricciones eléctricas u operativas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), cuyo precio de oferta es superior al precio *spot*.

GENERACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

La energía reactiva es esencial para el funcionamiento de los equipos conectados a la red eléctrica. Los balances de reactivos se realizan generalmente en los centros de generación, mediante el uso de reguladores automáticos de tensión AVR, que permiten generar o absorber potencia reactiva de acuerdo con las necesidades de la red. En el caso de la generación fotovoltaica, el servicio de control de energía reactiva puede suministrarse mediante la utilización de inversores inteligentes (Hoke y Maksimovic 2013).

En cuanto a la relación entre energía reactiva y el soporte de tensión, la CREG ha fijado las siguientes normas: Código de Redes (Res. 025 de 1995) en donde se definen los criterios para la planeación y la operación; Código de Distribución (Res. 070 de 1998) que determina el estándar de calidad para el suministro de potencia; Res. 080 de 1999 que establece las obligaciones en cuanto a planeación, supervisión, control y coordinación; Res 062 de 2000, 063 de 2000 y 014 de 2004 establecieron las metodologías para la identificación y clasificación de restricciones ocasionadas por requerimientos de soporte de tensión, entre otros (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

FLEXIBILIDAD Y FERNC

La operación no optimizada de FERNC puede afectar la estabilidad de la red por su intermitencia. Al tiempo, las FERNC pueden ofrecer servicios complementarios que ayudan a

garantizar la estabilidad de la red y la calidad en la prestación del servicio, si se optimizan por un agregador o planta virtual.

Las fluctuaciones en la red se deben a desbalances entre la energía generada y la energía consumida. Una forma de reducir estas fluctuaciones es incrementar la capacidad de modificar los patrones de consumo y generación de los agentes, lo cual se conoce como flexibilidad. Milligan, Frew y Zhou (2015) plantean que la flexibilidad del sistema es el principal atributo que permite una alta penetración de renovables. OFGEM define la flexibilidad como la capacidad de modificar los patrones de generación o consumo como respuesta a una señal externa (tal como un cambio en el precio) para proveer un servicio dentro del sistema de energía.

La flexibilidad ocupará un papel cada vez más importante en el mercado de energía y servicios auxiliares. Su implementación requiere evaluar los requerimientos de la red y cuantificar las necesidades de flexibilidad del sistema, teniendo en cuenta el suministro de energía a partir de fuentes de generación variable. Esta evaluación necesita un conjunto de datos de alta calidad y con buena resolución espacial y temporal. Los análisis estadísticos en las series de datos de demanda neta ayudan a evaluar múltiples escenarios de desarrollo renovable, tiempos de implementación, combinación de energía eólica y solar, escenarios alternativos de demanda y muchos otros.

Una forma sencilla de caracterizar los recursos flexibles es comparar los datos correspondientes a generación y los recursos del lado de la demanda, con los datos de necesidades de flexibilidad. Los datos que se deben comparar incluyen las características de generación, niveles de generación mínima y rampas de incremento; y fuentes existentes alternativas de flexibilidad, tales como perfiles de respuesta a la demanda.

Alternativa, pero más complejamente, los recursos flexibles se pueden estimar con herramientas *software* que simule la totalidad de la red (como desarrolla el NREL). Estas herramientas se conocen como modelos de “costo de producción” y modelos de “unidades comprometidas según restricciones de seguridad y despacho económico,”. Plexos, GE-MAPS, Gridview y Pro-Mod son ejemplos del *software* que puede realizar este tipo de simulaciones.

Si después de evaluar la flexibilidad existente en el sistema se encuentra que es insuficiente, se pueden tomar las medidas adicionales (Milligan 2015):

INCREMENTAR EL TAMAÑO DE LAS ÁREAS DE BALANCE

Para ello se requieren interconexiones físicas entre regiones adyacentes mediante redes de transmisión mejoradas. Una forma alternativa de conseguir algunos de los beneficios que trae esta consolidación operacional, sin la necesidad de interconexiones físicas incluyen: programación dinámica, programación intra-áreas de balance con pasos de tiempo sub-horarios, u otros conceptos de despacho económico de área amplia. La disponibilidad de áreas de balance más extensas facilita el acceso a un mayor conjunto de reservas y una mayor diversidad de carga y generación.

ACCESO A MERCADOS VECINOS

Esta medida se puede catalogar como física e institucional, debido a que requiere conexiones a través de redes de transmisión y mecanismos institucionales que permitan coordinar la operación de esas líneas y los mercados que conectan. Esta coordinación puede darse a través de programación dinámica, o permitiendo que los horarios de intercambio cambien en pasos de tiempo relativamente cortos. El construir nuevas líneas permite compartir recursos de generación entre múltiples áreas, reduciendo de esta manera la capacidad total requerida entre todas las regiones interconectadas.

MERCADOS RÁPIDOS DE ENERGÍA

Los despachos horarios que se realizan actualmente bloquean la flexibilidad física disponible en el sistema. Una medida institucional que permite desbloquear esta flexibilidad es reducir estos tiempos operacionales, lo que reduce los requerimientos de reserva rodante y suplementaria, tanto para frecuencia como para magnitud, debido a la programación más rápida y a que el despacho puede seguir las condiciones actuales del sistema de manera más precisa.

DISEÑO MEJORADO DE LOS MERCADOS

Los mercados deben ‘personalizar’ el diseño del mercado de acuerdo con las tecnologías, agentes, procedimientos y recursos específicos de cada mercado específico. El mercado norteamericano plantea cuatro principios básicos para este propósito: áreas de balance extendidas, mercados rápidos, mercados neutrales a los recursos y mercados basados en desempeño. Los dos primeros ya se explicaron. Los mercados neutrales a los recursos se refieren a que todos los recursos, sin importar la tecnología, deberían competir por el suministro de servicios complementarios en igualdad de condiciones. Los mercados basados en desempeño buscan garantizar consistencia entre los pagos y el desempeño de los agentes. Este principio aplica tanto para generadores, como para consumidores, demanda o respuesta a la demanda.

RESPUESTA DE LA DEMANDA

Esta medida requiere la existencia de cargas desconectables e incentivos que induzcan las respuestas requeridas. La respuesta de la demanda tiene el potencial para suministrar capacidad de balance en múltiples escalas de tiempo, desde segundos, hasta meses, ofreciendo energía, capacidad y servicios auxiliares.

RECORTES ESTRATÉGICOS EN LA GENERACIÓN A PARTIR DE RENOVABLES

Los recortes de generación variable cuando hay un excedente en generación en el sistema requieren la existencia de precios negativos. Los recortes no planeados se presentan debido a congestión en las redes de transmisión o falta de acceso a la infraestructura de transmisión, o en algunas ocasiones, debido a exceso de generación durante periodos de poca demanda. Usualmente, las plantas de generación variables más costosas se recortan primero para aliviar

la congestión del sistema, o para mantener el balance. Algunas plantas de generación variables recortada se pueden ser utilizadas para suministrar servicios auxiliares.

