



ANÁLISIS DE LAS PLANTAS MENORES EN EL CONTEXTO ACTUAL Y FUTURO DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA COLOMBIANO

JUNIO 2021



Carmenza
Chahín Álvarez

Contenido

1. Introducción	3
2. Objetivos y mecanismos de la expansión	7
3. Caracterización y atributos de las tecnologías de generación	24
4. Expansión y neutralidad tecnológica	33
4.1. Mecanismos de expansión	33
4.2. Mecanismos de expansión y subastas de Obligaciones de Energía Firme	41
4.3. Mecanismos de expansión y subastas de energía media	59
4.4. Mecanismos de expansión de plantas menores	67
4.5. La neutralidad tecnológica y la expansión	84
5. Transformación energética y descarbonización.....	86
5.1. Impactos ambientales de las tecnologías de generación de electricidad	86
5.2. Costos de las tecnologías «convencionales» vs. costo de las tecnologías «no convencionales»	103
5.3. Implicaciones de la descarbonización en el mercado mayorista.....	109
6. La transformación del sector eléctrico: transición energética	117
7. Consideraciones del nuevo mercado.....	118
8. Mecanismo de suficiencia energética propuesto por la MTE.....	122
9. El mercado minorista-mayorista y las plantas menores.....	133
10. Perspectivas de reglas de participación de PNDC en el mercado	142
11. Conclusiones y recomendaciones.....	154

1. Introducción

La regulación tiene hoy dos problemas a solucionar con respecto a las centrales de generación denominadas plantas menores o plantas no despachadas centralmente (PNDC), que originan que en la Agenda Regulatoria del 2021 esté concebida la revisión de sus reglas, con el propósito de alinear la remuneración según los compromisos de energía firme que estas plantas puedan ofrecer al sistema, de tal manera que se eviten distorsiones o tratamientos diferenciales en el Mercado de Energía Mayorista. Esta alineación se pretende aplicar a las PNDC futuras y a las existentes, donde a estas últimas se les analizará cómo debe ser su periodo transitorio para alcanzar el propósito mencionado.

Los problemas por resolver se resumen en:

1. La homologación de los mecanismos de comercialización y remuneración de todas las plantas del sistema, sin distinción de su tamaño.
2. La necesidad de controlar y supervisar la operación de estas plantas debido a la intermitencia de su generación.

Anteriormente, el término plantas menores (PM) se asociaba directamente con pequeñas centrales hidroeléctricas o PCH, pero hoy, ante la incorporación de fuentes renovables no convencionales, aparecen en el sistema, incentivados en parte por el esquema actual de regulación diferenciado, la instalación de plantas menores con tecnologías solares y eólicas.

En Colombia, las PCHs fueron el pilar del desarrollo energético inicial del país, aprovechando el gran potencial hidroenergético y las condiciones geológicas ideales para la construcción de plantas de generación de energía cercanas a la demanda y en forma de costo efectiva. Posteriormente, estos desarrollos fueron reemplazados por la construcción de centrales de mayor tamaño, con economías de escala importantes y altas capacidades de almacenamiento, para dar paso al sistema interconectado que tenemos hoy en día.

En su momento, la regulación eximió a las PM de la participación en el despacho central, debido a la naturaleza variable de su producción de energía y a su contribución marginal a la atención de la demanda del sistema. Igualmente, se las eximió de participar en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, cuya pretensión es la de garantizar que el sistema cuente con la energía «firme» necesaria para atender la demanda ante eventos de escasez extrema de la hidrología, dada la dominancia de esta tecnología en la canasta energética total del país, que oscila alrededor del 70%. Las PM se eximen de este mecanismo por considerar que, de manera individual, no están en capacidad de aportar firmeza, debido al comportamiento intermitente de su generación a nivel estacional, mensual, diario e intradiario, y a que no cuentan con infraestructura de almacenamiento. Sin embargo, todas ellas, en forma agregada, sí aportan a la confiabilidad del país, con una participación de entre 6% a al 10% en la generación anual.

Bajo la arquitectura actual del mercado, estas plantas deben comercializar su energía generalmente en contratos tipo Pague lo Generado - PLG, sin compromiso de entrega, a precios que ya descuentan esta falta de firmeza, y de 15% a 20% inferiores a los precios de un contrato firme o Pague lo Contratado (PLC). Es decir, a manera de ejemplo, si los precios de los contratos tipo PLC hoy están en 220\$/kWh, un contrato PLG puede estar entre 176\$/kWh y 187\$/kWh. Estas PM, cuando venden en contratos, no deben participar en el recaudo del Cargo por Confiabilidad, es decir, que no pagan como costo de la operación comercial el Costo Equivalente Real de Energía – CERE, que a hoy está en 65\$/kWh aproximadamente, y tampoco reciben ingresos por este mecanismo, que hoy paga alrededor de 15,1 US/MWh-firme, equivalente a 53\$/kWh a la TRM actual. Si revisamos el valor neto de la energía de una PDC frente a una PNDC, encontramos que las PM ofrecen su energía a precios inferiores a los de una planta con firmeza, lo que indica que, en la realidad, el mercado está contando con dos tipos de productos: energía firme y energía no firme o intermitente, los cuales deben ser considerados en forma diferencial por la regulación.

El «producto» que venden las PM es energía intermitente y debe entenderse su importancia de cara al mercado de energía, con relación a su participación en la canasta energética, su efecto en los precios del mercado y, por ende, en el consumidor final. La intermitencia de fuentes no renovables sin almacenamiento hace que el costo variable de generación sea extremadamente bajo, cercano a cero. Si el aporte a la generación del conjunto de estas plantas asciende entre el 6% y el 10%, en promedio, significa que la curva de costos del sistema para atender la demanda arranca con este porcentaje a costo cero, lo que induce a que el precio marginal del sistema sea inferior, con respecto al caso en donde se obligue a estas plantas a ofertar su energía, ante la imposibilidad de modular precios y cantidades.

En términos de dinámica competitiva del mercado y atracción de nuevos inversionistas, debe reconocerse que el esquema de PM ha sido un mecanismo de llegada de estos al país, lo que aumenta la competencia frente a jugadores incumbentes, con alto poder de mercado y significativos recursos de capital. De hecho, este tamaño de plantas, en el marco regulatorio vigente y con los beneficios derivados de la Ley 1715 de 2014, se vuelven bastante atractivos para iniciar inversiones tipo Green Field en el país, facilitándose la financiación y desarrollo de los proyectos. Con la llegada de tecnologías solares, inclusive eólicas, se ha visto que este tamaño de plantas es de muy fácil desarrollo. Por ello, hoy se cuenta con un amplio portafolio de proyectos con registro vigente en la UPME (Semana 12 de 2021), con tecnologías cuyo atributo es la producción de energía media proveniente de fuentes renovables, ubicadas en veintisiete departamentos del área de influencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN), como puede observarse en la tabla:

Tabla 1. Número de proyectos de acuerdo a su fuente primaria y capacidad

Fuente Primaria	# Proyectos	MW
Hidro	72	2.726
Solar	211	9.218
Eólicos	23	2.912
TOTAL	306	14.855

Si se hace obligatoria la participación de este tipo de proyectos en el despacho central y desaparecen los contratos PLG, el negocio de estos generadores independientes necesariamente migraría a otros modelos de desarrollo:

1. Para elevar la firmeza, los nuevos desarrollos deberán hacerse con menor capacidad de generación instalada, en relación con el río; con la instalación de infraestructura de almacenamiento, para el caso de las PCH; o mediante la instalación de baterías de almacenamiento, para el complemento de tecnologías solares y eólicas. En ambos casos esto implicará mayores costos por kW instalado, en detrimento de la viabilidad de los proyectos, y la energía restante será más costosa.
2. El desarrollo de PM quedaría limitado a grandes jugadores del mercado, que pueden complementar sus portafolios de generación, dejando de lado a los inversionistas independientes, lo cual reduciría el número de competidores del mercado y aumentaría el poder de los jugadores existentes.

Otro factor para tener en cuenta, y que se sustenta desde los inicios del desarrollo del SIN, es que las PM deben ser consideradas como generación distribuida, debido a su capacidad de atender demandas locales, evitando inversiones en infraestructura de transmisión y reduciendo los niveles de pérdidas técnicas en las redes locales. Valdría la pena reevaluar el concepto regulatorio asociado a la generación distribuida, que en algunos mercados desarrollados considera instalaciones entre 30 MW y 50 MW, en el caso colombiano se dejó en un límite de 0,1 MW.

En términos de sostenibilidad, los desarrollos de PM tienen impactos ambientales y sociales muy bajos, comparados con las grandes centrales de generación, y contribuyen al desarrollo económico y social de las comunidades cercanas, incluyendo la generación de empleo e ingresos fiscales para los municipios.

Si bien la regulación debe resolver los problemas enunciados al inicio del documento, es importante darle una mirada mucho más integral al tema, que no debe limitarse a resolver lo puntual. Por lo anterior, este documento pretende analizar, más allá de la casuística de las plantas menores, el estado actual del mercado eléctrico colombiano

y las perspectivas futuras, realizando una serie de recomendaciones respecto a su arquitectura actual, con cambios puntuales o reformas significativas a la luz de los cambios derivados de la electrificación, la descarbonización la digitalización del sector, la descentralización de la producción, el ascenso de la demanda, los consumidores, como participantes activos; y el acceso a nuevas fuentes renovables de pequeña y gran escala.

2. Objetivos y mecanismos de la expansión

A principios de los años noventa se vio la necesidad en Colombia de modernizar el sector eléctrico, abriéndolo a la participación privada, y siguiendo un esquema similar al de los países pioneros en este desarrollo, en especial el Reino Unido. Esta reestructuración se realizó con las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, mediante las cuales se determinaron los criterios generales y las políticas que deberían regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que el desarrollo del sector estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes, a su vez, crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, cuya reglamentación fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Para este propósito, la comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y contó con apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995.

Para efectos de analizar la planificación de la expansión de la generación en el país, vale la pena comenzar por describir lo pertinente que, desde la Constitución Política y las leyes mencionadas, enmarca el desarrollo de esta actividad. La Constitución Política de Colombia establece como deber del Estado el logro de la eficiencia en la presentación de los servicios públicos. Para ello crea el marco de la libre competencia en dichas actividades, admite la concurrencia de los particulares en este sector de la economía, y acentúa el papel regulador del Estado. En la Ley Eléctrica, incluyendo las

modificaciones que se le han introducido con la expedición de otras normas, se destacan las siguientes definiciones, las cuales enmarcan y condicionan el desarrollo de la expansión:

En el artículo 12 se expresa que «la planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos». Desde ahí se comienzan a delimitar los criterios que deben regir la planeación y el involucramiento que debe tener el Ministerio de Minas y Energía (MME) en las definiciones de los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.

Igualmente, la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME, Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto 1258 de junio 17 de 2013, se conforma con el objetivo de planear, en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas. En lo específico con respecto al sector eléctrico, tiene dentro de sus funciones¹:

- Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tengan en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas, así como los precios de los recursos energéticos.

¹ Artículo 16, Ley 143 de 1994.

- Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.
- Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico, en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

Los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional deberán ser elaborados por la UPME, pero es el MME quien finalmente los aprueba², siendo estos de referencia y buscando optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional. Se aclara en la ley que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos, y establecerá esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión. Finalmente, como un respaldo final, se define que el Gobierno Nacional deberá tomar las medidas necesarias para garantizar el abastecimiento y confiabilidad en el sistema de energía eléctrica del país, y sólo asumirá los riesgos inherentes a la construcción y explotación de los proyectos de generación y transmisión, cuando no se logre la incorporación de inversionistas estratégicos, cuidando que los proyectos sean sostenibles financiera y fiscalmente.

En cuanto a la regulación en materia de expansión y confiabilidad³, la CREG, entre otras funciones, deberá crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera. Al igual que promover y preservar la competencia, oferta que tendrá en cuenta la capacidad de generación de respaldo, que será valorada por la misma comisión, de acuerdo a criterios emanados por la

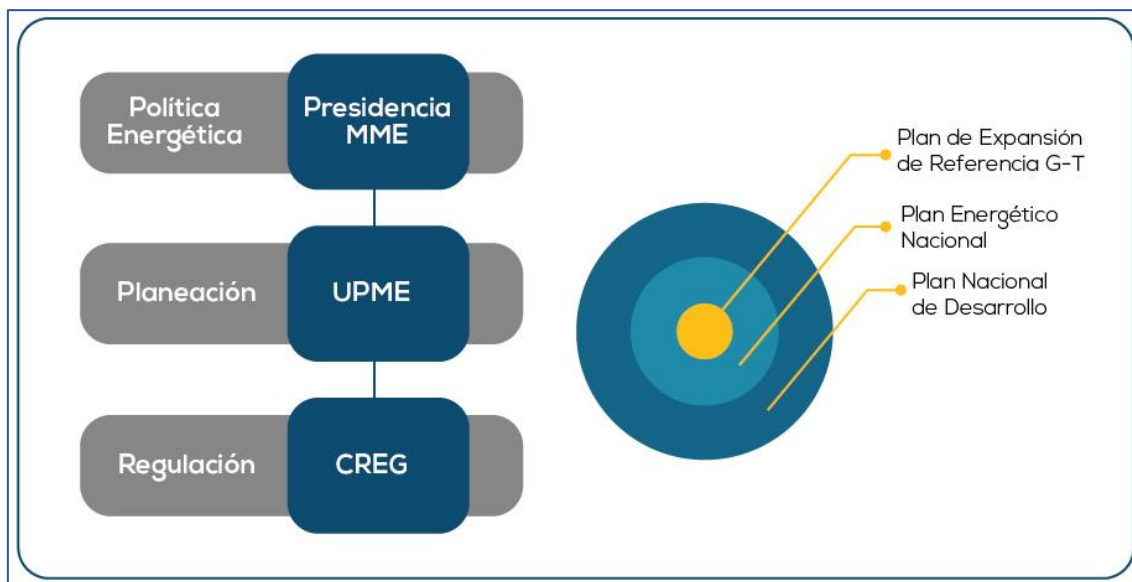
² Artículo 18, Ley 143 de 1994.

³ Artículo 23. Ley 143 de 1994.

UPME. La CREG, para el logro de este objetivo, promoverá la competencia⁴ y creará y preservará las condiciones que la hagan posible.

Finalmente, la ley establece que el desarrollo de los proyectos de generación⁵ está permitido a todos los agentes económicos. De lo anterior, puede derivarse la complejidad y multiplicidad de definiciones e interrelaciones que se crean en búsqueda de garantizar una oferta eficiente para el país, tal como se describe en la Figura 1:

Figura 1. Interrelaciones para la definición de la expansión



Lo anterior ha creado mecanismos de incentivos a la expansión de generación concurrente, que pueden llevar a resultados no esperados. La pregunta que cabe es si todos estos mecanismos están siendo analizados en forma integral para observar cómo impactan al mercado y si con ellos se logra asegurar el crecimiento o la expansión adecuada y eficiente para el país, en términos de confiabilidad del suministro y del costo para el usuario.

Como primer mecanismo hay que mencionar el Cargo por Confiabilidad (CxC), establecido en la Resolución 071 de 2006 por la CREG. Esquema mediante el cual los

⁴ Artículo 20. Ley 143 de 1994.

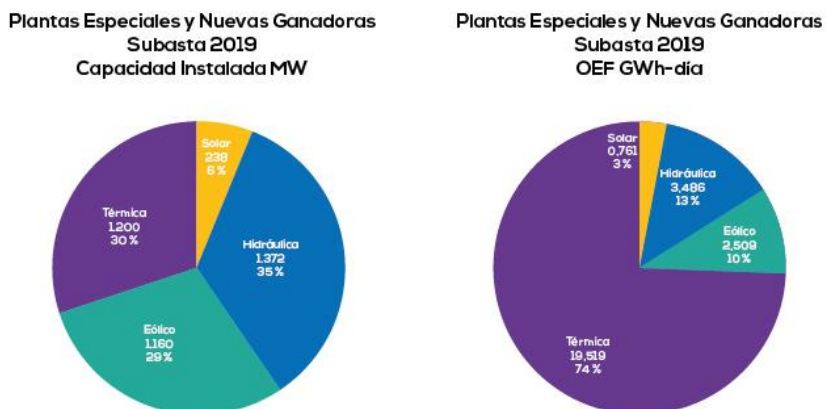
⁵ Artículo 24, Ley 143 de 1994.

generadores se comprometen a entregar un producto denominado *energía firme*, con el cual se busca cubrir el suministro de energía a la demanda nacional, incluso en los momentos de hidrología más crítica. Este esquema genera una remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica, necesarios para garantizar la atención de la demanda en las condiciones anotadas, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador. La CREG realiza procesos de subasta para hacer las asignaciones de los compromisos de energía firme, acorde a las necesidades detectadas, demanda objetivo, resultantes del análisis de los balances oferta-demanda a corto, mediano y largo plazo. Es decir, este mecanismo se creó con el fin de migrar hacia un esquema de mercado que proporcionara la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación en Colombia, y que, adicionalmente, permitiera asegurar que los recursos de generación no solo estuvieran disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez, sino que este abastecimiento se efectuara, además, a un precio eficiente.

A través de las subastas realizadas en los años 2008 y 2011, y del esquema normativo en sí mismo, el Cargo por Confiabilidad ha permitido, hasta el momento, la construcción de más de 5.420 MW, y con la subasta realizada durante 2019 para la asignación de los proyectos de generación de energía eléctrica que puedan entrar en operación en el periodo 2022-2023, la cual asignó 3.649 MW de capacidad instalada, incluyendo 1.200 MW del proyecto Hidroituango⁶, de los cuales 3.670 MW son de proyectos que presentaron garantías, los cuales se distribuyen por tecnologías de acuerdo a lo ilustrado en la siguiente figura:

⁶ El proyecto es de 2.400 MW, solo 1.200 MW se consideran con obligación de Cargo por Confiabilidad, los 1.200 restantes serán ingresados con posterioridad.