NUEVOS SERVICIOS AUXILIARES

Esta medida institucional plantea convertir la flexibilidad en un nuevo servicio complementario. Actualmente se investiga la efectividad de esta medida en algunos mercados estadounidenses, en donde el servicio ha sido denominado “FlexiRamp”. Por ejemplo, el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) ha incluido una restricción de flexibilidad en su mecanismo de vaciado de mercado, la cual garantiza disponibilidad en capacidad y en el proceso de despacho en tiempo real.

FLEXIBILIDAD A PARTIR DE UNIDADES CONVENCIONALES DE GENERACIÓN

Las unidades generadoras convencionales (turbinas de combustión de carbón o gas natural) con capacidad de entrar y salir de operación, y generar a una menor capacidad para compensar los cambios en la generación debidos a la generación variable son otra fuente importante de flexibilidad física.

ALMACENAMIENTO

Esta opción de flexibilidad física responde al tipo de tecnología de almacenamiento. Los tiempos de descarga (desde fracciones de segundo hasta minutos) determinan el uso de los dispositivos para estabilización de transitorios, regulación de frecuencia y otros servicios auxiliares para mantener los niveles de voltaje y frecuencia dentro los límites permitidos. Estas tecnologías incluyen volantes de inercia, super capacitores y algunos tipos de baterías que ofrecen pequeña capacidad. Por otro lado, tecnologías que ofrecen mayor capacidad, tales como almacenamiento de energía mediante aire comprimido o plantas hidráulicas de bombeo, son útiles para realizar balances en escalas de tiempos más largas.

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS A PARTIR DE DER

La capacidad de los DER para ofrecer servicios complementarios depende de la flexibilidad de las cargas que alimentan, la disponibilidad del recurso a partir del cual generan energía y del esquema de agregación. La contribución de cada prosumidor se puede coordinar desde el lado de la oferta o desde del lado de la demanda. En el lado de la oferta se pueden ofrecer servicios a partir de la variación de la energía activa o reactiva generadas; mientras que por el lado de la demanda se pueden impulsar programas de gestión que incentiven a los usuarios a modificar sus patrones de consumo a cambio de beneficios económicos.

Tanto del lado de la oferta, como del lado de la demanda, los dispositivos de almacenamiento de energía, principalmente las baterías de iones de litio facilitan la participación de los DER en el mercado de servicios complementarios. El principal potencial de las baterías radica en su rápido tiempo de respuesta y su habilidad para cargarse y descargarse eficientemente. Adicionalmente, el aumento de la capacidad de almacenamiento en baterías de ión Litio, mejoras en su seguridad y reducciones en su precio las convierte en una opción que proveería

servicios complementarios en pequeña, mediana y gran escala. (Tait 2017). A pequeña escala se pueden utilizar por los usuarios finales para participar en programas de respuesta a la demanda, a mediana escala pueden ofrecer servicios a agentes agregadores, y a gran escala pueden utilizarse como parte de plantas virtuales de energía (VPP).

El mejor ejemplo del uso de baterías para implementar VPP se desarrolla en Australia. En el sur de este país, con el respaldo de Tesla, se ha empezado a construir la que sería la planta virtual más grande del mundo, agregando en los próximos 4 años, unos 50,000 hogares provistos con paneles solares. Esto resultaría en la creación de una VPP de 250 MW. De acuerdo con el gobierno sur australiano, esta planta podría proveer el 20% del consumo promedio diario. El proyecto piloto conecta actualmente 1,100 hogares con capacidad de generación de 5 kW mediante paneles fotovoltaicos y almacenamiento con baterías Tesla con capacidad de 13.5 kWh (Government of South Australia).

Los programas tradicionales de respuesta a la demanda se enfocan en deslastes de carga, manejo de picos de carga y respuesta a la demanda ante señales de precios. Estos programas se diferencian de los programas de gestión de la demanda para servicios complementarios porque estos últimos tienen requerimientos técnicos más exigentes de velocidad y precisión, y el término de energía es pequeño en relación a la capacidad. Las frecuencias y los tiempos de uso de los servicios complementarios difieren de los que aplican en los deslastes de carga tradicionales. Según Ma et al (2013), mientras los programas de deslastre de carga de emergencia y económica generalmente se limitan a 10-15 llamadas por año, cada una con una duración de 4 a 8 horas, las reservas de contingencia se implementan cada dos días, pero la duración promedio es de 10 minutos y pocas veces mayor a 30 minutos.

Teniendo en cuenta estos tiempos, los clientes minoristas pueden orientarse hacia los programas que ofrecen este tipo de servicio, ya que generalmente encuentran las reducciones frecuentes y breves más aceptables que aquellas poco frecuentes, pero más prolongadas. Sin embargo, cuando se trata de servicios de regulación y seguimiento de carga, en los que los tiempos de acción son más rápidos y la frecuencia de utilización es horaria, muchos clientes están limitados para prestar estos servicios,

Un desafío para la oferta de servicios complementarios por DER mediante programas de gestión a la demanda es que, tradicionalmente, estos servicios se han suministrado exclusivamente por los generadores, por la que los mecanismos de adquisición están diseñados para este tipo de proveedores. La oferta de servicios complementarios mediante gestión de la demanda y DER exige modificar el marco regulatorio.

Más allá de los retos de diseño e implementación de un mercado de servicios complementarios, su ausencia en el mercado eléctrico colombiano es una oportunidad para incorporar, desde su creación, los recursos de generación distribuida y los programas de gestión de la demanda. Su diseño debe estar orientado a una estructura de mercado descentralizada, en la que los balances en la red se realizan a nivel local por parte del DSO y los servicios de agregación son ofrecidos por el comercializador.

REFERENCIAS

Cadena, A., C. Chahín, J. Benavides y L. Betancuar. 2017. "Propuestas de reforma del mercado eléctrico colombiano." Trabajo financiado por el BID para el Ministerio de Minas y Energía.

Carvajal, S. 2013. Análisis de servicios complementarios en sistemas de potencia eléctricos en ambientes de mercados. Universidad Nacional de Colombia. Manizales. Disponible en:

<http://bdigital.unal.edu.co/11863/1/7907502.2013.pdf>

Comisión de Regulación de Energía y Gas. 2010. Gestión del flujo de Potencia Reactiva. Disponible en:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/\\$FILE/CIRCULAR087-2010%20Anexo2.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/$FILE/CIRCULAR087-2010%20Anexo2.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas. 2018. Consultoría para el análisis de los servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional SIN. Términos de referencia. Disponible en:

<https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.374519&isFromPublicArea=True&isModal=False>

Energy UK. 2017. Ancillary Services Report. Disponible en:

<https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=6138>

Government of South Australia. (s.f.). South Australia's virtual power plant. Government of South Australia Energy Plan. Disponible en:

<http://ourenergyplan.sa.gov.au/virtual-power-plant>

Hoke, A., & Maksimović, D. 2013. Active Power Control of Photovoltaic Power Systems. University of Colorado. Boulder, USA.: 1st IEEE Conference on Technologies for Sustainability

Ma, O., Alkadi, N., Cappers, P., Denholm, P., Dudley, J., Goli, S. O'Malley, M. 2013. Demand Response for Ancillary Services. IEEE Transactions on Smart Grid, 4

Mengelkamp, E., Gärttner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L., & Weinhardt, C. 2018. Designing microgrid energy markets A case study: The Brooklyn microgrid. Applied Energy, 870-880. Disponible en:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191730805X>

Milligan, M., Frew, B., & Zhou, E. 2015. Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration. National Renewable Energy Laboratory. Disponible en:

<https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64864.pdf>

Modern Market Intelligence. 2016. FERC lets DER aggregate into Cal-ISO markets. Power Markets Today. Disponible en:

<https://www.powermarketstoday.com/public/FERC-lets-DER-aggregate-into-CalISO-markets.cfm>

Northwest Power and Conservation Council. (s.f.). Sixth Northwest Conservation and Electric Power Plan. Chapter 5: Demand Response. Disponible en:

https://www.nwcouncil.org/sites/default/files/SixthPowerPlan_Ch5_3.pdf

Office of Gas and Electricity Markets. (s.f.). Electricity system flexibility. Disponible en:

<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/retail-market/market-review-and-reform/smarter-markets-programme/electricity-system-flexibility>

Scottmadden Management Consultants. 2016. FERC Approves Aggregated DER in CAISO's Energy and Ancillary Markets. Disponible en:

<https://www.scottmadden.com/insight/ferc-approves-aggregated-der-caisos-energy-ancillary-markets/>

Taft, J. 2016. Architectural Basis for Highly Distributed Transactive Power Grids: Frameworks, Networks, and Grid Code. Pacific Northwest. Disponible en:
https://gridarchitecture.pnnl.gov/media/advanced/Architectural%20Basis%20for%20Highly%20Distributed%20Transactive%20Power%20Grids_final.pdf

Taft, J., Kristov, L., & De Martini, P. 2016. A Tale of Two Visions: Designing a Decentralized Transactive Electric System. IEEE Power and Energy Magazine, 63-69.

Tait, D. 2017. Battery Storage and Ancillary Services. Disponible en:

<https://alcse.org/battery-storage-ancillary-services/>

APÉNDICE C. MODELO DE COMPETENCIA EN GENERACIÓN CON CONTRATOS

DERIVACIÓN DEL MODELO

Para evaluar el efecto de un mercado de contratos estandarizados en presencia de renovables, se adapta el modelo de competencia Cournot en mercados eléctricos de Acemoglu et al (2017) al caso de Colombia. La sencillez del modelo permite calcular las diferencias en precios de equilibrio del mercado en presencia y ausencia de contratos, distintos niveles de penetración renovable y condiciones de diversificación variable.

Se asume una función de demanda inversa lineal:

$$p = \alpha - \beta \left(R + \sum_{i=1}^N q_i \right)$$

Donde p es el precio ($\frac{\$}{MWh}$), q_i son las cantidades generadas por cada uno de los N agentes (MWh) y R la penetración renovable (MWh). α y β son constantes que permiten ajustar la función inversa de demanda a condiciones de demanda mínima y máxima. En el primer caso, para un precio igual a α la demanda será cero. En el segundo caso, para un precio igual a cero la demanda será $\frac{\alpha}{\beta}$.

La principal diferencia de las energías renovables con las tecnologías convencionales de generación dentro del modelo es su despachabilidad. Se asume que ningún agente podría tomar decisiones estratégicas con respecto a las ofertas que realizaría en el mercado ni contratarlas en un mercado líquido. Esta aproximación es válida solo para algunas tecnologías renovables, entre ellas solar fotovoltaica y eólica.

El beneficio neto del agente i se define como Π_i . Estos beneficios son iguales a los ingresos provenientes de venta de energía menos sus costos de producción. Adicionalmente, cada agente posee una fracción de renovables, sin costos de producción, equivalente a $\frac{\delta R}{n}$. El porcentaje de diversificación δ , $0 \leq \delta \leq 1$, representa la penetración de renovables en manos de agentes que también poseen plantas convencionales. Con estas consideraciones, y definiendo γ como los costos de producción uniformes, el beneficio neto se define como:

$$\Pi_i = p \left(q_i + \frac{\delta R}{n} \right) - \gamma q_i$$

En el modelo de competencia Cournot, cada uno de los agentes maximiza su beneficio neto controlando las cantidades que genera en el mercado. Por tanto, el equilibrio de Nash del sistema se encuentra cuando los beneficios marginales para todos los agentes son iguales a cero ($\frac{\partial \Pi_i}{\partial q_i} = 0$).

Es decir, ninguno de los agentes participantes aumentaría su beneficio neto al cambiar su producción. Resolviendo este sistema para todos los agentes se llega a una expresión que representa las cantidades generadas en el equilibrio²⁶:

$$q_i^* = \frac{n\alpha - n\gamma - nR\beta - \delta R\beta}{(n^2 + n)\beta}$$

Para disponer de una mejor representación del mercado eléctrico colombiano se realizan dos modificaciones al modelo original. El primer cambio consiste en incluir tecnologías de generación diferenciadas por sus costos y se emulan condiciones de escasez hídrica, recurrentes en el país debido al Fenómeno de El Niño. De acuerdo con esto, el beneficio neto de cada agente está dado por:

$$\Pi_i = \left(q_i + \frac{\delta R}{n} \right) \left(\alpha - \beta \left(R + \sum_{i=1}^n q_i \right) \right) - c_i q_i$$

A partir de las condiciones de primer orden se encuentra una expresión para las cantidades generadas en equilibrio:

$$q_i^* = \frac{n\alpha - n^2 c_i + n \sum_{j \neq i}^n c_j - nR\beta - \delta R\beta}{(n^2 + n)\beta}$$

La segunda modificación consiste en permitir una repartición diferenciada de la penetración renovable. En este caso, δ_i representa la fracción del total de renovables que posee el agente i . De acuerdo con esto, el beneficio neto estaría dado por:

$$\Pi_i = (q_i + \delta_i R) \left(\alpha - \beta \left(R + \sum_{i=1}^n q_i \right) \right) - c_i q_i$$