Figura 2. Participación por Tecnologías en la Subasta de CxC 2019



Sobre el Cargo por Confiabilidad, es importante mencionar que los criterios de asignación obedecen básicamente a dos factores: la oferta de precios o prima del CxC que hacen los oferentes, y la energía firme ofertada, denominada Energía Firme del Cargo por Confiabilidad (ENFICC), la cual se define para cada tecnología mediante metodologías descritas por la CREG⁷, que neutraliza las diferencias o atributos entre ellas. Los agentes toman la decisión de participar, cumpliendo los requisitos dispuestos en términos de desarrollo de proyectos, registro ante la UPME y garantías de seriedad; y se asigna actualmente por orden de mérito en subastas de sobre cerrado, hasta cumplir la demanda objetivo. El precio de cierre es el de la oferta marginal. Vale destacar que, con este mecanismo, la matriz energética resultante del país obedece solo a criterios de precio, ignorando otros objetivos planteados en la política energética. Si bien en términos de capacidad instalada la subasta logró que el 35% fuera de FNCER, estas fuentes solo aportan el 13% de la energía.

Adicional a las subastas del CxC, la CREG expidió la Resolución 132 de 2019, en donde se define el mecanismo de tomadores del Cargo por Confiabilidad para asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas nuevas, con el objetivo de contar con un mecanismo adicional que permita la entrada de energía firme de plantas

⁷ Resolución CREG 071 de 2006 para plantas térmicas, hidroeléctricas y plantas menores, Resolución CREG 167 de 2017 para eólicas y Resolución CREG 201 de 2017 para plantas solares.

nuevas y especiales en períodos adicionales a los previstos para las subastas de expansión de CxC. Todo esto bajo el concepto, no claramente fundamentado, de que dicha energía firme puede llegar a ser más competitiva en precios, que la adquirida en las subastas, lo que indicaría que los precios de cierre de estas no son eficientes. El mecanismo asignaría Obligaciones de Energía Firme a las plantas nuevas que lo demanden, en períodos en donde no haya sido asignada la totalidad de las necesidades del sistema, con una remuneración de USD 9,0/MWh, garantizada durante diez años.

De otro lado, en 2018, se formula un nuevo mecanismo de contratación a largo plazo, complementario a los mecanismos de contratación existentes en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y que cumple con los objetivos de política establecidos en el Decreto 0570 de 2018:

1. Fortalecer la **resiliencia** de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático, a través de la diversificación del riesgo.
2. Promover la **competencia** y aumentar la **eficiencia en la formación de precios**, a través de la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes.
3. Mitigar los efectos de la variabilidad y el cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la **complementariedad de los recursos energéticos** renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.
4. Fomentar el desarrollo económico sostenible y **fortalecer la seguridad energética regional**.
5. Reducir **las emisiones de gases de efecto invernadero** (GEI) del sector de generación eléctrica, de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

Como un complemento al incentivo ya dado a las FNCER, con la Ley 1715 de 2015 se implementó el primer proceso de subasta por parte del MME, el cual fue realizado por

la UPME en febrero de 2019. Esta fue denominada Subasta de Contratos de Largo Plazo, y su motivación fue la de diversificar la canasta energética con la inclusión de nuevas fuentes de generación. A pesar de que Colombia tiene una de las matrices energéticas más limpias del mundo, es tremendamente vulnerable al cambio climático. Si bien el 70% de la generación es hídrica, cada vez que llega un fenómeno de El Niño el sistema eléctrico se estresa, y existe el riesgo de no poder brindarle energía a toda la población. Por esto, se requieren fuentes de energía alternativas que sean complementarias, pero que puedan resultar parcialmente sustitutivas, y que estén disponibles durante estas épocas de calor y sequía. La energía solar y la eólica parecen cumplir esta condición, pues la luminosidad y el nivel de vientos de La Guajira aumenta típicamente cuando llega este fenómeno climático, que cada vez es más intenso y frecuente.

Con esta subasta se pretendía contribuir a aumentar la participación de las FNCER de los 50 MW de capacidad instalada que había en ese momento a unos 1.500 MW para el año 2022, pasando de una participación en la matriz energética del 2% al 9%-10%, meta que requería inversiones de más de US\$1.800 millones. La meta de esta primera subasta era llegar a unos 500 MW, buscando incentivar la entrada de proyectos a partir de diciembre de 2021.

En esta primera subasta se permitía, en realidad, la participación de todas las tecnologías, acogiendo el principio de neutralidad tecnológica, es decir, considerando que todas las fuentes de energía son competitivas. Sin embargo, para poder participar, las plantas de generación debían ser valoradas en su contribución a una serie de variables⁸ que representaran los objetivos declarados de política energética ya mencionados, y cuyo resultado ponderado debía cumplir con un puntaje mínimo para poder a calificar y participar de la subasta. Los criterios a ser valorados fueron los siguientes:

⁸ Resolución MME 40791.

- Resiliencia a través de diversificación de fuentes de energía, entendida como la capacidad del sistema para adaptarse y reconfigurarse ante eventos de estrés, derivados de la variabilidad y el cambio climático.
- Complementariedad, entendida como la complementariedad natural que tienen diferentes recursos energéticos entre sí, ayudando a gestionar el riesgo de atención de la demanda.
- Seguridad energética regional, estableciendo la contribución de cada planta a la mejora del balance oferta-demanda de cada región y la disminución de restricciones operativas de las redes de transmisión y distribución.
- Reducir emisiones de GEI, midiendo la contribución a los compromisos de reducción adquiridos en la Cumbre de Cambio Climático en París (COP21).

Esta subasta no se logró adjudicar dado que para el proceso se pusieron otra serie de evaluaciones para evitar la concentración y la dominancia de jugadores en la oferta del mercado. Hubo agentes con varios proyectos que sumaban un porcentaje alto de la oferta total de la subasta, en detrimento de la competencia y de la pluralidad de oferentes. Se presentaron alrededor de veintidós ofertas de venta de energía y veinte ofertas de compra. Aun sin que se hayan logrado adjudicaciones, lo positivo del proceso es que se demostró que existía un interés de los agentes en el desarrollo de fuentes alternativas, como las energías eólicas, solar y la biomasa, y que, además, presentaban precios muy competitivos para el mercado. En el proceso, y del lado de la demanda, hubo un menor interés en cuanto a la cantidad y los precios ofertados para la compra de la energía. Con esta baja demanda al momento de hacer las asignaciones, la oferta habría quedado concentrada en unos pocos jugadores, lo que dio lugar a la no adjudicación, como ya se mencionó.

Frente a estos resultados, el MME replanteó el mecanismo de Subasta de Contratos de Largo Plazo, y realizó un segundo proceso a finales del mismo año 2019. Simultáneamente, se aprobó el Plan Nacional de Desarrollo 2018- 2022, en donde se estableció, para los comercializadores, la obligación de que entre el 8% y el 10 % de sus compras de energía provinieran de Fuentes No Convencionales de Energía

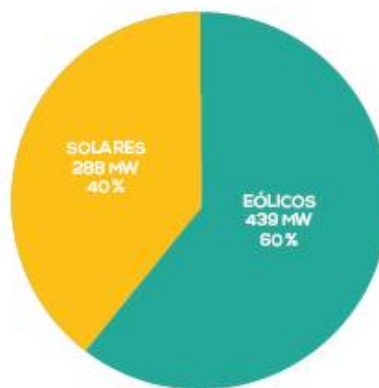
Renovable (FNCER), a través de contratos de largo plazo asignados bajo los mecanismos de mercado que la regulación estableciera y, además, se fortalecieron los incentivos tributarios y arancelarios para la incorporación de dichas fuentes.

En septiembre de 2019 se realizó la segunda subasta, en la que se solicitaban ofertas para contratos Pague lo Contratado por bloques horarios, con una duración de quince años, iniciando a partir de enero de 2022 y con una demanda objetivo-desconocida, que sería el resultado del apetito de compra de los comercializadores participantes. Con esa convocatoria a subasta se presentaba la posibilidad de que se aumentara la capacidad instalada futura del país, adicional a lo ya asignado a los proyectos que participaron en la subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad, mencionada al inicio.

Esta Subasta de Contratos de Largo Plazo finalmente determinó un total de 1.395 MW, que incluye algunos proyectos asignados en la Subasta de Cargo por Confiabilidad (proyectos eólicos: Parque ALPHA, Parque BETA y Casa Eléctrica), por lo que por este mecanismo se añadirían realmente 727 MW nuevos, como se ve en la figura 3:

Figura 3. Participación por tecnologías en subasta, contratos largo plazo 2019

**Capacidad adicional instalada - proyecto asignados subasta
Contratos de largo plazo**



En resumen, las subastas del CXC y Contratos de Largo Plazo incentivaron la instalación de 4.737 MW adicionales al sistema, que deben entrar en operación en el 2022, año donde inician las obligaciones adquiridas. La subasta de contratos de largo

plazo, de dos puntas, fue exclusiva para FNCER, y con un cierre de los precios propuestos por cada oferente, hasta copar la demanda de los comercializadores participantes. Estos contratos, al final, se asignan a estos comercializadores y quedan como contratos bilaterales entre comprador y vendedor, al igual que los demás contratos de largo plazo que tiene el mercado. La participación de los comercializadores en este proceso fue muy buena, dada la obligación de compra exigida por lo definido en el Plan de Desarrollo Nacional.

Finalmente, para mencionar los estudios del Plan de Expansión de Referencia de Generación-Transmisión que hace la UPME, en su versión 2017-2031, aprobada mediante Resolución 40790 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, se identificaron, dentro de los diferentes escenarios evaluados, requerimientos por 2.886 MW de renovables no convencionales en un escenario en el que se recupere Hidroituango, o 4312 MW de renovables no convencionales en el escenario en que no se recupere. Así mismo, se establece que, en el escenario más robusto, en términos del cumplimiento de criterios de confiabilidad, reducción de emisiones y costo del servicio, la distribución de la matriz debería incluir una participación aproximada del 25% para FNCER.

Descrito lo anterior, es necesario lograr una real armonización entre la política energética y los mecanismos de expansión descritos. Cabe afirmar que el mecanismo de Cargo por Confiabilidad no logra cubrir los objetivos propuestos de política energética para lograr un sistema más robusto en términos de resiliencia, vulnerabilidad, complementariedad y seguridad regional. Además, estos mecanismos, al ser concurrentes, pero no coordinados, pueden llevar a excesos de oferta, más allá de lo requerido por criterios de confiabilidad, cuyos costos serían pagados en forma obligatoria por todos los usuarios del país. Igualmente, no se está apuntando a tener una canasta energética objetivo.

Vale también la pena hacer una reflexión, buscando aterrizar la expansión futura a las realidades energéticas del país, sobre la disponibilidad de recursos energéticos, las

limitaciones derivadas de la protección del ambiente, el desarrollo económico y social del país; y el interés de los inversionistas por ciertos tipos de proyectos.

En cuanto a disponibilidad de recursos energéticos, Colombia puede considerarse como un país privilegiado en términos de hidrología, radiación solar, vientos, carbón, inclusive reservas muy importantes de gas natural, que deben ser explotadas. Sin embargo, cada tecnología de generación a partir de estas fuentes tiene unas posibilidades diferentes de desarrollo:

1. **Grandes centrales hidroeléctricas:** hoy cuestionadas, a nivel nacional e internacional, por sus impactos en materia ambiental y social, lo que sumado a los efectos que ha tenido el desarrollo de los últimos proyectos en el país, como El Quimbo, Sogamoso e Hidroituango, con la contingencia del 2018 aún en proceso de recuperación, dificulta la realización de este tipo de proyectos. Además, los capitales requeridos y los tiempos de recuperación de las inversiones las hacen poco atractivas para los inversionistas. En el registro de proyectos de la UPME, que están vigentes, solo hay 4 proyectos registrados con capacidades entre 20 y 100 MW y son del tipo filo de agua o con embalses de baja regulación. Es importante mencionar que estos desarrollos requieren tiempo y actividades de preconstrucción: entre cuatro y cinco años, en algunos casos más, con inversiones muy altas para realizar estudios de hidrología, geología, geotecnia, además de los análisis de los impactos ambientales en los medios físico, biótico y social. Inversiones que, para un proyecto de unos 300 MW, puede llegar a valores de 10 a 15 millones de dólares, solo para citar un ejemplo, lo que impone barreras de entrada muy importantes para empresas privadas o entrantes en el mercado.
2. **Centrales térmicas a carbón:** Colombia cuenta con recursos de carbón de excelente calidad, con reservas que se estiman en 90 años, ubicadas principalmente en los departamentos de La Guajira, Cesar, Córdoba, Norte de Santander, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia, Valle del Cauca y Cauca. Es una opción que no se debería descartar en el país, por si no se logra aumentar,

frente a una escasez de gas natural, el combustible necesario para garantizar la transición energética, ya que al momento no se cuentan con las reservas necesarias para abastecer la demanda del país a partir del 2024. Existen tecnologías de generación, como la ultra crítica y la ultra súper crítica, las cuales, al final, emiten los mismos niveles de CO₂, si se comparan con los de una planta térmica que utiliza gas natural, en donde las emisiones son prácticamente reducidas a cero. Sin embargo, el Plan Energético Nacional no contempla esta tecnología, además no es un combustible aceptado en la transición energética hacia generaciones más limpias y, por lo tanto, inversionistas y financiadores no lo ven como una opción aceptable. En el registro de proyectos de la UPME solo hay un proyecto con registro vigente. En cuanto a tecnologías de gasificación del carbón y de generación a partir del metano en el carbón, estas no son viables, la primera porque es muy costosa y la segunda porque emite siete veces más gases de efecto invernadero que una central a carbón convencional. Son opciones que se han estudiado, pero que tienen poca aplicación en el mundo.

3. **Centrales térmicas a gas natural:** para el sector eléctrico es muy importante tener un plan de abastecimiento de gas natural sostenible y de largo plazo, que asegure el suministro de la demanda y una generación térmica confiable, dada la complementariedad que la misma otorga en los períodos de baja hidrología, y para un sistema que, con la incorporación de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como la eólica y la solar, hará que la generación sea más variable y necesite complementarse con fuentes que den mayor firmeza al sistema. El gas natural presenta la mayor tasa de crecimiento entre los energéticos destinados a la generación eléctrica, por lo cual se considera que es un combustible esencial en términos de la transformación energética que busca el país, en consonancia con lo que está sucediendo en otras partes del mundo. Sin embargo, a pesar de que el MME aprobó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, elaborado por la UPME, en donde se plantea el desarrollo de las expansiones más críticas al sistema de transporte y la ampliación de la

capacidad de importación con la construcción de una segunda planta de regasificación al sur del país, hoy esta entidad advierte que, dada la disponibilidad de reservas comerciales, se observa un desbalance de gas sostenido en septiembre de 2023 y enero y septiembre de 2024, y que si no ejecutan acciones más concretas para garantizar el autoabastecimiento del país, tendríamos problemas de suministro. Si bien en la Subasta de CxC del 2019 fueron asignadas Obligaciones de Energía Firme a varias plantas térmicas, la mayoría de ellas están ubicadas en boca de pozo, aprovechando remanentes de gas asociados a la explotación petrolera. Es decir, se vislumbra que, sin tener fuentes claras de abastecimiento, el interés por esta tecnología de generación será muy bajo por parte de los inversionistas. De hecho, al momento hay tres proyectos con registro vigente, con capacidades menores a 100 MW, y uno de 2240 MW.

4. **Parques eólicos:** Colombia tiene las mayores densidades de vientos sobre el mar Caribe, litoral de Bolívar, Atlántico y Magdalena, así como en el norte de La Guajira y sectores de montaña entre el nudo de los Pastos y el Macizo Colombiano, en límites entre Nariño y Cauca. Este tipo de tecnología se hace atractiva por sus costos, pero su desarrollo en Colombia se está viendo limitado debido a que dificultades en la interacción con las comunidades aledañas a los proyectos, en su mayoría etnias indígenas, como es el caso de los proyectos que están siendo desarrollados en la Guajira. A esto se suma que en las zonas propicias para estas tecnologías hay dificultades para el transporte terrestre de los equipos, además de necesidades de expansión de las redes de transmisión, para lograr inyectar su energía al Sistema Interconectado Nacional. Hoy, las plantas que fueron adjudicadas en las subastas están teniendo dificultades para entrar en operación en el año 2022. Se tienen 23 proyectos con registro vigente en la UPME, con capacidades entre 9.9 y 500 MW, ubicados en los departamentos de la Guajira, Magdalena, Bolívar y Boyacá. Es importante anotar que esta fuente de energía está teniendo algunos impactos ambientales que cada vez preocupan más, como la alteración de corrientes atmosféricas,

los impactos en las rutas migratorias de aves y el ruido de los aerogeneradores. Para eso ya se están desarrollando nuevas tecnologías eólicas, que se generan a partir de aerogeneradores basados en la resonancia aeroelástica y aprovechan la energía eólica por medio del fenómeno de aparición de vórtices, llamado Vortex Shedding. Básicamente, es una eólica sin palas, consistente en un cilindro fijo vertical sobre una varilla elástica que se empotra en el suelo. El cilindro oscila en un rango de velocidad de viento, que posteriormente transforma la energía mecánica en electricidad mediante un alternador. En otras palabras, es una turbina eólica que no es una turbina en realidad. Este tipo de tecnología aún está en estudio y experimentación.

5. **Parques solares a gran y pequeña escala:** la energía solar es una fuente inagotable de energía, presente en todas partes. Colombia, debido a su posición geográfica, es favorecida con una gran disponibilidad de recurso solar en todas las regiones del país. Es una de las fuentes que más se está expandiendo el país, competitiva en costos que cada vez son más bajos, de fácil desarrollo y bajo impacto ambiental. Dado lo anterior, el país está siendo muy atractivo para la instalación de parques solares, lo cual puede verse en los proyectos registrados en la UPME, con registro vigente: 24 proyectos entre 100 y 700 MW, 44 entre 20 y 100 MW y 143 proyectos menores de 20 MW. Existe una concentración de desarrollos en plantas menores a 20 MW, por los incentivos que ha generado la regulación desde la expedición de la resolución CREG 086 de 1996, en donde estas plantas se excluyen del despacho central y en la Resolución 071 de 2006, en donde se exceptúan de participar en la liquidación y recaudo del Cargo por Confiabilidad. Lo anterior ha dado lugar a un fenómeno de «fraccionamiento» de plantas, conduciendo a ineficiencias en términos de conexiones al STN/SDL, incremento del número de PNDC, entre otros problemas.
6. **Medianas y pequeñas centrales hidroeléctricas:** este tipo de plantas han tenido un especial interés por parte de los inversionistas, especialmente nuevos

entrantes en el mercado, debido al alto potencial hídrico que tiene el país, a la relativamente baja complejidad en su ejecución, inclusive desde el punto de vista social y ambiental, y al desarrollo relativamente corto con respecto a grandes centrales de esta tecnología. Además, los montos a invertir son más manejables por inversionistas privados interesados en entrar o crecer en el mercado, y por su aporte en términos de desarrollo social y económico para el área de influencia. Hoy, existen 56 proyectos ubicados en diferentes zonas del país con registro vigente, con capacidades menores a 20 MW, 12 proyectos con capacidades entre 20 y 100 MW y 4 con capacidades mayores a los 100 MW. La concentración de desarrollos con estas capacidades menores a 20 MW se da por los incentivos que ha generado la regulación desde la expedición de la Resolución CREG 086 de 1996, en donde estas plantas se excluyen del despacho central, y por la Resolución 071 de 2006, en donde se exceptúan de participar en la liquidación y recaudo del Cargo por Confiabilidad. El límite impuesto de 20MW, en su momento definido de forma arbitraria por la regulación, conduce a que el potencial hídrico se utilice en una forma ineficiente en la mayoría de los casos, puesto que se diseñan los proyectos para aprovechar esta regulación; pero sin aprovechar el potencial energético total de los ríos colombianos. Valdría la pena reevaluar este límite para permitir desarrollos más eficientes en el país.

- 7. Otras nuevas fuentes no convencionales, hidrógeno y geotermia:** Colombia hoy tiene un potencial para el desarrollo de proyectos geotérmicos de 2,210 MW en zonas volcánicas y geotermiales, ubicadas principalmente en las cordilleras oriental y central del país, según estudios del Servicio Geológico colombiano. Isagen ha sido pionera en estudiar este tipo de proyectos y llevarlos a nivel de prefactibilidad, caso del proyecto del Macizo Volcánico del Ruiz, ubicado en los límites de los departamentos de Caldas, Huila y Risaralda, con una capacidad estimada de 50 MW, y del proyecto Binacional Tufiño – Chiles, ubicado en la frontera de Colombia con Ecuador, con una capacidad estimada de 138 M. Actualmente, este tipo de energía, que si bien ha estado incentivada desde la

Ley 697 (2001) - Ley URE (Uso Racional y Eficiente de la Energía) y la Ley de Energías Renovables 1715 de 2014, aún debe tener incentivos más explícitos para su desarrollo, además de estudios avanzados que permitan la caracterización y modelamiento del recurso, las capacidades técnicas y científicas para su desarrollo, los incentivos a la inversión, especialmente a los estudios preliminares de exploración del recurso e infraestructura vial y de conexión al sistema, dado que los potenciales se ubican en zonas volcánicas. En el proyecto de ley 365 de 2020 se está intentando modificar la Ley 1715, complementando con legislación que permita generar el marco de incentivos y recursos para el desarrollo de esta alternativa.

En cuanto al hidrógeno, en el 2020 el Ministerio de Minas y Energía en Colombia anunció que está trabajando en una hoja de ruta con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para incluir el hidrógeno en la matriz de energías limpias y renovables para el país, un combustible con cero emisiones GEI. En el primer trimestre del 2021 se presentará la hoja de ruta para la producción y uso de hidrógeno verde, teniendo en cuenta las variables institucionales, legales, comerciales y financieras del país. El hidrógeno verde, como está demostrado en diferentes países del mundo, se genera a través de un proceso electroquímico conocido como electrólisis, el cual consiste en utilizar electricidad para separar el hidrógeno del oxígeno que está presente en el agua, lo que implica que no hay emisiones de gases efectos invernaderos. El potencial de este recurso para el país es enorme, dada la riqueza hídrica y el desarrollo de centrales de generación hidroeléctricas, lo que puede ser aprovechado para incluir esta tecnología en forma complementaria. Colombia también cuenta con reservas importantes de combustibles fósiles, mediante los cuales se puede obtener el llamado hidrógeno azul, a partir de la separación del hidrógeno de los gases de los combustibles que son una mezcla de hidrógeno y dióxido de carbono. En todo caso, el hidrógeno verde debe ser sustentado como un combustible de origen renovable en Colombia para que quienes lo produzcan y

lo utilicen como energético puedan recibir incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.

En resumen, hoy se tienen diversos proyectos con⁹ registro vigente, más exactamente 312, para un total de 17.554 MW, de los cuales 39 están con capacidades entre 100 y 700 MW, 69 proyectos entre 20 y 100 MW y 204 proyectos con capacidad inferior a 20 MW, que es donde se concentra el mayor interés de los agentes. En términos de tecnología: 211 proyectos solares, 72 hidroeléctricas y 29 proyectos de las demás tecnologías. El interés de los inversionistas se concentra en proyectos menores de 100 MW y en tecnologías solares e hidroeléctricas.

La discusión que emerge, entonces, es cómo lograr la articulación de los objetivos para el desarrollo energético del país, desde la política energética, hasta la planeación y la regulación, y hacer estos consistentes con la realidad del interés de los inversionistas, para que con el establecimiento de los incentivos adecuados se logre una expansión de la generación que garantice los niveles de confiabilidad, eficiencia, resiliencia, reducción de emisiones e impulso al desarrollo económico del país. La CREG debe dar un paso más allá y pensar en mecanismos de incentivos de expansión, que introduzcan los factores adecuados para lograr el sistema eléctrico requerido.

3. Caracterización y atributos de las tecnologías de generación

Desde el punto de vista energético y eléctrico, la expansión del sistema debe aprovechar la complementariedad de los diferentes recursos energéticos disponibles, no solo desde el punto de vista de los regímenes de vientos, hidrología y radiación solar. La tecnología utilizada para cada tipo de recurso energético tiene una serie de características que es importante entender y encajar en las necesidades del sistema, para lograr la robustez, resiliencia y confiabilidad en la atención de la demanda. Es decir, la proyección de la expansión debería dar incentivos para que se instalen las plantas que se necesitan en el sistema, de acuerdo a variables que van más allá del

⁹ Registro Proyectos Generación – UPME – Semana 12 2021.

mismo precio de la energía. A continuación, se destacan las características o atributos de cada una de las fuentes de energía y la tecnología de generación correspondiente:

Generación hidroeléctrica a gran escala: plantas mayores a 100 MW, son plantas con costos equivalentes de energía bajos - LCOE¹⁰, pero sus altos periodos de desarrollo, unidos al impacto ambiental y social, las hacen poco atractivas para inversionistas privados, como ya se mencionó. Sin embargo, son fuentes ampliamente disponibles en el país, y la tecnología de generación, por lo general, permite agregar flexibilidad en la operación del sistema, mitigando las variaciones de carga mediante la prestación de servicios complementarios de control de frecuencia y voltaje, como puede verse en la siguiente figura:

Figura 4. Atributos centrales hidroeléctricas mayores



Hidroeléctricas pequeñas: las menores a 100 MW pierden economía de escala, llegando a unos costos más elevados para la energía producida, pero desde el punto de vista social y ambiental, inclusive desde lo constructivo, pueden ser una alternativa muy interesante, ya que es posible su desarrollo, contando, en general, con factores de planta mayores, alrededor del 70%-75%, y, además, de mayor firmeza, comparadas con los factores de plantas solares (18%-25%) y eólicas (30%-40%). Por la magnitud

¹⁰ LCOE: Levelized Cost of Energy.

de la inversión, estas plantas pueden ser más atractivas para los privados, puesto que los periodos de retorno son menores en relación con plantas mayores hidroeléctricas.

En cuanto a costos de instalación, ello depende de muchos factores, puesto que son centrales hechas a la medida de las condiciones del río y del sitio. Según IRENA, la energía hidroeléctrica normalmente sigue siendo la forma más barata de generar electricidad de cualquier fuente donde existan buenos recursos. **El promedio ponderado de LCOE para nuevos proyectos hidroeléctricos pequeños está entre 0,03 USD y 0,115 USD/kWh en los países en desarrollo, mientras que para los grandes proyectos hidroeléctricos el rango está entre 0,02 USD y 0,06 USD/kWh dependiendo de la región.** El LCOE de proyectos hidroeléctricos a gran escala en sitios de alto rendimiento puede ser tan bajo como USD 0,02/kWh, mientras que los costos medios son de alrededor USD 0,05/kWh.

Las tecnologías hidroeléctricas son maduras, y las tasas de aprendizaje bajas. Por lo tanto, el potencial de reducción de costos es pequeño y, generalmente, se limita a las mejoras en las técnicas y procesos de ingeniería civil. La importancia de la energía hidroeléctrica, con el almacenamiento, sólo crecerá a medida que aumente la penetración de las energías renovables variables, ya que la inigualable capacidad de energía hidroeléctrica para proporcionar flexibilidad de la red resultará cada vez más valiosa.

Los costos totales instalados para grandes proyectos hidroeléctricos suelen oscilar entre un mínimo de 1000 USD/kW y alrededor de 3500 USD/kW. Sin embargo, no es inusual encontrar proyectos con costos fuera de este rango. Por ejemplo, la instalación de energía hidroeléctrica en una presa existente, construida para otros fines, puede tener costos tan bajos como USD 450/kW. Por otro lado, los proyectos en sitios remotos, sin infraestructura local adecuada y situados lejos de las redes de transmisión existentes, pueden costar significativamente más de 3500 USD/kW, debido a los mayores costos logísticos y de conexión a la red.

En el caso colombiano, los recursos hidrológicos tienen una distribución bimodal, con dos épocas secas y dos húmedas. Sin embargo, es importante anotar que, debido a

las características geológicas del país, se tienen cuencas con histogramas de caudal complementarios entre el noroccidente del país, con el suroccidente, en donde las hidrologías, aunque bimodales, tienden a experimentar regímenes menos extremos en los veranos. Igualmente, en el centro-oriente del país, se presentan hidrologías bimodales, pero con distribuciones desplazadas en el tiempo, con respecto a las distribuciones del norte del país. También se encuentran distribuciones unimodales que complementan el portafolio en la segunda época de sequía del año. En la Figura 5 se muestra la distribución bimodal típica del país:

Figura 5. Curva de distribución de caudales típica en Colombia



Plantas solares: como ya lo vimos en el apartado anterior, el interés en invertir en esta tecnología es muy grande, no solo en términos de generar energía limpia, sino derivados de la competitividad que ha ganado esta fuente, con reducciones de costos anuales entre el 9%-10%. La facilidad en su construcción, los bajos impactos ambientales y sociales; y la viabilidad en términos de operación y mantenimiento aumentan la atraktividad para los inversionistas. No obstante, los factores de planta y la degradación de los paneles, además de la obsolescencia frente a tecnologías más avanzadas, la disponibilidad de generación solo diurna y la poca flexibilidad para asumir variaciones de carga y contribuir al control de frecuencia y voltaje del sistema, son temas que deben ser analizados cuidadosamente de cara a la expansión del país. Ver Figura 6:

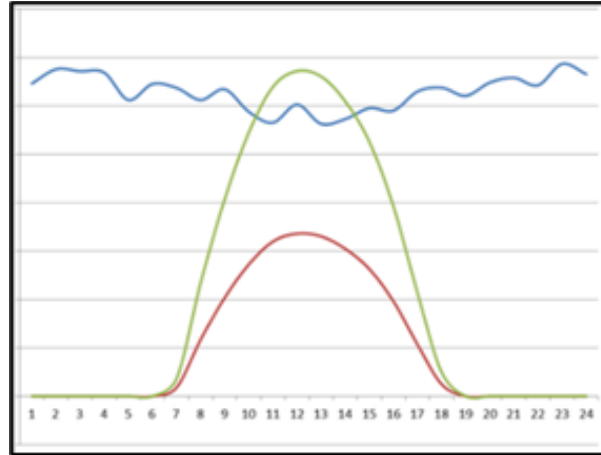
Figura 6. Atributos Centrales Solares



El promedio ponderado mundial de LCOE de las plantas fotovoltaicas a gran escala disminuyó un 82% entre el 2010 y el 2019. Pasó de alrededor de 0,378 USD/kWh a 0,068 USD/kWh en 2019, con una reducción del 13% año tras año. El costo total instalado de los proyectos encargados en 2019 fue de 995 USD/kW, un 79% menos que en 2010 y un 18% inferior al de 2018. El factor de capacidad media ponderada mundial para la energía solar fotovoltaica nueva a escala de servicios públicos aumentó del 13,8% en 2010 al 18,0% en 2019. Esto fue impulsado, principalmente, por el aumento de la proporción de despliegue en lugares más soleados.

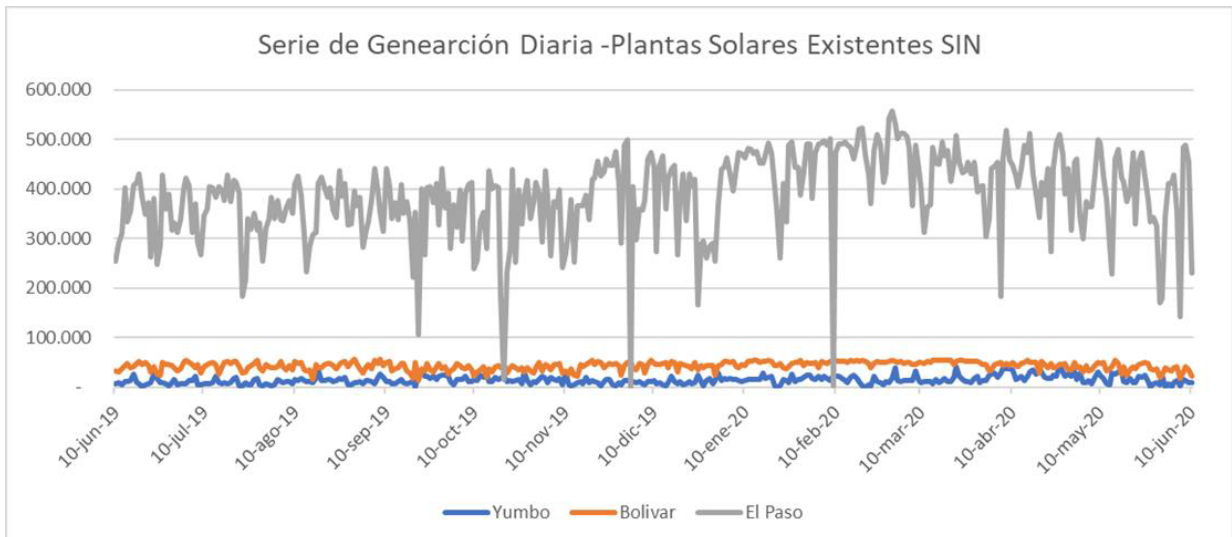
La variabilidad de la generación en el día, acotada a las horas con sol, hace que frente a una determinada demanda existan excedentes no utilizables, así como faltantes en otras horas. Estas generaciones deben ser complementadas con baterías o con otras fuentes de producción de energía menos intermitentes, y durante todo el día. A nivel de sistemas eléctricos con alta participación de renovables, esto representa un problema, puesto que los excesos no pueden ser utilizados y los faltantes deben ser cubiertos por otras tecnologías, generando inconvenientes para la operación y la formación de precios del mercado. En la Figura 7 se ilustra la generación horaria típica de una planta solar.

Figura 7. Generación horaria típica de una planta solar



Otro tema fundamental para tener en cuenta es que la energía solar no presenta rasgos marcados de estacionalidad como las demás fuentes renovables. Es decir, que su afectación se da más por los obstáculos que se pueden presentar a la radiación solar directa, por contaminación o nubosidad, más que a cambios climáticos estacionales, como puede verse en la Figura 8 para las plantas que ya están en operación en el sistema colombiano.

Figura 8. Serie de generación diaria de plantas solares existentes en el SIN



Generación eólica: esta tiene algunos atributos similares a las plantas solares, que además de ser fuentes renovables no convencionales, tienen periodos de desarrollo cortos, inversión relativamente baja y facilidad desde el punto de vista constructivo y operativo. Los factores de planta son superiores a las solares y menores a las de una hidroeléctrica. En el caso colombiano, las mayores densidades de esta fuente de energía ($\geq 1.000 \text{ W/m}^2$) se observan sobre el mar Caribe, litoral de Bolívar, Atlántico y Magdalena, así como en el norte de La Guajira y sectores de montaña entre el nudo de los Pastos y el Macizo Colombiano, en límites entre Nariño y Cauca. Los valores más bajos, que oscilan entre 27 W/m^2 y 125 W/m^2 , prevalecen en las regiones Pacífica y Amazonía, en el norte de la Andina y el sur de la Caribe. Debido a la calidad de los vientos en la zona norte del país, la mayoría de los proyectos identificados por los agentes se ubican en esta zona, como se resume en la Figura 9:

Figura 9. Atributos de las centrales eólicas



El promedio mundial ponderado de LCOE del viento on-shore cayó 39% entre 2010 y 2019: de USD 0.086/kWh en 2010 a USD 0.053/kWh en 2019. Hubo una reducción anual del 9% en 2019. El costo total global ponderado e instalado ha caído un 24%: de 1,949 USD/kW en 2010 a 1,473 USD/kW en 2019. Las mejoras tecnológicas han dado lugar a una mejora de casi un tercio en el factor de capacidad media ponderada mundial: del 27% en 2010 al 36% en 2019.