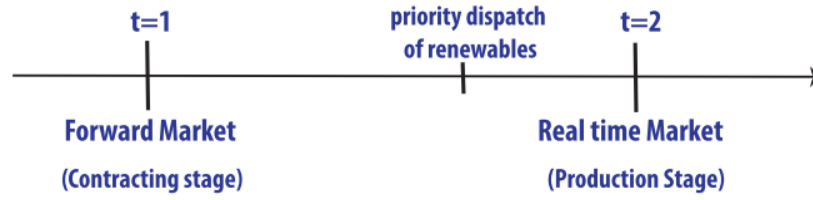
La siguiente expresión presenta las cantidades generadas en equilibrio como función de los costos y la participación de renovables entre agentes:

$$q_i^* = \frac{\alpha - n c_i + \sum_{j \neq i}^n c_j - R\beta - nR\beta\delta_i + R\beta \sum_{j \neq i}^n \delta_j}{n\beta}$$

La formulación del modelo de competencia Cournot en presencia de un mercado de contratos y costos diferenciados por agentes requiere definir dos etapas, contratación y producción, como se presenta en la Figura C.1. En la primera etapa los agentes definen las cantidades contratadas mientras que en la segunda etapa se ejecuta el compromiso y se obtiene el precio spot a partir de las cantidades totales. A este precio se transan la generación que no fue contratada en la primera fase.

²⁶ Sumando la producción de todos los agentes es posible encontrar la demanda y el precio en el equilibrio.

FIGURA C.1. ETAPAS DE CONTRATACIÓN Y PRODUCCIÓN ELÉCTRICA



Fuente: Acemoglu et al (2017)

En el periodo de contratación, el beneficio Π_i^c depende de las cantidades, producidas y contratadas, y del precio spot y el precio forward. Una expresión análoga de beneficios se puede plantear para el periodo de producción, definida como Π_i^p . Por condición de no-arbitraje, el precio *spot* y el precio *forward* son iguales, $p^F = p$. Los beneficios en cada etapa son:

$$\Pi_i^c = \left(q_i + \frac{\delta R}{n} - qF_i \right) \left(\alpha - \beta \left(R + \sum_{i=1}^n q_i \right) \right) + qF_i p^F - c_i q_i$$

$$\Pi_i^p = \left(q_i + \frac{\delta R}{n} \right) \left(\alpha - \beta \left(R + \sum_{i=1}^n q_i \right) \right) - c_i q_i$$

Para encontrar el equilibrio perfecto de subjuego, primero se resuelve la condición de primer orden para el periodo de contratación, $\frac{\partial \Pi_i^c}{\partial q_i} = 0$. Esto permite encontrar una expresión de las cantidades en equilibrio, las cuales dependen de las cantidades contratadas q_i (qF_i). Posteriormente se resuelve en el periodo de producción la condición de primer orden, pero con respecto a las cantidades contratadas, $\frac{\partial \Pi_i^p}{\partial qF_i} = 0$.

Las expresiones de las cantidades totales y contratadas en este equilibrio son:

$$q_i^* = \frac{n^2 \alpha - n^2 (n^2 - n + 1) c_i + n^3 \sum_{j \neq i}^n c_j - n^2 R \beta - \delta R \beta}{(n^3 + n) \beta}$$

$$qF_i^* = \frac{(n - 1) (\alpha - (n^2 - n + 1) c_i + n \sum_{j \neq i}^n c_j - R \beta - \delta R \beta)}{(n^2 + 1) \beta}$$

Como en el modelo sin contratos, se incluye la participación diferenciada de los agentes en la totalidad de penetración renovable. Las funciones de beneficio de ambas etapas son:

$$\Pi_i^c = (q_i + \delta_i R - qF_i) \left(\alpha - \beta \left(R + \sum_{i=1}^n q_i \right) \right) + qF_i p^F - c_i q_i$$

$$\Pi_i^p = (q_i + \delta_i R) \left(\alpha - \beta \left(R + \sum_{i=1}^n q_i \right) \right) - c_i q_i$$

Siguiendo el mismo proceso descrito para el sistema de contratos con costos diferenciados, se llega a una expresión para las cantidades producidas y contratadas en el equilibrio:

$$q_i^* = \frac{n^2 \alpha - n^2(n^2 - n + 1)c_i + n^3 \sum_{j \neq i}^n c_j - n^2 R \beta - (n^2 - n + 1)\delta_i + n \sum_{j \neq i}^n \delta_j}{(n^3 + n)\beta}$$

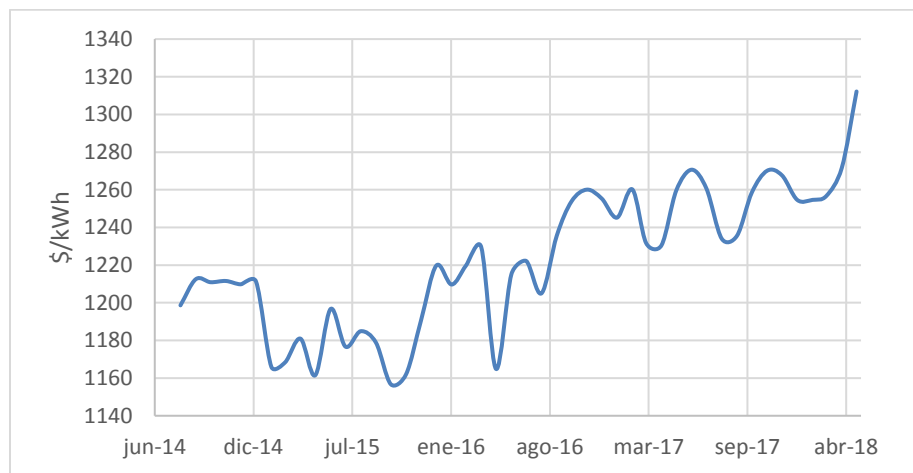
$$q_i^{F^*} = \frac{(n-1)(\alpha - (n^2 - n + 1)c_i + n \sum_{j \neq i}^n c_j - R\beta - R\beta \sum_{j=1}^n \delta_j)}{(n^2 + 1)\beta}$$

CALIBRACIÓN DEL MODELO AL CASO COLOMBIANO

Los parámetros de la función inversa de demanda, α y β , dependen de las condiciones de demanda mínima (precio máximo) y máxima en el sistema (precio igual a cero). La primera condición se trata en la regulación existente con la metodología de cálculo del costo incremental operativo de racionamiento. El precio umbral de dicha metodología, llamado primer escalón de racionamiento se utiliza para declarar racionamientos programados una vez el precio *spot* lo supera por un periodo determinado.

La Figura C.2 muestra la evolución del primer escalón de racionamiento para los últimos cuatro años, cuyo promedio es igual a 1,222.7 \$/kWh.