En términos de complementariedad¹¹, el recurso eólico presenta una correlación inversa con la hidrología del país. Es decir, cuando la hidrología está alta los vientos son más suaves, y cuando la hidrología está en condiciones secas se dan las mayores densidades de recurso eólico. A nivel regional, los sitios eólicos del Norte/Este tienen complementariedad estacional con los ríos del norte. Los sitios eólicos del Sur/Centro y los ríos del Sur/Centro también presentan complementariedad estacional. Los sitios solares en el Norte/Este tienen complementariedad estacional con los ríos del norte; los sitios solares del Sur/Centro y los ríos del Sur/Centro también muestran complementariedad estacional. El desarrollo de parques eólicos puede ayudar a reducir la vulnerabilidad del sistema frente a fenómenos hidrológicos críticos, como los ocasionados por el fenómeno de El Niño. Véase la Figura 10.

Figura 10. Complementariedad estacional eólico–hídrica en Colombia

Caudales afluentes de centrales hidroeléctricas	Velocidades del viento a 50m
<p>Norte (región de Antioquia y norte) Ríos que corren hacia San Carlos, Playas, Guatapé, Jaguas, Tasajera, Guatron, Porce II, Porce II y Urrá</p>	<p>Norte (costa del Caribe) Sitios eólicos Atlántico, Córdoba y Guajira Noreste (región de Catatumbo) Sitio eólico Norte de Santander Este (llanuras orientales) Sitios eólicos Casanare y Arauca</p>
<p>Sur (Andes occidentales) Ríos que corren hacia Salvajina, Alban, Calima Centro (Andes centrales y orientales) Río que corre hacia Prado y Miel I</p>	<p>Sur y centro (Andes orientales) Sitios eólicos Nariño, Tolima, Cundinamarca, Boyacá</p>

Generación térmica: en este caso se tomará la generación a gas natural, por ser el combustible designado a facilitar la transición energética y por su capacidad de aportar confiabilidad en el suministro de energía en un sistema dominado por generación variable y fuentes intermitentes. El carbón no se considera por la falta de aceptación desde lo ambiental y financiero. La tecnología a GN posee atributos muy interesantes

¹¹ La División de Energía del Sector de Infraestructura y Medio Ambiente (INE/ENE) del Banco Interamericano de Desarrollo, que apoya a los países miembros para mejorar la seguridad energética mediante la diversificación y el aumento en el uso de fuentes de energía renovables endógenas, realizó un estudio en 2017 para evaluar la complementariedad entre las energías renovables variables, como la eólica o la solar, y uno de los recursos más abundantes en América Latina: la energía hidroeléctrica, tomando el sistema eléctrico colombiano como caso de estudio. Igualmente, la UPME, en su Plan de Expansión Generación-Transmisión 2017-2031, estudió la complementariedad entre la generación hidroeléctrica y la generación de las fuentes eólica y solar.

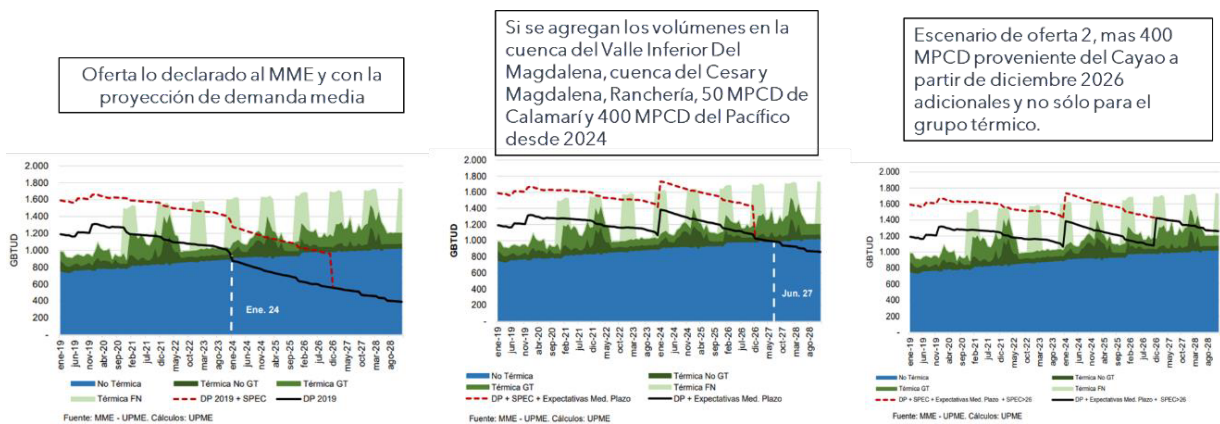
para el sistema, como la firmeza y los altos factores de planta, además de la flexibilidad en la operación. Véase la Figura 11.

Figura 11. Atributos de centrales térmicas a gas natural



Sin embargo, el balance oferta-demanda del país, como se ilustra en la Figura 12, está muy estrecho y depende de que el Gobierno Nacional logre adelantar todos los proyectos que sean necesarios para garantizar la autosuficiencia de este recurso, incluyendo el desarrollo de nuevos campos convencionales y no convencionales (*fracking*), la instalación de nuevas plantas de importación/regasificación, y el refuerzo de toda la infraestructura necesaria para el sistema de transporte, tal como se ha establecido en el Plan de Abastecimiento de Gas natural elaborado por la UPME.

Figura 12. Balance de oferta-demanda de GN en Colombia



En resumen, la siguiente tabla ilustra los aportes de cada tecnología a diferentes necesidades de los inversionistas y del sistema eléctrico para su operación confiable y segura:

Tabla 2. Atributos por tecnología

Característica/recurso	Hidro mayor a 100 MW	Hidro menor a 100 MW	Solar	Eólico	Térmica GN
Preinversión (años)	02-mar	01-feb	1	1	1
Preinversión (\$)	Alta	Media	Baja	Alta	Media
Periodo de construcción	Alto	Medio	Bajo	Medio	Medio
Costo de inversión	Alto	Medio	Bajo	Medio	Medio
Costos de operación	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Alto
Vida útil	Alta	Alta	Media	Media	Media
Factor de planta	Alto	Alto	Bajo	Medio	Alto
Firmeza	Alta	Baja	Baja	Media	Alta
Flexibilidad	Alta	Media	Baja	Baja	Alta
Complementariedad a hidrología	Media si con embalse	Baja	Media	Alta	Alta
Resiliencia	Baja	Baja	Baja	Baja	Alta
Emisiones GEI	Baja	Baja	Baja	Baja	Media
Producto	Energía firme si regulado	Energía media o intermitente	Energía media o intermitente	Energía media o intermitente	Energía firme

La combinación de atributos de estas, acorde a las necesidades del sistema eléctrico colombiano, es la que permitirá un desarrollo eficiente y robusto a futuro.

4. Expansión y neutralidad tecnológica

4.1. Mecanismos de expansión

Si bien la UPME simula escenarios de expansión de la capacidad de generación que requiere el Sistema Interconectado Nacional (SIN), dicha expansión se materializa a través de los proyectos seleccionados en procesos de subasta (subasta de obligaciones de energía firme (CREG) y subasta de energía renovable (MME)).

Las subastas responden a la teoría de juegos no cooperativos en las que los participantes toman decisiones sobre los proyectos de inversión a presentar, que varían en costos (Capex y Opex) e índices de indisponibilidad forzada y no forzada.

Mientras en las subastas de energía firme¹² normalmente participan las plantas que tienen dicho atributo como característica predominante, en las subastas de energía renovable participan las plantas cuyo atributo principal es la producción de energía media y que poseen un factor de emisiones igual a cero, o plantas con cambios tecnológicos que lleven a la reducción de emisiones.

Una tercera alternativa de expansión de la capacidad instalada es a través de la incorporación de las denominadas plantas menores, cuya capacidad no supera los 20 MW, independientemente de la tecnología de producción. El desarrollo de estos proyectos se realiza a riesgo y no tienen un nivel de ingresos garantizado.

Con relación a las tres alternativas de expansión atrás citadas, son relevantes las siguientes observaciones:

- La existencia de subastas y de las reglas que las rigen constituyen una barrera a la entrada, lo que limita las decisiones de inversión en el contexto de la libertad de empresa. A excepción de proyectos con capacidades inferiores a 20 MW, proyectos de autoproducción y proyectos de cogeneración, los inversores potenciales esperan los anuncios de subasta para considerar la posibilidad de desarrollar proyectos de expansión de la capacidad instalada del parque de generación del país.
- La existencia de dos subastas es prueba de las diferencias tecnológicas que se han puesto de manifiesto con la incorporación significativa de las denominadas FNCER. La separación de subastas evidencia que el regulador institucional del sector eléctrico se opone a la diferenciación de atributos de las distintas tecnologías de generación y al filtro artificial que se impone al caracterizarlas

¹² Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

únicamente en términos de energía firme. Lo anterior desconoce que el atributo predominante del parque de generación del SIN es su capacidad de producción de energía media y no de energía firme.

Lo anterior implica la existencia simultánea de dos políticas sectoriales, cuyos objetivos y metas difieren sustancialmente: mientras la CREG tiene como objetivo incorporar tantos recursos de generación como se requiera, para contar con energía firme suficiente para abastecer un escenario de demanda de mediano plazo, simulando condiciones críticas del sistema en términos hidrológicos y recursos normalmente contaminantes; el MME busca la incorporación de fuentes de energía limpia, en aras de la descarbonización, fuentes que se caracterizan por estar en capacidad de aportar energía media al sistema y solo marginalmente energía firme. En medio de tal divergencia se encuentran los usuarios finales del servicio y la competitividad productiva del país.

La postura de la CREG en lo relacionado con las subastas y la materialización de su política ha tenido las siguientes consecuencias:

- El MME se vio forzado a complementar la regulación existente, asumiendo competencias en lo relacionado con el desarrollo de las FNCER¹³, de tal manera que fuera posible viabilizar la incorporación de estas fuentes en el parque de generación. La mayoría de las plantas hidroeléctricas que participan en las subastas de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo de asignación administrado de Obligaciones de Energía Firme (OEF), carecen de este atributo. Son plantas que pueden proveer energía media, pero que no están en capacidad de garantizar firmeza.

No puede superarse un fenómeno de El Niño con embalses cuyo volumen útil de almacenamiento no supera los dos meses de generación de la central asociada, obviando que algunos de los embalses son multipropósito. Es decir,

¹³ Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

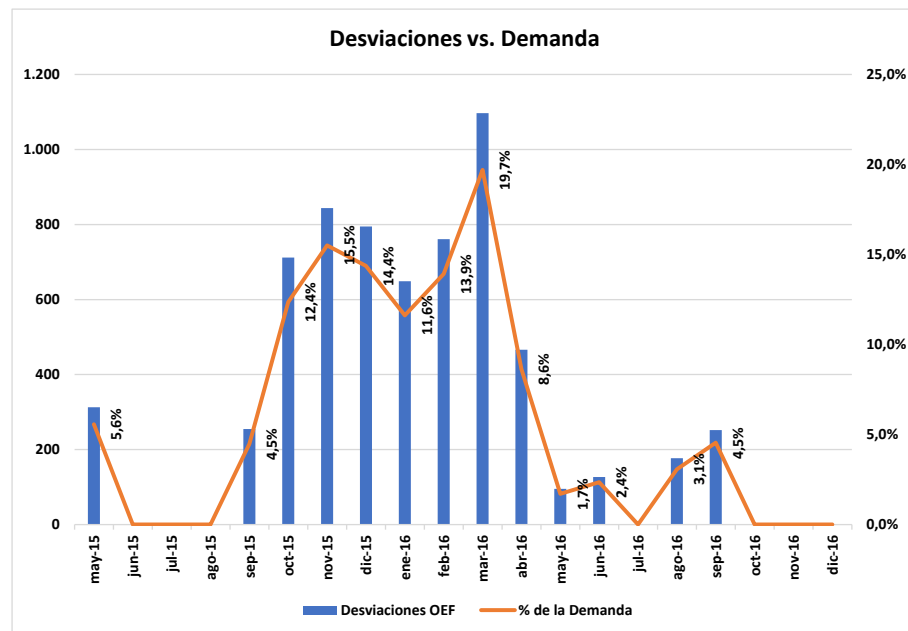
el agua almacenada no tiene como único destino la generación de energía eléctrica; y obviando también el hecho de que algunos embalses nunca alcanzan su volumen máximo útil. Véase la siguiente tabla: en el agregado, y en condiciones de sequía extrema, el país cuenta con agua almacenada suficiente para cerca de dos meses de operación del parque hidroeléctrico.

Tabla 3. Capacidad de almacenamiento de los Embalses del SIN

Embalse	Volumen máximo técnico (GWh)	Volumen máximo útil (GWh)	Central	Capacidad efectiva (MW)	Días almacenamiento
Punchiná	85,8	65,1	San Carlos	1.240,00	2,2
Altoachincaya	44,7	36,9	Albán	429	3,6
Porce III	143,6	117,3	Porce III	700	7
Betania	196,5	121,4	Betania	540	9,4
Porce II	189	130,1	Porce III	405	13,4
Playas	135,4	96,4	Playas	207	19,4
Urra 1	204,1	158,5	Urrá	338	19,5
Salvajina	194,3	171,8	Salvajina	315	22,7
Amani	253	228,3	Miel I	396	24
Miraflores	331,4	313,1	Guatrón	512	31,3
Troneras	99	71			
Esmeralda	1.152,50	1.113,00	Chivor	1.000,00	46,4
Prado	101,5	57,2	Prado	51	46,7
Topocoro	1.186,20	980,7	Sogamoso	819	49,9
Calima 1	271	217	Calima	132	68,5
Guavio	2.139,90	2.091,50	Guavio	1.250,00	69,7
Riogrande 2	754,2	560,6	La Tasajera	306	76,3
San Lorenzo	467,9	422,9	Jaguas	170	103,7
El quimbo	1.297,10	1.091,20	El Quimbo	400	113,7
Peñol	4.382,50	4.078,50	Guatapé	560	303,5
Agregado Bogotá	3.763,50	3.763,50	Pagua	600	333,5
Muña	57,8	57,6			
Chuza	1.026,60	980,6			
Total	18.477,60	16.924,10		10.370,00	68

- Debido a la incapacidad de las centrales con baja capacidad de regulación de proveer energía con aportes hídricos con una PSS del 95%, además de otros factores que afectaron la disponibilidad del parque de generación, durante las condiciones críticas del sistema que se registraron durante el 2015/2016 se disparó el denominado mercado de desviaciones, como se observa en la Figura 13.

Figura 13. Comportamiento de las desviaciones durante El Niño 2015-2016



Durante el período referenciado, en la gráfica se muestra que las desviaciones de los generadores con respecto a las OEF que les fueron asignadas oscilaron, según mes, entre el 1,7% y el 19,7% de la demanda del sistema. Cabe resaltar que las desviaciones de las OEF que se registraron fueron cubiertas por *energía no firme*, que la definimos así según criterio de la CREG y que no recibe remuneraciones extra en absoluto.

Frente a la situación descrita, el regulador optó por ajustar el umbral del 95% PSS a 98% PSS para las plantas hidroeléctricas, sin que mediaran otras reflexiones de fondo. Con esta última decisión, además de constituirse un cambio en las señales de confiabilidad inconsulto con la UPME, el regulador

envía una señal de expansión que implica la no disposición a remunerar la capacidad de almacenamiento de los embalses. Lo anterior desincentiva la construcción de hidroeléctricas con embalses significativos. De allí que las intervenciones en el mercado que ha realizado o anunciado la CREG siempre consideran reglas explícitas de pagos adicionales por el agua embalsada.

- Si el regulador reconociera y diferenciara los atributos del parque de generación, es decir, plantas con energía media y plantas con energía firme, y estableciera distintos criterios de remuneración para estos atributos, se lograría, entre otras distorsiones del mercado, la corrección de las siguientes:
 1. Recibirían Cargo por Confiabilidad (cargo por energía firme) solamente las plantas que demuestren que cuentan con tal atributo: plantas hidroeléctricas con capacidad de embalse efectivo de volumen útil superior a dos o tres meses; y plantas termoeléctricas con tecnología convencional.
 2. La energía firme sería exigible a las plantas hidroeléctricas existentes y nuevas, con capacidad de embalse efectivo de volumen útil superior a dos o tres meses, de tal manera que deban garantizar un nivel de embalse predefinido durante cada uno de los meses del año.
 3. Recibirían cargo por energía media las plantas restantes, tanto si se trata de tecnologías convencionales o no convencionales.
 4. Se eliminaría el exceso de remuneración a través de cargos fijos de las distintas tecnologías, reclasificadas según atributos, lo que permitiría que el precio spot del mercado reflejara de mejor manera el costo marginal del despacho.
 5. El regulador podría asumir bajo su competencia la ejecución de las subastas de energía firme y energía media, impidiendo que, a nivel institucional, existan dos reguladores en el mercado (CREG y MME).

6. Se evitaría la sobreinstalación de potencia, que necesariamente se registra con los mecanismos actuales de expansión: mientras la UPME (véase Tabla 4) prevé un escenario de demanda de potencia máxima de 12.223 MW para el 2026, al cierre de 2020 el país contaba con una capacidad instalada de 17.261 MW (véase Tabla 5) entre plantas despachadas centralmente y plantas no despachadas centralmente, sin que se hayan incorporado al sistema la mayoría de los proyectos seleccionados en las últimas subastas:

Tabla 4. Proyección de demanda de potencia UPME, junio de 2020

Proyección demanda PMÁX (MW-año)				
Año	Pre-COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
2021	11.131	11.116	10.910	11.058
2022	11.423	11.394	11.115	11.349
2023	11.697	11.653	11.321	11.628
2024	11.905	11.843	11.469	11.846
2025	12.101	12.020	11.615	12.059
2026	12.252	12.150	11.720	12.223

Tabla 5. Capacidad instalada del SIN por tecnología

Tecnología	MW
Hidráulicas	11.913
Térmicas	5.259
Solares	71
Eólicas	18
TOTAL	17.261

Además de un excedente de potencia que al cierre de 2020 era de 65%, el factor de carga del parque de generación fue del 46%:

$$\text{Excedente potencia} = \frac{17.261 \text{ MW}}{10.432 \text{ MW}} - 1 = 65\%$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{70.422.150 \text{ MWh}}{(17.261 \text{ MW} \times 366 \text{ dias} \times 24 \text{ horas})} = 46\%$$

Como resultado de la incorporación de los nuevos proyectos de generación, producto de las subastas, aunado a la tendencia creciente de la autoproducción y la cogeneración de energía, que reducen la demanda, aumentará el excedente de potencia del sistema y se reducirá aún más el factor de carga del parque de generación.