Figura C.2. Valores del primer escalón de racionamiento

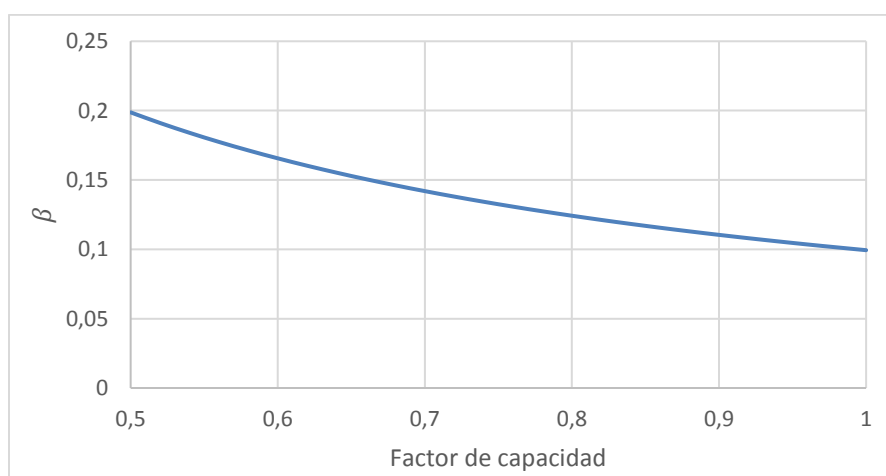


Fuente: UPME (2018A)

Aunque históricamente el precio de bolsa ha superado el primer escalón de racionamiento, el Precio de Escasez y la Energía Firme contratada en el Cargo por Confiabilidad actúan como un techo efectivo en el mercado spot.

Con el parámetro α definido, se ajusta el parámetro β estimando la producción mensual del parque de generación instalado para un determinado factor de capacidad. Colombia cuenta actualmente con 16,864.9 MW instalados a la fecha, que estarían en capacidad de producir un máximo de 12,304.7 GWh-mes para un factor de capacidad unitario.²⁷ Este monto representaría la demanda máxima del sistema, resultando en un parámetro β igual a 0.0994 (nuevamente asumiendo α igual a 1222.7 \$/kWh). La Figura C.3 muestra valores para el parámetro β para distintos factores de capacidad del parque de generación actual. Teniendo en cuenta que la demanda máxima mensual histórica del sistema equivale a aproximadamente 6,000 GWh-mes, los factores de capacidad entre 0.6 y 0.7 son razonables para ajustar la curva inversa de demanda. Para estos casos, el valor de β oscilaría entre 0.14 y 0.16. Este último valor será el seleccionado para el análisis en el caso colombiano.

Figura C.3. Parámetros β para distintos factores de capacidad



Fuente: elaboración propia

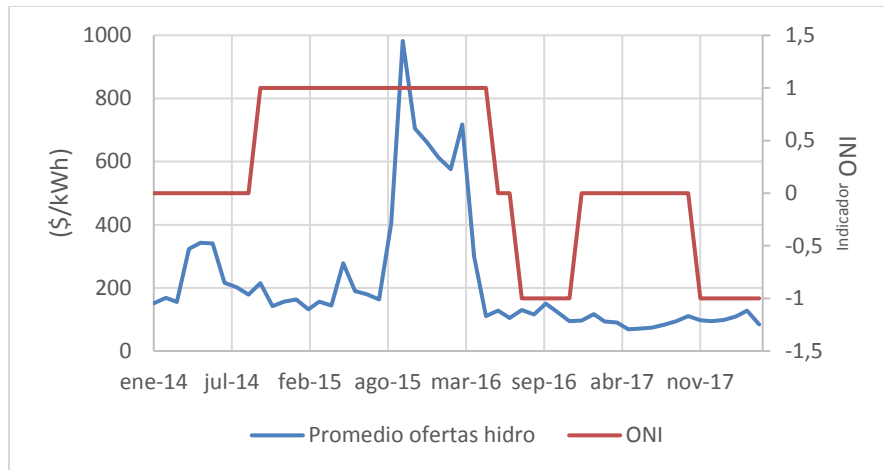
Para simplificar el análisis, se asume que en el sistema colombiano participarán dos tipos de agentes: hídricos y térmicos. Adicionalmente, debido a restricciones propias del modelo no es posible incluir agentes con portafolios de generación hidro-térmicos, lo cual es una característica recurrente en el país.

Para caracterizar los costos de producción de las tecnologías existentes se toman las ofertas históricas realizadas al mercado *spot*. Esta es una suposición discutible, pues los precios ofertados difieren de los costos de producción reales. Es tolerable porque el objetivo es examinar los porcentajes de reducción de precios por competencia, y no pronosticar valores en nivel.

²⁷ Ignorando restricciones técnicas del sistema y de las tecnologías de generación.

La Figura C.4 muestra las ofertas de costos de seis hidroeléctricas con embalse.²⁸ Al tiempo, se presenta el indicador ONI saturado.²⁹ Las ofertas promedio para los periodos normales y de escasez hídrica fueron de 140 y 350 \$/kWh respectivamente. Esta diferencia afecta las cantidades producidas por estas tecnologías en el equilibrio.

Figura C.4. Promedio ofertas plantas hidroeléctricas e indicador ONI



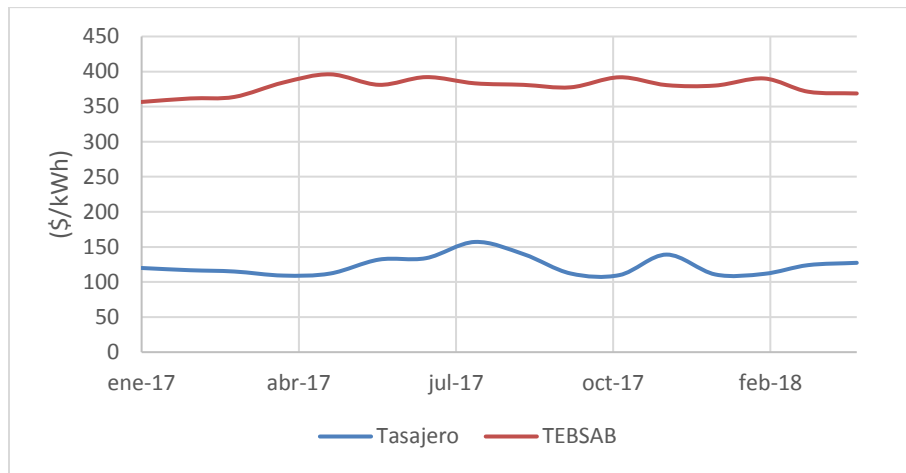
Fuente: elaboración propia con información de XM y (Center 2018)

La Figura C.5 muestra los precios de oferta del último año para las plantas térmicas más eficientes del sistema: Tasajero (carbón) y Tebsa B (gas natural). El precio de oferta de ambas plantas es estable para el periodo de análisis. Para simplificar el ejercicio se obtiene el promedio de las ofertas de estas dos tecnologías, 250 \$/kWh para el agente térmico sintético.