Como consecuencia de las subastas de energía firme y energía media, teóricamente se incorporarán al parque de generación, desde la fecha y hasta el cierre de 2022, 4.815 MW asignados con OEF y 723 MW adicionales seleccionados en las subastas de energía media. Estos últimos producirán 12.050,5 MWh-día (incluyendo los proyectos Alpha, Beta y Casa Eléctrica, que también participaron en la subasta de energía firme). Así las cosas, se tendría lo siguiente, teniendo en cuenta las proyecciones de demanda de energía y potencia de la UPME:

Tabla 6. Proyección de demanda de energía UPME, junio de 2020

Proyección demanda EE (GWh-año)						
Año	Pre- COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo alto	Mayo bajo	Resultante
2021	75.230	74.191	71.069	72.097	70.387	73.739
2022	77.250	75.944	72.326	73.572	71.438	76.095
2023	79.103	77.584	73.648	75.041	72.607	78.129
2024	81.009	79.254	75.011	76.534	73.789	80.270
2025	83.009	81.010	76.502	78.149	75.092	82.610
2026	84.975	82.726	77.973	79.736	76.369	84.750

$$\text{Excedente potencia}_{2023} = \frac{17.261 \text{ MW} + 19,9 \text{ MW} + 5.538 \text{ MW}}{11.628 \text{ MW}} - 1 = 96\%$$

$$\text{Factor de carga}_{2023} = \frac{78.129.470 \text{ MWh}}{(22.819 \text{ MW} \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ horas})} = 39\%$$

Surge la inquietud de si un factor promedio de despacho del 39% será suficiente para cubrir la estructura de costos de todo el parque de generación del sistema. A menos que se retiren del parque las plantas

y/o unidades de generación más ineficientes, o se adopten otro tipo de medidas:

7. Se evitaría que en el mediano y largo plazo se registren costos negativos de electricidad, como se están registrando en otros mercados.
8. El mercado diferenciaría dos productos: energía firme y energía media, productos que podrían ser adquiridos en el mercado de contratos en procesos de comercialización separados, sean dichos procesos centralizados o negociados over the counter.

4.2. Mecanismos de expansión y subastas de Obligaciones de Energía Firme

En las subastas de energía firme y la manera en la que estas se encuentran diseñadas se identifican las siguientes externalidades negativas: se remunera energía firme que no es tal, o cuyo atributo principal no es proveer suministro firme al sistema. En especial, en lo que respecta a las centrales hidroeléctricas esto se evidencia en el denominado Nivel de Energía Firme Probabilístico (NEP) que el regulador le asigna y les exige a los embalses a lo largo del año:

Tabla 7. Niveles de ENFICC probabilístico de embalses

NIVEL ENFICC PROBABILISTICO (NEP) VERIFICADO POR EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO												
EMBALSE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
ALTOANCHICAYÁ	19%	25%	10%	0%	0%	5%	90%	74%	4%	0%	0%	0%
BETANIA (*)	25%	24%	16%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	8%	0%	7%
CALIMA	2%	2%	1%	0%	0%	2%	5%	4%	2%	0%	0%	0%
ESMERALDA	59%	44%	30%	14%	0%	0%	0%	18%	58%	68%	69%	71%
PEÑOL	10%	7%	4%	1%	0%	2%	10%	10%	9%	8%	9%	11%
MIRAFLORES-TRONERAS	63%	45%	25%	10%	0%	0%	11%	13%	32%	61%	63%	70%
GUAVIO	28%	19%	11%	2%	0%	0%	0%	12%	33%	37%	35%	33%
SAN LORENZO	47%	32%	17%	9%	0%	3%	36%	32%	30%	39%	41%	51%
RIOGRANDE 2	31%	19%	11%	0%	0%	12%	38%	37%	29%	26%	22%	37%
MIEL 1	0%	2%	0%	0%	2%	17%	25%	18%	9%	0%	0%	0%
EMBALSES BOGOTÁ	43%	38%	34%	30%	28%	25%	30%	43%	46%	44%	43%	46%
PLAYAS	73%	48%	38%	0%	5%	24%	63%	30%	0%	1%	48%	73%
PORCE II	75%	58%	28%	0%	0%	0%	0%	12%	0%	22%	50%	75%
PRADO	0%	0%	1%	0%	0%	0%	3%	2%	0%	0%	0%	0%
SALVAJINA	37%	30%	38%	36%	39%	39%	36%	43%	39%	26%	17%	32%
PUNCHINA	70%	44%	30%	0%	0%	0%	63%	23%	0%	0%	0%	84%
URRA 1	87%	69%	48%	27%	22%	35%	42%	48%	58%	80%	94%	91%
PORCE 3	81%	83%	69%	36%	0%	0%	85%	48%	69%	77%	77%	90%
SOGAMOSO	56%	38%	21%	8%	0%	0%	2%	9%	5%	1%	36%	60%
EL QUIMBO	30%	21%	13%	7%	3%	5%	16%	38%	49%	49%	47%	40%

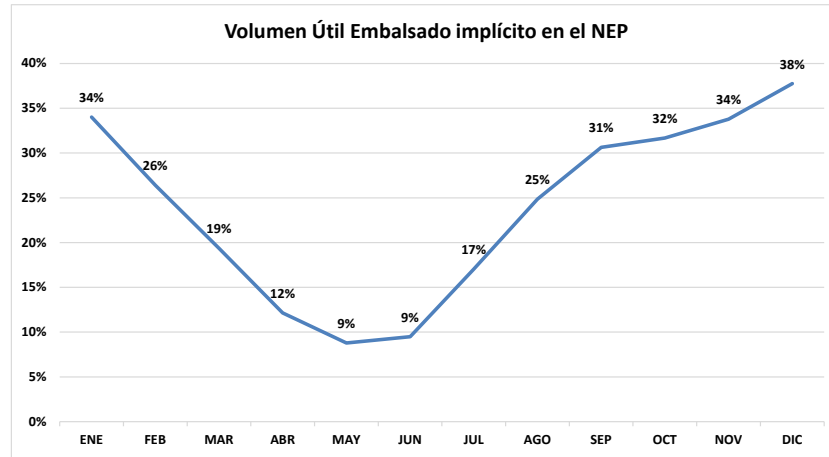
Las cifras que se resaltan indican que el regulador da por cumplidas las OEF de las plantas asociadas a los recursos relacionados, con niveles de embalse inferiores al 10% en muchos meses a lo largo del año, incluso durante la estación de verano (diciembre-abril).

Esta baja exigencia supone que los aportes hidrológicos de estos embalses son suficientes para cubrir sus OEF, cuando estas son exigibles (precio de bolsa > precio de escasez). Los aportes hidrológicos considerados corresponden a un extracto de las series históricas de aportes que se han presentado en épocas particularmente secas. Al respecto, son relevantes las siguientes observaciones:

En un entorno de cambio climático, partir de la hipótesis de que el comportamiento histórico de los aportes en épocas de sequía serán los que se registren en futuras condiciones climatológicas adversas no deja de ser una abstracción arriesgada. De hecho, en el mes de mayo de 2020 el regulador estuvo planteando la intervención del mercado, pues consideraba que los niveles de embalse que se estaban registrando serían insuficientes para superar el siguiente verano (el verano del sector, como se indicó, comprende el período diciembre-abril y el invierno va de mayo a noviembre).

Como instrumento de intervención del mercado, la CREG introduce un nuevo concepto de pago a las plantas hidráulicas, denominado *Energía Vendida y Embalsada* (EVE), con el propósito de modular los niveles de embalse que requiere el sistema, partiendo del supuesto de una generación termoeléctrica de base. Si se toman los NEP exigidos para el cumplimiento de las OEF y se ponderan de acuerdo con el volumen útil de cada embalse, se obtiene:

Tabla 8. Volumen útil implícito en el NEP



Esto quiere decir que las OEF de las plantas hidroeléctricas que remunera el regulador solo las obliga a tener como nivel máximo del embalse agregado el 38% (diciembre de cada año). No obstante, cuando se presume que el sector podría enfrentar situaciones climatológicamente críticas, el regulador quiere que el nivel del embalse agregado, previo el inicio de la estación de verano, tenga niveles muy superiores, de allí que la intervención del mercado sea recurrente y deba cancelar la EVE a las plantas hidráulicas, como complemento a los ingresos provenientes del Cargo por Confiabilidad. Si se tienen en cuenta las consideraciones previas, se concluye que el Cargo por Confiabilidad que remunera las Obligaciones de Energía Firme tiene problemas de diseño.

En la siguiente gráfica se presenta la contribución de los diferentes recursos hídricos a la capacidad de almacenamiento de agua del sistema:

Tabla 9. Capacidad de almacenamiento de los embalses del SIN

Embalse	Volumen máximo útil (GWh)	Volumen útil embalse/volumen útil total	Volumen útil agregado
Altoanchicaya	36,9	0,22%	0,22%
Prado	57,2	0,34%	0,56%
Muña	57,6	0,34%	0,90%
Punchiná	65,1	0,38%	1,28%
Troneras	71	0,42%	1,70%

Embalse	Volumen máximo útil (GWh)	Volumen útil embalse/volumen útil total	Volumen útil agregado
Playas	96,4	0,57%	2,27%
Porce III	117,3	0,69%	2,96%
Betania	121,4	0,72%	3,68%
Porce II	130,1	0,77%	4,45%
Urra 1	158,5	0,94%	5,39%
Salvajina	171,8	1,02%	6,40%
Calima 1	217	1,28%	7,68%
Amani	228,3	1,35%	9,03%
Miraflores	313,1	1,85%	10,88%
San lorenzo	422,9	2,50%	13,38%
Riogrande 2	560,6	3,31%	16,69%
Chuza	980,6	5,79%	22,49%
Topocoro	980,7	5,79%	28,28%
El quimbo	1.091,20	6,45%	34,73%
Esmeralda	1.113,00	6,58%	41,31%
Guavio	2.091,50	12,36%	53,66%
Agregado Bogotá	3.763,50	22,24%	75,90%
Peñol	4.078,50	24,10%	100,00%
Total	16.924,10	100,00%	

De los 23 embalses considerados, 18 de ellos no llegan a representar el 30% del volumen útil agregado. Es decir, sobre 5 embalses recae la responsabilidad de contar con recursos suficientes para superar períodos de sequía. No obstante, la energía firme de los 23 recursos se calcula y se asigna con el mismo criterio.

La metodología para establecer la ENFICC de las hidroeléctricas no considera la contribución marginal que cada recurso le aporta a la confiabilidad del sistema y nivela la remuneración de los recursos con el referente bajo. El Cargo por Confiabilidad debería remunerar el parque hidroeléctrico en función de la capacidad de almacenamiento de volumen útil de sus embalses y su contribución marginal a la firmeza. Una remuneración, en tal sentido, tendría como contraprestación la exigencia de un nivel de embalse mínimo modulado a lo largo del año. Se requeriría de la exigencia de un nivel de ENFICC determinístico, más que la exigencia de un nivel de

ENFICC probabilístico. Recursos con baja capacidad de regulación corresponden, en términos de atributos, a recursos que pueden proveer energía media y no energía firme.

Las Subastas de OEF son indiferentes frente a los costos variables de generación de los recursos térmicos existentes y de aquellos que se incorporarán al sistema, al igual que frente al costo de oportunidad del agua de las hidroeléctricas, al fijar una única prima por concepto de firmeza y un único precio de ejercicio o de escasez. Sobre el tema son relevantes las siguientes observaciones:

- Debido a que la señal es insuficiente en términos de selección en el proceso de subasta y del mecanismo de asignación que hacen las tecnologías de menor costo, el regulador, exógenamente, prohíbe la incorporación de plantas y/o unidades de generación de «segunda mano» y prohíbe la incorporación de plantas y/o unidades de generación cuyo costo variable del combustible primario supere el «precio de escasez» vigente.
- De haber diseñado subastas donde los proponentes tuvieran la opción de ofrecer primas y precios de ejercicio individualizados para sus OEF y el resultado apuntara a minimizar el costo total de las ofertas, se tendrían primas bajas para recursos de altos costos variables y primas altas para recursos con bajos costos variables o bajos costos de oportunidad del recurso.
- Fijar primas y precios de ejercicio únicos conllevan a la sobrerremuneración de algunos recursos y a la subremuneración de otros. Esto hace que la ENFICC o las OEF a remunerar no constituyan un producto homogéneo, en la medida en que el sistema efectúa pagos netos por concepto de firmeza que difieren por tecnología. Esto es, un kWh de ENFICC recibe un pago neto diferente dependiendo de la tecnología de origen de ese kWh de ENFICC.
- La forma en que se fija el «precio de escasez», referenciándolo con algún criterio a los costos variables de un combustible, desconoce que en épocas de sequía el costo de oportunidad del recurso escaso (el agua) supera y debe superar los costos variables de generación del parque térmico. Realmente, el

único «precio de escasez» válido, si este es regulado, es el Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, cuyo primer escalón a la fecha es de 1.480,45 \$/kWh.

- En la medida en la que el «precio de escasez» definido por el regulador no remunera los costos marginales de generación de las termoeléctricas que operan con combustibles líquidos, nuevamente, y de manera exógena, el regulador definió otro «precio de escasez» para estos recursos, atentando contra su propio diseño.

Todo lo anterior, ignorando otras reglas expedidas por el regulador (verbigracia la forma como se remuneran los costos de arranque y parada y el *unit commitment* que define el despacho diario de recursos), ha terminado por distorsionar la formación de precios en el mercado. De un despacho reproducible y predecible, el sector ha pasado a un mecanismo de despacho tipo «caja negra».

En ausencia de subastas o como mecanismo complementario de asignación de las OEF que requiere el sistema, el regulador distribuye el faltante de energía firme que necesita para cubrir la demanda del sistema entre el parque de generación existente (que no ha participado en subastas), a prorrata de su ENFICC verificada. Lo que resulta en que plantas y/o unidades de generación obsoletas (y nuevamente ignorando los costos variables de las termoeléctricas y los costos de oportunidad del agua de las hidroeléctricas) terminan siendo remuneradas, lo que se traduce en una ausencia total de señales de renovación tecnológica y eficiencia en precios del parque instalado, sujeto a despacho centralizado.

Tabla 10. Antigüedad de las principales hidroeléctricas del SIN

Planta y/o unidad de generación	MW	Fecha de entrada en operación	Tecnología	Años de operación
Esmeralda	30	01/01/1963	Hidráulica	58,2
Guatrón	512	01/01/1966	Hidráulica	55,2
Calima	132	01/01/1967	Hidráulica	54,2
San francisco	135	01/01/1969	Hidráulica	52,2
Guatapé	560	01/01/1972	Hidráulica	49,2

Planta y/o unidad de generación	MW	Fecha de entrada en operación	Tecnología	Años de operación
Prado	51	01/03/1973	Hidráulica	48
Chivor	1.000,00	23/05/1977	Hidráulica	43,8
San Carlos	1.240,00	20/01/1984	Hidráulica	37,1
Pagua	600	01/12/1986	Hidráulica	34,3
Betania	540	01/11/1987	Hidráulica	33,4
Jaguas	170	01/07/1988	Hidráulica	32,7
Playas	207	01/08/1988	Hidráulica	32,6
Guavio	1.250,00	19/03/1993	Hidráulica	28
La tasajera	306	20/05/1994	Hidráulica	26,8
Salvajina	315	20/07/1995	Hidráulica	25,6
Urra	338	14/02/2000	Hidráulica	21,1
Alban	429	15/12/2000	Hidráulica	20,2
Porce II	405	08/04/2001	Hidráulica	19,9
Miel i	396	01/12/2002	Hidráulica	18,3
Porce III	700	09/02/2011	Hidráulica	10,1
Amoya La Esperanza	80	24/05/2013	Hidráulica	7,8
Dario Valencia Samper	150	10/11/2013	Hidráulica	7,3
Salto II	35	25/06/2014	Hidráulica	6,7
Sogamoso	819	20/12/2014	Hidráulica	6,2
Cucuana	58	29/07/2015	Hidráulica	5,6
El Quimbo	400	16/11/2015	Hidráulica	5,3
Carlos Lleras	78	22/11/2015	Hidráulica	5,3
San Miguel	52	23/12/2015	Hidráulica	5,2
Escuela de Minas	55	30/09/2019	Hidráulica	1,4
Total/ponderado	11.043,00			28,5

La edad media ponderada de la capacidad hidroeléctrica con despacho centralizado con que cuenta el país es de 28,5. Desconociendo el estado actual del parque y sin tener en cuenta eventuales mantenimientos mayores que se hayan realizado y

prolonguen su vida útil, en teoría, los años estimados de operación de estas centrales es de cincuenta años¹⁴.

Tabla 11. Antigüedad de las principales térmicas ciclo combinado del SIN

Planta y/o unidad de generación	MW	Fecha de entrada en operación	Tecnología	Años de operación
Tebsab CC	791	21/10/1989	Térmica CC	31,4
Flores I CC	160	01/11/1993	Térmica CC	27,3
Termosierra CC	353	07/02/1998	Térmica CC	23,1
Termoemcali CC	213	16/07/1999	Térmica CC	21,6
Termocentro CC	134	30/11/2000	Térmica CC	20,3
Flores 4 CC	450	01/12/2010	Térmica CC	10,3
Termovalle CC	241	17/12/2011	Térmica CC	9,2
Total/ponderado	2.342,00			22

La edad media ponderada de la capacidad termoeléctrica de ciclo combinado con despacho centralizado con que cuenta el país es de 22,0. Desconociendo el estado actual del parque y sin tener en cuenta eventuales mantenimientos mayores que se hayan realizado y prolonguen su vida útil, en teoría, los años estimados de operación de estas plantas, según tecnología y configuración, oscila entre treinta y cuarenta años¹⁵.

Tabla 12. Antigüedad de las principales térmicas del SIN

Planta Y/O Unidad de generación	MW	Fecha de entrada en operación	Tecnología	Años de operación
Paipa 1	36	01/01/1963	Térmica	58,2
Zipaemg 2	36	01/01/1964	Térmica	57,2
Paipa 2	72	01/01/1975	Térmica	46,2
Zipaemg 3	63	01/01/1976	Térmica	45,2
Barranquilla 3	60	01/01/1980	Térmica	41,2
Barranquilla 4	60	01/01/1980	Térmica	41,2
Cartagena 2	62	01/01/1980	Térmica	41,2

¹⁴ U.S. Energy Information Administration. "Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies February 2020".

¹⁵ Ibid.

Planta Y/O Unidad de generación	MW	Fecha de entrada en operación	Tecnología	Años de operación
Cartagena 3	66	01/01/1980	Térmica	41,2
Zipaemg 4	64	01/04/1981	Térmica	39,9
Paipa 3	70	06/05/1982	Térmica	38,8
Guajira 1	145	08/08/1983	Térmica	37,6
Tasajero 1	165	20/02/1985	Térmica	36
Zipaemg 5	63	14/12/1985	Térmica	35,2
Guajira 2	145	23/11/1987	Térmica	33,3
Proeléctrica 1	45	01/07/1993	Térmica	27,7
Proeléctrica 2	45	01/07/1993	Térmica	27,7
Cartagena 1	52	20/07/1995	Térmica	25,6
Termodorada 1	44	11/08/1997	Térmica	23,6
Meriléctrica 1	167	05/02/1998	Térmica	23,1
Paipa 4	160	08/01/1999	Térmica	22,2
Termocandelaria 1	157	18/05/2000	Térmica	20,8
Termocandelaria 2	157	13/07/2000	Térmica	20,6
Termoyopal 2	28	29/07/2004	Térmica	16,6
Termoyopal 1	8	11/03/2005	Térmica	16
Gecelca 3	164	17/09/2015	Térmica	5,5
Tasajero 2	170	30/11/2015	Térmica	5,3
Gecelca 32	273	28/09/2018	Térmica	2,4
Termonorte	88	01/12/2018	Térmica	2,2
Termoyopal G3	50	31/08/2020	Térmica	0,5
Termoyopal G4	50	31/08/2020	Térmica	0,5
Termoyopal G5	50	11/02/2021	Térmica	0
Total/ponderado	2.815,00			23,6

La edad media ponderada de la capacidad termoeléctrica (excluyendo a los CC) con despacho centralizado con que cuenta el país es de 23,0. Desconociendo el estado actual del parque y sin tener en cuenta eventuales mantenimientos mayores que se hayan realizado y prolonguen su vida útil, en teoría los años estimados de operación de estas plantas, según tecnología y configuración, oscila entre veinte y cuarenta años.

Al cierre de febrero de 2021, el promedio ponderado de años de entrada en operación del parque de generación existente, sometido a despacho centralizado, era de 26,7

años, que se discriminan para efectos de contar con una visión cuantitativa de la obsolescencia de algunos recursos, o la necesidad de que sean sujetos de actualización tecnológica:

Tabla 13. Capacidad instalada del SIN vs. antigüedad

Parque de generación - despacho centralizado							
Hidráulica		Térmica CC		Térmica		TOTAL	
MW	Años	MW	Años	MW	Años	MW	Años
809	> 50	-	> 50	72	> 50	881	> 50
2.420,00	> 40	-	> 40	455	> 40	2.875,00	> 40
5.177,00	> 30	791	> 30	1.107,00	> 30	7.075,00	> 30
7.815,00	> 20	1.651,00	> 20	1.934,00	> 20	11.400,00	> 20

En tanto la remuneración de las OEF se realice a prorrata de la ENFICC para las denominadas «plantas existentes» (no participantes en procesos de subasta), no existen incentivos para que los agentes actualicen la tecnología de sus plantas o las retiren del mercado.

No se cuenta con información suficiente para calcular la tasa de reemplazo o reposición del parque de generación. No obstante, se muestra la tasa de incorporación y desincorporación de MW desde la implantación de la reforma del sector eléctrico:

Tabla 14. Tasa de incorporación y desincorporación de centrales del SIN

	Capacidad instalada	Δ Capacidad
AÑO	MW	
1995	10.173	
1996	10.666	493
1997	11.203	537
1998	12.057	854
1999	11.586	-471
2000	12.737	1.151
2001	13.160	424
2002	13.425	265
2003	13.229	-196
2004	13.427	198
2005	13.355	-72
2006	13.280	-75
2007	13.414	134
2008	13.479	64
2009	13.509	30
2010	13.303	-206
2011	14.427	1.125
2012	14.413	-15
2013	14.551	138
2014	15.481	930
2015	16.420	939
2016	16.595	175
2017	16.779	184
2018	17.328	549
2019	17.462	135
2020	17.485	23



Durante los once años de vigencia del que se denominó Cargo por Capacidad (1996-2006) se incorporaron 3.921 MW y se desincorporaron 814 MW (356 MW/año y 74 MW/año, respectivamente). Durante los catorce años de vigencia del que se ha denominado Cargo por Confiabilidad (2007 – a la fecha), se incorporaron 4.425 MW y se desincorporaron 221 MW (316 MW/año y 16 MW/año, respectivamente). Calculando la tasa de reposición durante los dos períodos referenciados se obtiene:

$$Tasa\ de\ reposición_{cargos\ por\ Capacidad} = \frac{814\ MW}{3921\ MW} \times 100 = 21\%$$

$$Tasa\ de\ reposición_{cargos\ por\ Confiabilidad} = \frac{221\ MW}{4425\ MW} \times 100 = 5\%$$

En todo caso, los períodos de vigencia no son estrictamente comparables porque ambos esquemas enfrentaron o enfrentan niveles de demanda diferentes. Teniendo en cuenta la tendencia creciente a la sobreinstalación en potencia y a la reducción del factor de carga del parque de generación, que se acentuarán a medida que se incorporan tecnologías de generación variable al sistema, es necesario que las señales de expansión y la forma en que se distribuye el Cargo por Confiabilidad entre las plantas existentes incentiven la renovación tecnológica y tengan entre sus objetivos la minimización del costo de prestación del servicio para los usuarios.

Las reglas del Cargo por Confiabilidad establecen que el parque existente de generación (que no participa en las subastas) sea remunerado al precio de cierre de la última subasta, lo que lleva a que plantas de incorporación recientes, y que han participado en subastas previas (inclusive en el mecanismo GPPS), obtengan durante el periodo de vigencia de sus OEF menos remuneración que plantas cercanas a cumplir su vida útil factible.

Tabla 15. Plantas asignadas en las subastas

Subasta	Fecha realización	Proyectos	Precio (USD/MWh)	Período de vigencia inicial
Primera subasta	06/05/2008	Gecelca 3	14	01/12/2012
		Termocol		
		Amoyá		
Asignación GPPS	25/06/2008	Cucuana	14	01/12/2014
		Miel II		01/12/2014
		El Quimbo		01/12/2014
		Sogamoso		01/12/2014
		Porce IV		01/12/2015
		Pescadero Ituango		01/12/2018

Subasta	Fecha realización	Proyectos	Precio (USD/MWh)	Período de vigencia inicial
Segunda subasta	28/12/2011	Ambeima	15,7	01/12/2015
		Gecelca 32		
		Carlos Lleras Restrepo		
		San Miguel		
		Tasajero II		
Asignación GPPS	30/01/2012	Pescadero -Ituango	15,7	01/12/2021
		Sogamoso	15,7	01/12/2016
		Porvenir II	11,7	01/12/2018
		Termonorte	14,9	01/12/2017
Tercera subasta	28/02/2019	Termovalle	15,1	01/12/2022
		El Tesorito		
		Pw-Con3		
		Termosolo 1		
		Termosolo 2		
		Termoyopal 3		
		Termoyopal 4		
		Termoyopal 5		
		Termoebr		
		Termoproyectos		
		Termocaribe 1		
		Termocaribe 3		
		Termocandelaria		
		El Paso Solar		
		La Loma Solar		
		Parque Beta		
		Casa Eléctrica		
		Parque Alpha		
		Windpeshi		
		Tumawind		
Chemesky				
Pescadero-Ituango				
Escuela De Minas				
Miel II				

Cabe señalar que los proyectos que se resaltan en rojo no cumplieron con los requisitos exigidos por el regulador o no pudieron entrar en las fechas previstas, lo que implicó la ejecución de garantías y la pérdida del Cargo por Confiabilidad.

En la medida en que la regla mencionada previamente establece, como se indicó, que el parque existente de generación sea remunerado al precio de cierre de la última subasta, la competencia entre agentes nuevos y agentes existentes no es completamente nivelada. Mientras los agentes nuevos evalúan sus proyectos como *project finance*, los agentes existentes, que eventualmente pueden pivotear el precio de cierre de la subasta, ofrecen precios para su(s) proyecto(s) desde la perspectiva de sus efectos sobre todo su portafolio de recursos y no sobre el(los) proyecto(s) mismo(s).

Para aquellos recursos de generación que hacen parte de las llamadas Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), que cada vez tienen menos de no convencionales, y que quieran participar en las subastas de OEF, la CREG ha establecido metodologías para determinar su ENFICC con criterio 95% PSS. Con estimativos que pueden variar según ubicación del proyecto, en el caso de proyectos solares, la ENFICC reconocida corresponde aproximadamente a un 10% de los kW pico del proyecto, y en el caso de proyectos eólicos la ENFICC reconocida corresponde aproximadamente a un 6% de la capacidad efectiva neta del proyecto. Lo anterior señala que el atributo de estos proyectos es su capacidad de proveer energía media y no energía firme.

En relación con la forma en que se ejercen y se respaldan las OEF, se encuentra que el mecanismo actual compromete innecesariamente la viabilidad financiera de los agentes generadores, cada vez que el sistema se encuentra en condiciones críticas, o cada vez que los agentes requieren respaldo para cumplir con sus obligaciones.

En lo concerniente al cumplimiento de las OEF en despacho ideal durante la «condición crítica» (precio de bolsa > precio de escasez), este sigue definiéndose con las mismas reglas que se aplican durante la «condición normal». Es decir, se

despachan los recursos en orden de mérito de precios y de acuerdo con su disponibilidad declarada.

Se supone que el diseño básico del Cargo por Confiabilidad, que opera como una opción, es que durante la «condición crítica» se ejerce la OEF, y esta se remunera a precio de escasez; sin embargo, debe tenerse en cuenta que:

$$\text{Declaración de disponibilidad} = \text{capacidad efectiva neta} > \text{ENFICC} \geq \text{OEF}$$

Lo anterior implica que un recurso, al declarar su disponibilidad y tener un precio de oferta < precio de bolsa, saldrá despachado con una energía igual a su capacidad efectiva neta. Lo que implica que saldrá despachado en una cantidad superior a su OEF. Es decir, logra despachar su OEF y su energía no firme:

$$\text{Energía no firme} = \text{capacidad efectiva neta} - (\text{ENFICC} \geq \text{OEF})$$

Esta energía no firme, en el despacho ideal, desplaza en la misma magnitud las OEF de otros agentes. Entre mayor sea la energía no firme del agente en cuestión, mayor cantidad de OEF de otros agentes será desplazada. En resumen, mayor cantidad de OEF de otros agentes quedará fuera del despacho ideal. Si se tiene en cuenta que todas las plantas que clasifiquen en el despacho ideal tienen energía no firme, que será despachada, el desplazamiento y el incumplimiento de las OEF de otras plantas, por definición, será igual a:

Incumplimiento de OEF

$$= \sum_{i-\text{Ideal}}^{n-\text{Ideal}} \text{Capacidad efectiva neta}_i - (\text{ENFICC}_i \geq \text{OEF}_i)$$

Entonces, la forma en que se ejercen las OEF predefine su incumplimiento por parte de tantas plantas como desplace la energía no firme forzada dentro del despacho Ideal. Lo paradójico del mecanismo es que los agentes con energía firme desplazados del despacho ideal deben adquirir la energía no firme que los desplazó en el mercado

de desviaciones a un precio igual a precio de bolsa – precio de escasez. Como consecuencia, se tienen los siguientes efectos negativos, obviando los compromisos contractuales de los agentes:

- Las plantas que clasifican en el despacho ideal perciben ingresos por concepto de: i) sus OEF remuneradas a precio de escasez; y su energía no firme, remunerada a precio de bolsa – precio de escasez en el mercado de desviaciones.
- Las plantas que no clasifican en el despacho ideal, al ser desplazadas por energía no firme, no perciben ingresos por concepto de sus OEF y enfrentan un costo equivalente a sus OEF valoradas a precio de bolsa – precio de escasez y adquiridas en el mercado de desviaciones.

Si las reglas del despacho ideal en «condición crítica» fueran coherentes con las bases conceptuales con las que se diseñó el Cargo por Confiabilidad, cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez, se debería:

- Realizar una separación de las cantidades y precios ofertados por todas las plantas que tienen asignadas OEF. Las cantidades se separarían entre las OEF de la planta a ser ejercidas y la energía no firme que oferte (declaración de disponibilidad - OEF). A las OEF se les asignaría un precio igual al precio de escasez y a la energía no firme se le asignaría el precio de oferta originalmente ofrecido para la planta.
- En las condiciones descritas, todas las OEF asignadas a las plantas saldrían en el despacho ideal al precio prometido (precio de escasez) y la energía no firme se despacharía en orden de mérito del precio ofertado, únicamente para suplir las plantas y/o unidades de generación que no estén en capacidad física de cumplir con sus OEF.

Un despacho como el planteado tendría los siguientes efectos positivos:

- Se ejercerían tantas OEF como físicamente fuera posible.

- No se permitiría que la energía no firme percibiera una remuneración que superara el precio de escasez, a menos de que dicha energía no firme termine siendo despachada por incumplimiento físico de OEF por parte de otras plantas y/o unidades de generación.
- Se minimizarían las cantidades transadas en el mercado de desviaciones, al que solo acudirían las plantas y/o unidades de generación con imposibilidad física de cumplir con sus OEF.
- Evitaría que los agentes oferten precios por debajo de sus costos variables, o del costo de oportunidad del recurso hídrico, para salir en el despacho ideal y obtener rentas adicionales en el mercado de desviaciones por concepto de su energía no firme.
- Permitiría efectuar un diagnóstico cierto de que tan «firmes» son las OEF que se les asignaron a las diferentes plantas y/o unidades de generación del sistema.
- Podría evitar la tentación del regulador de fijar precios techos artificiales en la bolsa de energía, como sucedió durante la condición crítica de 2015/2016, permitiendo que los precios de bolsa alcancen el primer escalón del costo de racionamiento si la situación del sistema llega a ese punto, cosa que no sucedería a menos que se presentara un incumplimiento masivo de las OEF por parte de los agentes.

El regulador establece que el cumplimiento de las OEF se liquide por agente y no por planta, lo que constituye una clara discriminación entre participantes que cuentan con una o pocas plantas y participantes con un portafolio importante de recursos. Esta regla, además de discriminatoria, les permite a los agentes con portafolio cubrir las desviaciones de sus OEF con energía no firme proveniente de sus propias plantas. Mientras un agente sin portafolio debe comprar las desviaciones que registre respecto a sus OEF en el mercado de desviaciones, el agente con portafolio no se ve forzado a comprar sus desviaciones en dicho mercado, a menos de que la energía no firme que logre incorporar en el despacho Ideal resulte insuficiente para cubrir tales

desviaciones. Si las OEF se asignan por planta, carece de sentido que el cálculo de desviaciones se realice por agente.

El mercado de desviaciones, por definición, es un mercado en el que se vende energía no firme que es adquirida por los agentes con desviaciones respecto a sus OEF. aquí se encuentra una incongruencia entre el mercado de desviaciones y el denominado mercado secundario de energía firme o mercado secundario. Mientras en condición crítica el regulador permite que en el mercado de desviaciones un agente que incumpla con sus OEF cubra la desviación con energía no firme (es posible que no sea tal, o al menos el regulador no le reconoce este atributo) en condiciones no críticas, no permite que un agente respalde sus OEF con esta energía no firme.

Es por esta diferenciación en las reglas que en el mercado secundario hay baja disponibilidad de respaldo para la venta, y este puede ser costoso si se percibe estrechez. Mientras en el mercado de desviaciones los agentes pueden vender la diferencia entre la capacidad efectiva neta y sus OEF (cuando son seleccionados en el despacho ideal) para cubrir incumplimientos de OEF de terceros, en el mercado secundario solo pueden ofrecer, para la venta, la diferencia entre su ENFICC y las OEF que le fueron asignadas.

No existe ninguna razón evidente para la disparidad en estas reglas. Se debería permitir en el mercado secundario que los agentes puedan ofrecer y transar energía no firme como respaldo, calculada esta última como la energía que puede suplir y comprometer entre sus OEF y hasta su capacidad efectiva neta. La única condición para igualar las reglas de ambos mercados sería trasladarle al vendedor de energía de respaldo en el mercado secundario las obligaciones que se encuentran en cabeza del comprador, esté o no el sistema en condición crítica. **En las condiciones descritas el mercado secundario se autorregularía, lográndose una disponibilidad mayor de respaldo a precios más razonables.**

Finalmente, con relación a las plantas y/o unidades de generación nuevas, la CREG impone fechas y plazos máximos de entrada en operación comercial de los proyectos que la realidad ha mostrado que son difíciles de cumplir. Prevista por parte del

regulador una fecha de entrada en operación de un proyecto, al desarrollador no se le debería declarar incumplimiento y, por ende, ejecución de garantías, en tanto dicho desarrollador presente contratos de respaldo adquiridos en el mercado secundario redefinido.

Por último, un factor a considerar es el hecho de que el mecanismo vigente de subastas de OEF compromete la remuneración de Cargo por Confiabilidad por períodos típicos de veinte años para los proyectos que resultan con asignaciones. Este horizonte de ingresos garantizados resulta incompatible con las metas que se ha trazado el país en términos medioambientales, y limita la posibilidad de que los usuarios sean servidos con plantas tecnológicamente más eficientes, resultado de la investigación y desarrollo. Así, los compromisos que se adquieren en las subastas no deberían superar los 10 años.