²⁸ Chivór, Guatapé, Guatrón, Guavio, Miel I, Pagua y San Carlos.

²⁹ El indicador ONI es igual a 0 para periodos normales e igual a +/- 1 cuando se supera la barrera de +/- 0.5 °C por 5 meses consecutivos (Center 2018).

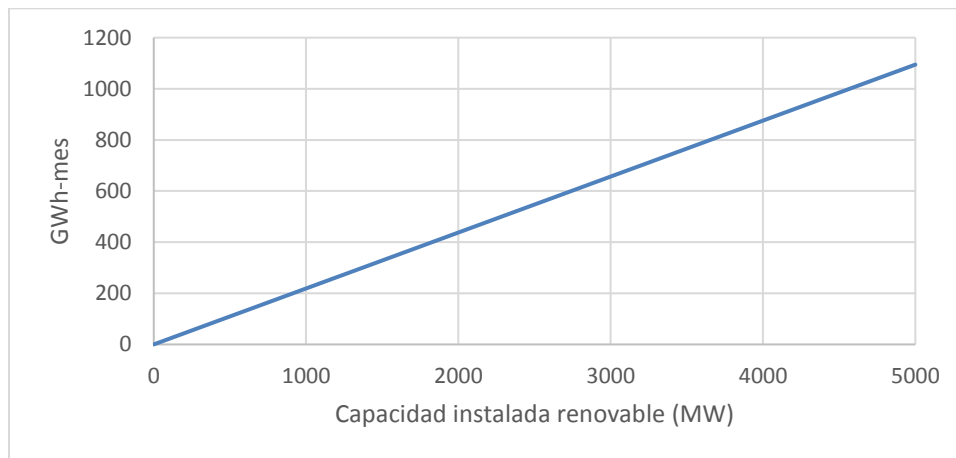
Figura C.5. Ofertas de térmicas eficientes



Fuente: elaboración propia con información de XM

Para incluir la penetración renovable en el modelo es necesario calcular la energía mensual que estarían en capacidad de proveer las fuentes renovables a partir de su capacidad instalada. La Figura C.6 muestra, con un factor de capacidad de 0.3, la energía renovable disponible ante distintos niveles de capacidad instalada. Dependiendo del tipo de tecnología a instalar, y las condiciones propias de los proyectos, el factor de las tecnologías renovables puede cambiar. Sin embargo, el factor de capacidad no afecta el análisis en el modelo pues los resultados realmente dependen de la energía renovable disponible.

Figura C.6. Energía mensual disponible ante penetración renovable



Fuente: elaboración propia

COMENTARIOS

Los principales resultados del modelo se encuentran en el texto principal. Es importante resaltar que:

- El efecto de orden de mérito debido a las energías renovables, aunque existe, es menor al encontrado en otros estudios, por tres razones. La primera es que en competencia Cournot los generadores establecidos pueden retirar capacidad convencional cuando tienen renovables en su portafolio. La segunda es que este comportamiento es exacerbado por la baja elasticidad de la demanda. La tercera es que las renovables reducen ligeramente los niveles de contratación, contrarrestando el orden de mérito.
- El orden de mérito se anula cuando toda la penetración renovable está en manos de los generadores establecidos.
- La diversificación diferenciada entre agentes no arroja ningún resultado adicional al modelo original de Acemoglu et al (2017). Por tal motivo, en trabajos futuros se puede extender el planteamiento para incluir decisiones en múltiples periodos; de esta manera, sería posible evaluar el efecto de diversificación diferencia de recursos que podrían llegar a ser complementarios entre sí.

REFERENCIAS

Acemoglu, D., Kakhbod, A., & Ozdaglar, A. (2015). Competition in Electricity Markets with Renewable Energy Sources. *The Energy Journal*, 38(June 2014), 137–156.

Climate Prediction Center. 2018. Cold & Warm Episodes by Season. Disponible en: http://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php

APÉNDICE D. COORDINACIÓN ENTRE ISO Y DSO

Los consumidores pueden jugar un papel más activo en el mercado de energía si existen los incentivos para convertirse en “prosumidores”, instalando DER para vender su excedente de producción. Los agregadores permiten coordinar las ofertas de los prosumidores, mejorar las respuestas ante señales de precios, mejorar asignación de recursos y mejorar la utilización de fuentes intermitentes de generación.

La implementación de un Modelo de Energía Transactiva (ET) requiere estructuras de mercado y de control de la red que estén integradas. Se debe abarcar todo el sistema eléctrico, tanto en su dimensión espacial como temporal. Espacial, en cuanto va desde el nivel de interconexión regional, hasta los medidores del usuario final; y temporal, porque abarca todo el ciclo de vida del sistema, desde la planificación a largo plazo de recursos y estructuras, hasta los mecanismos de control del orden de los microsegundos.

Algunos estudios plantean una estructura de mercado sin agregadores. Mengelkamp et al (2018) sugieren que los consumidores y los prosumidores pueden realizar negociaciones bilaterales directas entre sí, sin necesidad de un agregador de servicios, dentro de una microrred que permite mantener dentro de una comunidad los beneficios de las transacciones. Esto provee incentivos para invertir en plantas de generación renovable y para la realización de balances oferta-demanda a nivel local.

Estos autores argumentan que la microrred de Brooklyn trabaja mediante un esquema *blockchain* que se elimina la necesidad de intermediarios. Sin embargo, no tienen en cuenta las dificultades de implementación a nivel macro, como por ejemplo, que esta microrred fue implementada en un vecindario con habitantes que poseen características sociales, económicas y culturales muy similares, interés común por el desarrollo e implementación de tecnologías de generación limpias y que, adicionalmente, las necesidades de capacidad de procesamiento de información son bajas por el pequeño tamaño de la red.

En los mercados transactivos de energía se debe definir si se adopta una estructura de mercado centralizada o una descentralizada. Taft, Kristov y De Martini (2016) discuten que un sistema eléctrico transactivo con alta penetración de recursos distribuidos se puede organizar desde dos visiones o paradigmas diferentes.

La primera visión responde a la de un sistema centralizado, administrado por un Operador Independiente del Sistema (ISO) o por el Operador del Sistema de Transmisión TSO. Este Operador necesita completa visibilidad de la red, incluyendo información detallada de los dispositivos conectados al sistema de distribución y de las interfaces Transmisión-Distribución (TD).