4.3. Mecanismos de expansión y subastas de energía media

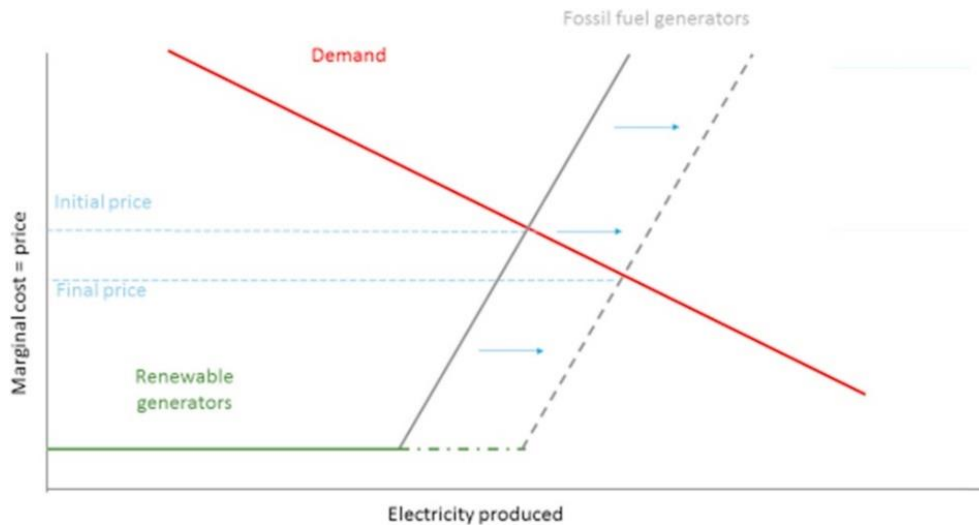
El diseño actual del mercado que nos conduce a la sobreinstalación de potencia debido a la amplia cobertura de los ingresos fijos que garantizan las Obligaciones de Energía Firme asignadas y a una confiabilidad aparente que parece no ser tan fuerte en condiciones críticas del sistema, cuando se combina con el despliegue de tecnologías renovables a gran escala y con el incremento en la autoproducción, necesariamente se traduce en una disminución en los precios del mercado spot y un aumento en la volatilidad de dichos precios.

En particular, en Europa (el despliegue solar en Italia durante el período 2005–2013 redujo los precios de electricidad y amplificó su volatilidad), de Vos¹⁶ afirma que los precios negativos de la electricidad resultan de una distorsión del mercado causada por mecanismos de soporte a las fuentes renovables, que, en nuestro caso, se exagera por los mecanismos de expansión de la llamada tecnología convencional que

¹⁶ Kristof de Vos (2015). Negative wholesale electricity prices in the German, French and Belgian day-ahead, intra-day and real-time markets. *Electr J*, 28(4), pp. 36-50.

se encuentran vigentes. El siguiente gráfico explica el impacto teórico de las renovables con un modelo de libro de texto del mercado eléctrico¹⁷:

Figura 14. Impacto de la incorporación de FNCER



Esta figura muestra que las nuevas instalaciones renovables desplazan la curva de oferta, lo que a su vez disminuye los precios. Dada la intermitencia de estas tecnologías, la curva de oferta aumentará y disminuirá dependiendo de las condiciones climatológicas, lo que incrementa aún más la volatilidad inherente a los mercados eléctricos. A mayor penetración de las energías renovables, mayor es el cambio en la curva de oferta y mayor es la volatilidad de los precios. Esto conduce a una divergencia entre el costo real del sistema y la evolución del precio de la electricidad en el mercado spot, en mercados con alta penetración de energía renovable.

No obstante, gradualmente invertir en nueva capacidad de energías renovables será menos atractivo en la medida en que los precios de la electricidad se reduzcan y las ganancias esperadas disminuyan. Además, los inversores privados probablemente exigirán tasas de rendimiento más altas a medida que la volatilidad aumente las incertidumbres sobre los proyectos.

¹⁷ Ibid.

La penetración de renovables en los mercados liberalizados tiene un límite, y la descarbonización total del sector eléctrico no es alcanzable, a menos de que se replanteen los mecanismos de expansión. Sin tecnologías convencionales o un mecanismo que capture señales de precios adecuados para las renovables, los precios serían cero o negativos.

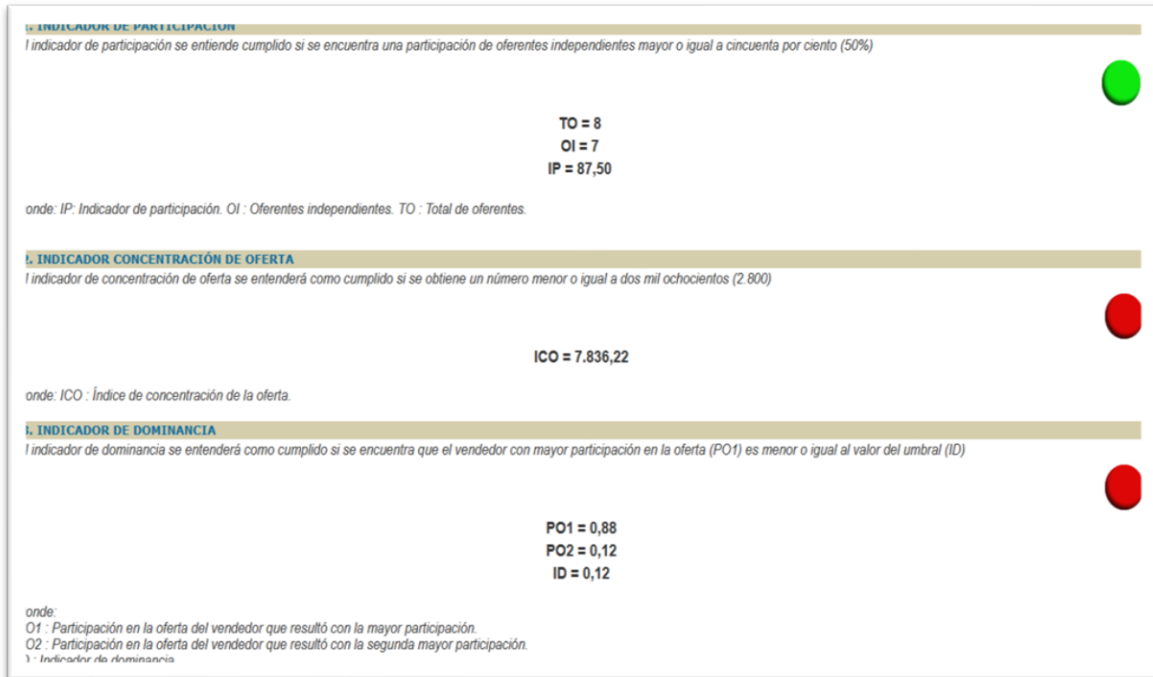
Otras alternativas estarían dirigidas a rediseñar los mecanismos de compensación del mercado para acomodar las energías renovables. El tercer enfoque consistiría en subsidiar a los generadores de combustibles fósiles, a través de pagos de capacidad, por ejemplo. Sin embargo, subsidiar los costos fijos de las tecnologías convencionales llevaría a replantearse la pregunta sobre la relevancia práctica del mercado de la electricidad.

Frente a eventuales precios de la electricidad iguales a cero o negativos, se requeriría cubrir los costos fijos de un portafolio diversificado. El 26 de febrero de 2019 el país realizó la primera subasta de contratación a largo plazo de energía (CLPE), cuyos objetivos fueron los siguientes:

- Fortalecer la resiliencia de la matriz energética
- Promover la eficiencia en la formación de precios
- Mitigar los efectos del cambio climático
- Reducir emisiones de gases efecto invernadero

Si bien la realización de estas subastas eran facultad del MME, el regulador sectorial (CREG) fijó las condiciones de competencia que validarían el proceso y cuyos resultados, en términos de cumplimiento, se muestran a continuación:

Figura 15. Indicadores de condiciones de competencia de la SCL



Debido a que no se cumplió el indicador de concentración de oferta y el indicador de dominancia, no fue posible el proceso de adjudicación. El 06 de septiembre de 2019 se realizó nuevamente la subasta, finalmente exitosa. La CREG flexibilizó algunos de los indicadores de competencia que inicialmente había exigido. Las características básicas de la subasta son las siguientes:

- Al contrario de lo que sucede en las subastas de energía firme, en las que la representación de la demanda (compradores) es asumida por la CREG, en las subastas CLPE participan directamente los compradores. Así mismo, en las subastas del MME se ofrece energía media y no energía firme.
- Es una subasta de sobre cerrado de dos puntas en la que participan compradores y vendedores de manera voluntaria.
- Sobre la oferta de los compradores, estas se ajustan a las siguientes disposiciones:
 1. El comprador puede presentar una o más ofertas.
 2. Cada oferta presentada por el comprador se entiende para un período de veinticuatro horas.

3. La oferta debe indicar la cantidad máxima de energía a comprar en un día en MWh-día.
 4. La oferta debe indicar el precio al que está dispuesto a comprar en COP \$/kWh.
 5. El precio de oferta del comprador se entiende como el precio promedio ponderado por kWh que está dispuesto a pagar por la totalidad de contratos que le sean asignados para cada oferta.
 6. La suma de las cantidades de las ofertas de compra no puede superar la demanda comercial promedio diaria del comprador para el año anterior a la publicación del pliego de la subasta. Esta disposición no aplica para los compradores cuya demanda comercial promedio diaria no regulada supere el treinta por ciento (30%) de su demanda comercial promedio diaria.
- Sobre la oferta de los vendedores, estas se ajustan a las siguientes disposiciones:
 1. El vendedor puede presentar para cada bloque intradiario, una o más ofertas. Los bloques intradiarios son los siguientes:

Bloque n.º 1: siete períodos horarios comprendidos entre las 00:00 horas y las 07:00 horas;

Bloque n.º 2: diez períodos horarios comprendidos entre las 07:00 horas y las 17:00 horas;

Bloque n.º 3: siete períodos horarios comprendidos entre las 17:00 horas y las 24:00 horas.
 2. Cada oferta debe indicar la cantidad de paquetes de energía a vender para cada bloque intradiario.
 3. La cantidad de paquetes de energía ofertada se entiende igual para cada hora que integra el bloque intradiario en el que se está ofertando.
 4. La oferta deberá indicar el precio en COP \$/kWh.

5. Para cada oferta, el vendedor indica el número máximo y mínimo de paquetes de energía que está dispuesto a aceptar para un mismo precio de oferta.
6. La cantidad de energía del total de las ofertas que potencialmente puedan adjudicarse no puede superar la energía media diaria del proyecto de generación. Para el cálculo de la energía media diaria se aplica el factor de planta que para tal efecto indique la UPME.
7. el vendedor deberá indicar, para cada oferta, si presenta o no una de las siguientes restricciones, sin que sea posible establecer más de una restricción para cada oferta:

Ofertas simultáneas: si la oferta marcada con la restricción resulta asignada, todas las ofertas relacionadas deben ser asignadas, y en caso de que la oferta marcada con la restricción no resulte asignada, ninguna oferta relacionada puede ser asignada.

Ofertas excluyentes: si la oferta marcada con la restricción resulta asignada, las ofertas relacionadas no pueden ser asignadas.

Ofertas dependientes: las ofertas de venta marcadas con esta restricción solo pueden ser asignadas si la oferta relacionada resulta asignada

- La adjudicación de la subasta se realiza mediante una metodología que resuelve un problema de optimización que busca la combinación de las ofertas que maximice el beneficio del consumidor, sin que el precio promedio ponderado de la totalidad de los contratos asignados en los tres bloques intradiarios supere un tope máximo promedio predefinido.
- Como resultado de la adjudicación de la subasta, compradores y vendedores suscriben contratos bajo la modalidad Pague lo Contratado, en los cuales el vendedor se obliga a suministrar a favor del comprador la cantidad de energía durante el período de suministro. Dicho suministro debe ser honrado con la generación ideal o con compras en bolsa de energía, las cuales son pagadas

por el comprador a un precio que corresponde al valor adjudicado en COP \$/ kWh para cada hora del día, más el valor del componente CERE, que se calcula según la normativa aplicable.

- Los gravámenes y contribuciones del mercado que no se hayan incluido en el valor adjudicado serán asumidos por el vendedor.
- La cantidad de energía corresponde a los kWh que el vendedor se obliga a suministrar al comprador para cada una de las horas del día.
- El período de suministro se definió por un término de quince años contados a partir del 01 de enero de 2022.

En esta subasta calificaron y participaron las siguientes empresas compradoras y las siguientes empresas vendedoras, con sus respectivos proyectos:

Tabla 16. Participantes en la SCLP

Compradores		Vendedores		
No.	Oferente	No.	Oferente	Proyecto
1	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	1	ACCIONA ENERGÍA GLOBAL, S.L.	Bosques Solares de Bolívar 502
2	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P	2	ACCIONA ENERGÍA GLOBAL, S.L.	Bosques Solares de Bolívar 500
3	CENTRALES ELECTRICAS DE NARINO S.A. E.S.P	3	ACCIONA ENERGÍA GLOBAL, S.L.	Bosques Solares de Bolívar 501
4	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	4	ACCIONA ENERGÍA GLOBAL, S.L.	Bosques Solares de Bolívar 503
5	CODENSA S.A. E.S.P.	5	ACCIONA ENERGÍA GLOBAL, S.L.	Bosques Solares de Bolívar 504
6	COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A.E.S.P	6	CANADIAN SOLAR ENERGY COLOMBIA S.A.S.	Caracolí I
7	ECOPETROL ENERGÍA S.A.S E.S.P	7	COBRA CONCESIONES S.L., ZERO-E CURRIENCES S.L. PROMESA DE SOCIEDAD FUTURA COBRA SOLARES S.A.S. E.S.P.	Bosques Solares de Colombia
8	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	8	COBRA CONCESIONES S.L., ZERO-E CURRIENCES S.L. PROMESA DE SOCIEDAD FUTURA COBRA SOLARES S.A.S. E.S.P.	Bosques Solares de los Llanos 6
9	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A E.S.P	9	EDF RENOVABLES COLOMBIA S.A.S.	Proyecto Parque Eólico Culantral
10	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	10	ELAWAN ENERGY COLOMBIA S.A.S	Los Morrosquillos I
11	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	11	ELAWAN ENERGY COLOMBIA S.A.S	Los Morrosquillos II
12	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	12	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	Eólico Acacia 2
13	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	13	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	Eólico Camelias
14	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	14	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	Solar Chicamocho 1,2,3
15	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A E.S.P.	15	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	Solar Zarzal - La Victoria 1,2
16	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P	16	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	Eólico Carreto
17	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	17	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	Solar Sincé
18	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	18	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	Tepuy
19	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	19	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	EO200i
20	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	20	ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S E.S.P	Parque Eólico Windpeshi
21	PROFESIONALES EN ENERGIA S.A E.S.P	21	ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S E.S.P	Parque de Generación Solar Latamsolar 150 MWac
22	RUITOQUE S.A. E.S.P.	22	ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S E.S.P	Proyecto Eólico Urraichi - Chemesky
23	VATIA S.A. E.S.P	23	EOLIOS ENERGÍA S.A.S. E.S.P	Beta
		24	GUAJIRA EÓLICA I S.A.S	Parque Eólico EL Ahumado
		25	ISAGEN S.A. E.S.P.	Parque Eólico Guajira I (PEGI)
		26	JEMEIWAA KA1 S.A.S. E.S.P	Parque Eólico Apotolomu de 75 MW
		27	JEMEIWAA KA1 S.A.S. E.S.P	Parque Eólico Carrizal de 195 MW
		28	JEMEIWAA KA1 S.A.S. E.S.P	Parque Eólico Casa Eléctrica de 180 MW
		29	JEMEIWAA KA1 S.A.S. E.S.P	Parque Eólico Irraipa de 99 MW
		30	PARQUE SOLAR PORTON DEL SOL S.A.S	Porton del Sol
		31	SOLARPACK COLOMBIA S.A.S. E.S.P	La Mata
		32	SOLARPACK COLOMBIA S.A.S. E.S.P	La Unión
		33	SPV VILLANUEVA S.A.S.	Proyecto Villanueva
		34	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	Delphi Helios 1 Meta
		35	TRINA SOLAR GENERADOR COLOMBIA - CAMPANO S.A.S E.S.P.	Proyecto Parque Solar El Campano
		36	TRINA SOLAR GENERADOR COLOMBIA - CARTAGO S.A.S. E.S.P.	CSF Continua Cartago 99 MW
		37	TRINA SOLAR GENERADOR COLOMBIA - SAN FELIPE S.A.S E.S.P	CSF Continua San Felipe 90 MW
		38	VIENTOS DEL NORTE S.A.S E.S.P	Alpha

Los resultados de la subasta se describen a continuación:

- a. Una demanda objetivo de 12.050,5 MWh-día, determinada por el Ministerio de Minas y Energía.
- b. Un tope máximo individual de 200 \$/kWh y como tope máximo promedio 160 \$/kWh, determinados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- c. Un total de energía asignada de 10.186 MWh-día.
- d. Un precio promedio ponderado de asignación de 95,65 \$/kWh.
- e. Un total de 544 contratos de suministro de energía eléctrica.
- f. Un total de 7 generadores asignados.
- g. Un total de 22 comercializadores asignados.
- h. Un total de 8 proyectos adjudicados con una capacidad efectiva total de 1.395 MW (723 MW adicionales en la práctica), los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera: el 17,39% corresponde a solar fotovoltaica y el 82,61% a eólica, en términos de energía.

La UPME (subastador) verificó que existía una diferencia positiva entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada de 1.864,5 MWh-día. Por lo tanto, y según reglas predefinidas, activó el mecanismo complementario de subasta, cuyo proceso de adjudicación se realizó el 23 de octubre de 2019.

Los resultados del mecanismo complementario se describen a continuación:

- a. Un total de energía asignada de 1.864,5 MWh-día.
- b. Un precio promedio ponderado de asignación de 106,66 \$/kWh.
- c. Un total de 168 contratos de suministro de energía eléctrica.
- d. Un total de 3 generadores asignados.
- e. Un total de 28 comercializadores asignados.
- f. Un total de 6 ofertas adjudicadas con una capacidad adicional de 75 MW, los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera: el 1,26% corresponde a solar fotovoltaica y el 98,74% a eólica, en términos de energía.