La segunda visión concibe un sistema descentralizado con una estructura de capas. En este caso, el ISO contempla un único recurso virtual en cada interfaz TD y no tiene en cuenta información detallada de cada DER o de los clientes más allá de la interfaz. Los Operadores del Sistema de Distribución (DSO) pasan a encargarse de procesar la información detallada y realizar a partir de ésta, el proceso de optimización para los balances a nivel local.

Taft (2016) plantea una arquitectura para redes transactivas altamente distribuidas. Destaca que las redes actuales se han desarrollado con un enfoque *ad hoc*, razón por la cual carecen de principios ingenieriles y de diseño minuciosos. Además, la red actual no garantiza la interoperabilidad, es decir, no hay interfaces *plug-and-play* bien definidas, o procedimientos de conexión para agregar dispositivos a los nodos transactivos distribuidos que no sean propiedad del prestador del servicio. Taft (2016) analiza la forma en que se pueden llevar a cabo los procesos de optimización, de forma centralizada o descentralizada.

Cuando la optimización se realiza de forma centralizada, los recursos siguen siendo despachados por el ISO/TSO, mientras que los DSO se encargan de proporcionar servicios de coordinación y de utilizar DER para garantizar la operación factible y económica. Esta visión resulta poco práctica en cuanto los TSO necesitan información detallada, debido a que los precios del mercado spot y los controles operacionales son calculados teniendo en cuenta flujos de energía estimados en tiempo real a partir de clasificación de activos, estados y topología. Esto se traduce en grandes volúmenes de información, lo cual exige una capacidad de procesamiento que los dispositivos actuales no están en capacidad de suplir.

Cuando el procesamiento de la información se realiza de forma distribuida, o también conocido como procesamiento por capas, se plantea realizar la descomposición del problema de optimización en un “problema principal” y varios “subproblemas”, que se resuelven de forma iterativa para desacoplar restricciones hasta que alcancen la convergencia colectiva. El problema principal y los subproblemas interactúan mediante señales de coordinación. La descomposición del problema de optimización se da en dos partes, la primal, que produce señales de coordinación que se representan las asignaciones de recursos, y la dual, que produce señales de coordinación que representan los precios.

Una ventaja de implementar este enfoque es que los procesos de descomposición se pueden repetir en diferentes niveles, descomponiendo nuevamente los subproblemas en un problema principal y subproblemas. De esta manera, los subproblemas se vuelven más simples, y la capacidad de cómputo requerida es menor.

En la visión de optimización por capas, los DSO se encargan de agregar todos los DER dentro de un Área de Distribución Local (LDA), que se define como la infraestructura de distribución que conecta los DER y los usuarios finales que se encuentran por debajo de una interfaz de subestación TD o un nodo de precios. Esto significa que el DSO presenta una única oferta ante el mercado mayorista que refleja las necesidades y capacidades para todos los recursos, clientes y mercados dentro de la LDA para comprar o vender energía y ofrecer capacidad y servicios auxiliares a la red de transmisión.

De esta manera, el TSO optimiza el sistema balanceando los intercambios en cada subestación TD, sin requerir visibilidad de la infraestructura de distribución en las LDA. Los DSO se encargan de determinar la mejor forma de asignar DER ante solicitudes del ISO, de forma tal que se supla la demanda y se garantice la confiabilidad del sistema.

La posibilidad de migrar desde una arquitectura centralizada como la actual, hacia una arquitectura descentralizada exige dos condiciones esenciales:

- Las LDA deben tener suficiente liquidez y diversidad de recursos distribuidos para que el DSO pueda garantizar la optimización del sistema local mediante balances oferta-demanda.
- El DSO debe proporcionar un mercado de distribución de acceso abierto que agregue las ofertas DER al mercado mayorista, permitiendo a las DER especializadas respaldar las operaciones del sistema de distribución y habilitando transacciones punto a punto dentro de las LDA y entre LDA.

Para implementar este modelo se necesitan políticas de apoyo que incluyan procesos de interconexión simplificados, que no sean costosos y ofrezcan oportunidades de ingresos para los DER. El marco regulatorio debe asignar la responsabilidad de la operación confiable del sistema al DSO. El TSO se debe encargar de optimizar únicamente el intercambio neto en cada interfase Transmisión-Distribución TD. Esto se logra mediante la implementación de la visión de optimización por capas.

Como medida de transición para Colombia, en el capítulo 4 se propone al comercializador como la mejor opción para actuar como agente agregador. De este modo, el comercializador se encargaría de presentar las ofertas de los DER a ante el DSO para realizar balances a nivel local, y el DSO se encargaría de presentar una oferta unificada ante el ISO para realizar los balances de toda la red.

Adicionalmente, esta visión requiere un marco regulatorio que garantice transparencia y no discriminación en la planificación de los DSO y las decisiones operativas. La arquitectura de red debe tener en cuenta diversos aspectos que confluyen en el mercado eléctrico, tales como modelos de negocios, marcos regulatorios, ingeniería de control, comunicaciones y manejo de datos. Adoptar una arquitectura descentralizada ofrece ventajas frente a una centralizada, evita problemas de *by-pass* de niveles, y puede escalarse.

En cuanto al *by-pass* de niveles, la confiabilidad del sistema se puede comprometer cuando dos o más componentes del sistema tienen múltiples relaciones estructurales con objetivos de control en conflicto. Este podría ser el caso, por ejemplo, en el que los DER tienen una relación de mercado con el ISO y al mismo tiempo tienen una relación operacional y de seguridad con el DSO. El ISO podría emitir una orden de despacho que ignore la relación eléctrica que el DER tiene con el DSO. En el paradigma de optimización por capas se evita este problema, debido a que las acciones que tome el ISO van a estar coordinadas a nivel local por el DSO.

En cuanto a la escalabilidad, la relación entre el TSO y el DSO en la interfaz TD puede ser replicada en niveles más altos y más bajos de las capas del sistema, lo cual permite un marco riguroso de coordinación que garantiza la confiabilidad de todo el sistema de distribución. La entidad de optimización solo necesita manejar sus interfaces con las capas más altas o más bajas, sin necesidad de conocer los componentes internos que las conforman.

REFERENCIAS

Mengelkamp, E., Gärttner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L., & Weinhardt, C. (2018). Designing microgrid energy markets A case study: The Brooklyn microgrid. *Applied Energy*, 870-880. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191730805X>

Taft, J. (2016). Architectural Basis for Highly Distributed Transactive Power Grids: Frameworks, Networks, and Grid Code. Pacific Northwest. Disponible en: https://gridarchitecture.pnnl.gov/media/advanced/Architectural%20Basis%20for%20Highly%20Distributed%20Transactive%20Power%20Grids_final.pdf

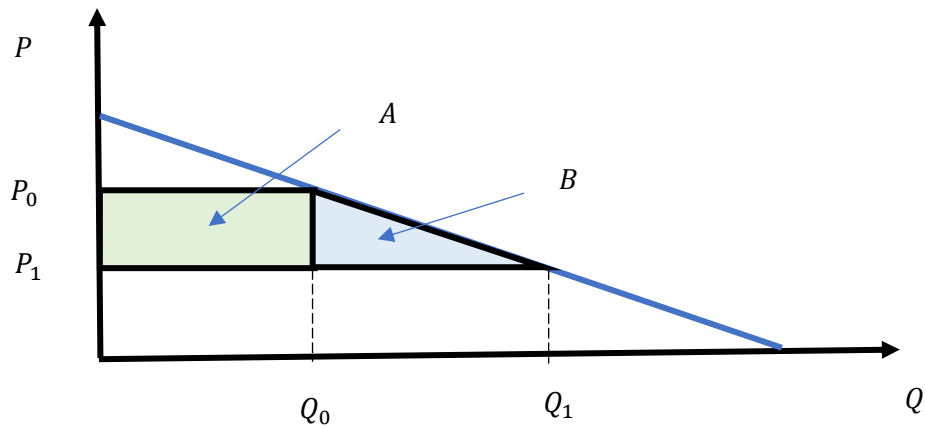
Taft, J., Kristov, L., & De Martini, P. (2016). A Tale of Two Visions: Designing a Decentralized Transactive Electric System. *IEEE Power and Energy Magazine*, 63-69.

APÉNDICE E. IMPACTO ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS

AUMENTO DEL EXCEDENTE DE LOS CONSUMIDORES

El cambio en el excedente del consumidor ΔCS es la suma de las áreas del rectángulo *A* (lo que ahorran los consumos actuales) y el triángulo *B* (excedente de nuevos consumos habilitados por la reducción de precios), como muestra la Figura A.1. A continuación, se estima el orden de magnitud del cambio anual en el excedente de los consumidores por la introducción de contratos estandarizados y anónimos que sustituyen los contratos bilaterales.

Figura A.1. Cambio en el excedente del consumidor por reducción de precios de electricidad (A + B)



Fuente: elaboración propia

Donde P_0 es el precio de la generación (incluyendo costos de contratos, de compras en el mercado *spot*, y de restricciones, reconciliaciones negativas y desviaciones), P_1 es el precio con competencia en contratos estandarizados y anónimos, Q_0 es la cantidad total producida en el SIN, y Q_1 es la cantidad consumida en contratos estandarizados y anónimos. El cambio en el excedente de los consumidores ΔCS es:

$$\Delta CS = A + B = - \left[Q_0 \cdot \Delta P + \frac{1}{2} \Delta Q \cdot \Delta P \right]$$

Donde $\Delta P = P_1 - P_0$ y $\Delta Q = Q_1 - Q_0$. Con ayuda de la elasticidad precio de la demanda de electricidad de largo plazo,

$$\varepsilon = \frac{\Delta Q / Q}{\Delta P / P} = -0.28 \text{ (Martínez 2017)}$$

el cálculo del cambio en el excedente del consumidor se reduce a:

$$\Delta CS = - \left[Q_0 \cdot P_0 \cdot \frac{\Delta P}{P} \right] \cdot \left[1 + \frac{\varepsilon}{2} \cdot \frac{\Delta P}{P} \right]$$

Se asume de manera conservadora que el porcentaje de reducción de precios de la electricidad por la introducción de contratos estandarizados y anónimos es 20%, menor que la máxima reducción estimada (33%) con el modelo de dos fases, con competencia Cournot en la segunda fase en el mercado *spot* y menor que el actual spread entre precio promedio de contratos entre usuarios regulados y no regulados.

Las cifras de 2017 son:

- $Q_0 = 66,667$ GWh (XM 2018: 7)
- $P_0 = \$240.75$ millones/GWh (XM 2018: 4)

Con esta información, $\Delta CS = \$3.30$ billones anuales, equivalentes a un 0.36% del PIB de 2017.

REDUCCIÓN DE SUBSIDIOS DEL PGN Y AUMENTO DE LA TASA DE CRECIMIENTO DEL PIB

Los subsidios en electricidad para estratos 1, 2 y 3 para 2018 suman \$3.1 billones, y las contribuciones son \$1.3 billones. El Presupuesto General de la Nación (PGN) debe cubrir los \$1.8 billones faltantes. El componente de generación (G) en la fórmula tarifaria es 40%. Con la reducción del precio de G en un 20%, la introducción de un mercado de contratos supondría $(\$1.8 \text{ billón}) \cdot (0.40) \cdot (0.20) = \144 mil millones de ahorros anuales para el PGN.

Bretschger (2013) desarrolla un modelo econométrico para estimar el impacto de los precios de la energía sobre el crecimiento económico. El modelo está compuesto por un panel de 37 países desarrollados durante el período 1975-2009, con datos promediados cada cinco años.

Bretschger obtiene un coeficiente significativo (-0.035) de relación entre precios de la electricidad y crecimiento de la economía. Este coeficiente combina el impacto de la energía sobre la inversión, y luego de la inversión sobre el crecimiento del PIB. Es una cifra conservadora para Colombia porque los países del panel tienen economías orientadas a los servicios.

El aumento en la tasa de crecimiento del PIB por la reducción del 20% en los precios de G en Colombia sería:

$$\Delta PIB = (-0.035) \cdot (0.40) \cdot (-0.20) = \mathbf{0.28\%} (\$2,55 \text{ billones } 2017)$$

ORDEN DE MAGNITUD DEL VALOR DE LOS DER PARA EL SISTEMA

Con una penetración de DER equivalente a un 5% de la capacidad instalada en G (800 MW), un costo de USD2 Millones/MW, la mitad de esta inversión dedicada a la prestación de servicios complementarios, y un costo de oportunidad del capital de riesgo del 20%, el flujo anual de servicios a la red sería de

$$(400 \text{ MW})(\text{USD}2 \text{ Millones/MW})(2,900 \text{ \$/USD})(0.20) = \mathbf{\$0.46 \text{ billones}}$$

REFERENCIAS

Bretschger, L. 2013. "Energy Prices, Growth, and the Channels in Between: Theory and Evidence." CER-ETH Centre of Economic Research at ETH Zurich. Disponible en:

http://www.cer.ethz.ch/research/wp_06_47_revised.pdf

Martínez, W. 2016. Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta de la demanda de energía eléctrica en Colombia. Trabajo final de Maestría en Ingeniería – Sistemas Energéticos. Universidad Nacional. Sede Medellín.

XM. 2018. Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2017. Disponible en:

<http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/Default.aspx>