Recientemente, el MME anunció que se realizará una segunda subasta de contratación a largo plazo de energía durante el primer semestre de 2021. La norma, sometida a consulta, establece entre otras, las siguientes reglas:

1. Se tendrán en cuenta proyectos que tengan una capacidad igual o mayor a 5 MW y aquellos cuya capacidad esté entre 5 MW y 20 MW, si declaran que se acogen durante la duración del contrato al despacho centralizado.
2. Podrán participar únicamente proyectos nuevos que no tengan OEF asignadas en la subasta de Cargo por Confiabilidad de 2019 y/o que no hayan suscrito contratos de suministro de energía en la pasada subasta de contratación de largo plazo.
3. Los proyectos que quieran participar deberán estar inscritos en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica de la UPME, mínimo en la fase 2, además de contar con el concepto de conexión a la red de transmisión nacional o regional aprobado por la UPME.
4. Establece que el 10% de las compras anuales de energía de los comercializadores del Mercado de Energía Mayorista, destinadas a atender usuarios finales, deben provenir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, a través de contratos de largo plazo.

4.4. Mecanismos de expansión de plantas menores

Se considera planta menor, con independencia de su tecnología, todo proyecto de generación con capacidad efectiva neta menor de 20 MW. Las principales reglas aplicables a estos proyectos se resumen a continuación:

- El desarrollo y puesta en marcha de estos proyectos es a riesgo del inversionista y no tienen garantía de ingresos mínimos.
- Las plantas menores con capacidad efectiva mayor o igual a 10 MW pueden optar por participar en el despacho central, en cuyo caso participarán en el mercado mayorista de electricidad, con todas sus reglas.

- Las plantas menores que no están sometidas a despacho centralizado tienen despacho determinístico, y son tomadoras de precios (no presentan ofertas ni de cantidades ni de precios en el mercado spot).
- En el caso de las plantas menores con capacidad efectiva mayor o igual a 10 MW que no opten por participar en el despacho centralizado, y en el caso de las plantas menores con capacidad efectiva menor a 10 MW, pueden comercializar, en los siguientes términos: la energía que producen puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el precio de bolsa, menos la contribución denominada FAZNI. Así mismo, puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas; o puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los generadores y comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados.
- La ENFICC de las plantas menores no despachadas centralmente se calcula de acuerdo con su disponibilidad promedio anual, y en la práctica se le fija de acuerdo con su factor de carga. Es decir, la ENFICC de las plantas menores se calcula con base en su energía media y no con base en su energía firme. Aquí el regulador mezcla explícitamente los dos conceptos. Si una planta menor no declara su ENFICC, el regulador asume un factor de carga del 35%. No obstante, no son sujetas de asignación de OEF, y para efectos de calcular la demanda objetivo que debe ser cubierta con OEF de las plantas que participan en el despacho centralizado, se descuenta de esta las ENFICC declarada o asumida por/para las plantas menores.
- En condición crítica del sistema, todos los generadores no despachados centralmente que tengan contratos de venta de energía deben producir la ENFICC declarada o asumida. Cuando su generación real diaria sea menor a su ENFICC, el agente en cuestión es objeto de cálculo de desviaciones; pero

en este caso particular dichas desviaciones son pagadas por el agente al valor del CERE (Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad).

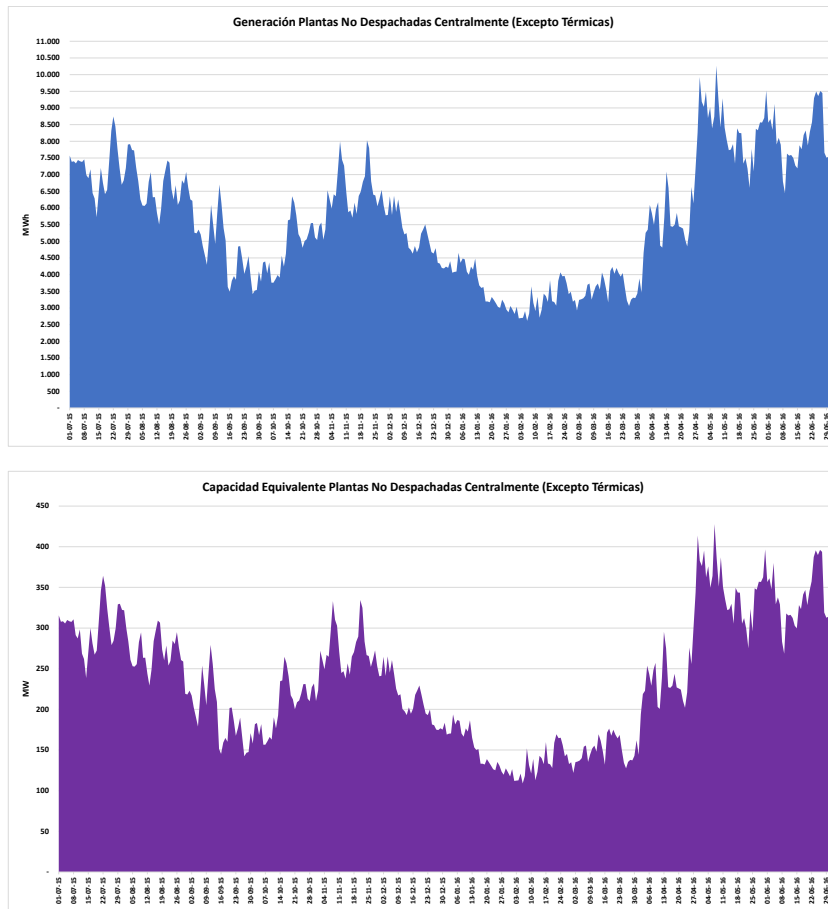
- En condición crítica del sistema, el precio de los contratos de venta de energía que las plantas menores hayan pactado a precio de bolsa se reemplaza por el precio de escasez.
- Las plantas no despachadas centralmente solo recaudan Cargo por Confiabilidad (CERE) por sus ventas de energía en bolsa, es decir, cuando su generación no esté comprometida en contratos.

Sobre las reglas atrás descritas se tienen las siguientes observaciones en el contexto del análisis:

El umbral establecido por la CREG, de 20 MW, es arbitrario. Inicialmente, cuando se definió este límite, todos los recursos no despachados centralmente correspondían a proyectos hidroeléctricos de *pasada* o *filo de agua*. Es decir, proyectos sin capacidad de regulación del recurso hídrico dentro de límites razonables. Solo el 30 de diciembre de 1999 se incorpora a las plantas no despachadas centralmente la primera termoeléctrica: Termopiedras, de 3,75 MW; seguida el 04 de abril de 2016 por el proyecto Termobolivar 1 de 9,70 MW.

Si bien las termoeléctricas están en capacidad de aportar energía firme al sistema, no sucede lo mismo con las tecnologías de generación restantes, que solo están en capacidad de aportar energía media, medida sobre períodos más extensos que el definido para los mercados spot. La contribución de energía media durante la última condición crítica del sistema de las plantas no termoeléctricas no sometidas al despacho centralizado, medida durante el período que va de julio de 2015 a junio de 2017, se ilustra en la siguiente gráfica:

Figura 16. Contribución de energía media en condiciones críticas, energía y potencia



Teniendo en cuenta la potencia instalada de estos recursos durante el período referenciado, se obtienen los siguientes factores de carga agregado de este parque:

Figura 17. Factores de carga agregados del SIN

Fecha	MW	MWh	Factor de Carga
jul-15	587	224.404	51%
ago-15	587	200.869	46%
sep-15	592	139.291	33%
oct-15	592	151.002	34%
nov-15	592	195.419	46%
dic-15	592	156.973	36%
ene-16	592	112.341	26%
feb-16	592	94.301	23%
mar-16	592	111.469	25%

Fecha	MW	MWh	Factor de Carga
abr-16	604	178.407	41%
may-16	605	258.202	57%
jun-16	624	243.289	54%

Se presentaron mínimos del 23% en el mes de febrero de 2016 y máximos del 57% en el mes de mayo del mismo año. El promedio del periodo analizado fue de 39,5%, siendo el factor de carga durante la estación de verano (diciembre – abril) del 30,2%. Estos factores de carga medidos individualmente presentan mayores variaciones.

Se considera si no un error, al menos una equivocación, medir la contribución al sistema de las plantas hidráulicas, solares y eólicas, que no son despachadas centralizadamente, en términos de Energía Firme. Calcular, medir, o inferir su ENFICC desconoce que el atributo de estas plantas es su capacidad de producir energía media y no energía firme.

Teniendo en cuenta que en condición crítica del sistema todos los generadores no despachados centralmente, que tengan contratos de venta de energía, deben producir la ENFICC declarada o asumida, y el no cumplimiento implica el cálculo y cobro de desviaciones. muchos agentes están optando por declarar una ENFICC = 0, como se menciona en otra sección de este documento. Como se señaló, las desviaciones que lleguen a causarse son pagadas por el agente al valor del CERE.

La forma en que la CREG asocia y aplica parcialmente el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y las OEF a las plantas no sujetas a despacho centralizado, implica lo siguiente:

- Les impone OEF a los respectivos agentes, y estas no son asignadas ni remuneradas.
- En condición crítica les cobra desviaciones con base en compromisos que implican obligaciones, pero no derechos.
- Les techa el precio de los contratos al precio de escasez, cuando los precios pactados son iguales al precio de bolsa, como si los compradores de la energía

producida por estas plantas no pudieran asumir riesgos, y como si estas plantas tuvieran poder de mercado.

- Las obliga a recaudar el CERE sobre las ventas en bolsa, trasladando un subsidio directo desde las plantas no despachadas centralmente hacia los compradores de energía en bolsa.

No obstante, la CREG insiste en cambiarle el marco regulatorio a estas plantas, haciéndolas pasar por el cedazo de la energía firme y todas sus reglas, único atributo que reconoce el regulador. Los propósitos de la comisión se reflejan en las siguientes resoluciones que han sido derogadas y en los siguientes proyectos de resolución:


Tabla 17. Resoluciones de CREG para plantas menores, PNDC

Resoluciones/proyectos de resolución	Descripción
<p>Proyecto de Resolución CREG-037 de 2015</p> <p>D-024-15 plantas menores en liquidación centralizada del CXC</p>	<p><u>Plantas \geq 5MW</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ OEF = ENFICC ▪ Tratamiento igual a plantas despachadas centralmente ▪ Para las plantas que no declaren ENFICC se considera toda su producción como ventas en bolsa <p><u>Plantas $<$ 5MW</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ OEF = ENFICC ▪ En condición crítica, los precios de contratos a precio de bolsa se liquidan a precio de escasez ▪ Recaudan CERE por ventas en bolsa ▪ Para las plantas sin declaración de ENFICC, toda su producción se considera vendida en bolsa <p>Todas las plantas no despachadas centralmente pueden suscribir contratos de respaldo de sus OEF en el mercado secundario.</p>

Continuación Tabla 17. Resoluciones de CREG para plantas menores, PNDC

Resoluciones/proyectos de resolución	Descripción
<p>Resolución CREG-138 de 2015</p> <p>D-096-15 reglas para la participación de las pndc en el CXC</p> <p>Resolución derogada por la resolución CREG-081 de 2016, por imposibilidad de cumplimiento.</p>	<p>Las plantas no despachadas centralmente deben suministrar al CND el programa horario de despacho.</p> <p>Con respecto al programa de despacho se admiten desviaciones menores o igual al $\pm 5\%$. La frecuencia máxima admitida para variaciones superiores al $\pm 5\%$ es de 3 días en el mes calendario.</p> <p><u>Plantas $\geq 5\text{MW}$</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ OEF = ENFICC ▪ Para las plantas que no declaren ENFICC se considera un valor declarado igual a 0. (Esta disposición se contradice más adelante, cuando se dispone que la ENFICC será declarada por el agente, de no hacerlo se empleará un valor igual al 35%). ▪ En caso de que una planta no cumpla con el umbral de desviación permitido se le aplicarán las mismas reglas que se le aplican a las plantas despachadas centralmente en relación con la liquidación, conciliación y facturación centralizada del Cargo por Confiabilidad. ▪ Las plantas que cumplan el umbral de desviación durante el periodo de medición, y que hayan declarado un valor de ENFICC igual al que verifica el CND, quedarán por fuera de la liquidación, conciliación y facturación centralizada del Cargo por Confiabilidad; pero se les aplicarán las mismas reglas que a las plantas despachadas centralmente en lo relacionado con la determinación de las OEF y la liquidación del Cargo por Confiabilidad. <p><u>Plantas $< 5\text{MW}$</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ OEF = ENFICC ▪ Para las plantas que no declaren ENFICC se considera un valor declarado igual a 0. Esta disposición se contradice más adelante, cuando se dispone que la ENFICC será declarada por el agente, y que de no hacerlo se empleará un valor igual al 35%. ▪ A todas las plantas que declaren un valor de ENFICC inferior al que verifica el Centro Nacional de Despacho, quedarán dentro de la liquidación, conciliación y facturación centralizada del Cargo por Confiabilidad. ▪ A las plantas que hayan declarado un valor de ENFICC igual al que verifica el CND, quedarán por fuera de la liquidación, conciliación y facturación centralizada del Cargo por Confiabilidad; pero se les aplicarán las mismas reglas que a las plantas despachadas centralmente en lo relacionado con la determinación de las OEF y la liquidación del Cargo por Confiabilidad. <p>Todas las plantas no despachadas centralmente pueden suscribir contratos de respaldo de sus OEF en el Mercado Secundario. Se fija un año de transición en el que permiten desviaciones de $\pm 10\%$ con respecto al despacho programado. Se preveía que la Resolución entrara a regir a partir de la fecha en que se realizara la siguiente asignación de Obligaciones de Energía Firme.</p>

Continuación Tabla 17. Resoluciones de CREG para plantas menores, PNDC

Resoluciones/proyectos de resolución	Descripción		
<p>Proyecto de Resolución CREG-239 de 2015</p> <p>D-150-15 PLANTAS NO DESPACHADAS CENTRALMENTE</p>	<p>Las plantas no despachadas centralmente deben suministrar al CND el programa horario de despacho.</p> <p>Con respecto al programa de despacho se admiten desviaciones menores o igual al $\pm 10\%$. La frecuencia máxima admitida para variaciones superiores al $\pm 10\%$ se define por grupo.</p> <p>Cada uno de los grupos de participación de las plantas no despachadas centralmente en el Cargo por Confiabilidad, se caracteriza por una frecuencia máxima de sobrepaso del umbral de desviación y un porcentaje de devolución del CERE que el agente deberá devolver por cada kWh en que la generación real sobrepase a la ENFICC, siempre que, durante un mes, la frecuencia máxima de desviación sea cumplida.</p> <p>Cada agente estará en la libertad de elegir dentro de tres (3) grupos, con el objeto de determinar la frecuencia máxima de sobrepaso que está dispuesto a cumplir.</p> <p><u>Plantas $\geq 5\text{MW}$</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ OEF = ENFICC. ▪ Plantas que no declaren ENFICC, se considera un valor declarado igual a 0. (Esta disposición se contradice más adelante, cuando se dispone que la ENFICC será declarada por el agente, de no hacerlo se empleará un valor igual al 35%). ▪ Plantas que declaren un valor de ENFICC inferior al que verifica el Centro Nacional de Despacho, quedarán dentro de la liquidación, conciliación y facturación centralizada del Cargo por Confiabilidad. ▪ Los grupos de desviación que los agentes pueden escoger son los siguientes: 		
	Grupo	Frecuencia Máxima de sobrepaso	 Porcentaje de devolución del CERE
	1	3 días en un mes	0%
	2	10 días en un mes	10%
	3	25 días en un mes	20%

Continuación Tabla 17. Resoluciones de CREG para plantas menores, PNDC

Resoluciones/proyectos de resolución	Descripción
<p>Proyecto de Resolución CREG-239 de 2015</p> <p>D-150-15 PLANTAS NO DESPACHADAS CENTRALMENTE</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Plantas que cumplan la frecuencia máxima de sobrepaso del umbral del grupo elegido y hayan declarado un valor de ENFICC igual al que verifica el CND, se les aplicarán las mismas reglas para la determinación de las OEF y la liquidación del Cargo por Confiabilidad de las plantas despachadas centralmente. No obstante, el porcentaje de devolución del CERE por la energía generada por encima de la ENFICC corresponderá a la del grupo elegido. ▪ Agentes que incumplan con la frecuencia máxima de sobrepaso del umbral elegida y hayan declarado un valor de ENFICC igual al que verifica el CND, las mismas reglas para la determinación de las OEF y la liquidación del Cargo por Confiabilidad de las plantas despachadas centralmente. No obstante, el porcentaje de devolución del CERE será la del grupo elegido hasta la frecuencia máxima del grupo y para todos aquellos días en que sobrepasó la frecuencia máxima elegida, la devolución del CERE será del 100%. ▪ La generación real diaria de las plantas que supera el valor de su ENFICC se tendrá en cuenta para el cálculo del CERE, según grupo. <p><u>Plantas < 5MW</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ OEF = ENFICC. ▪ Plantas que no declaren ENFICC, se considera un valor declarado igual a 0. (Esta disposición se contradice más adelante, cuando se dispone que la ENFICC será declarada por el agente, de no hacerlo se empleará un valor igual al 35%). ▪ A todas las plantas que declaren un valor de ENFICC inferior al que verifica el Centro Nacional de Despacho, quedarán dentro de la liquidación, conciliación y facturación centralizada del Cargo por Confiabilidad. ▪ A las plantas que hayan declarado un valor de ENFICC igual al que verifica el CND, quedarán por fuera de la liquidación, conciliación y facturación centralizada del Cargo por Confiabilidad, pero se les aplicarán las mismas reglas que a las plantas despachadas centralmente en lo relacionado con la determinación de las OEF y la liquidación del Cargo por Confiabilidad. <p>Todas las plantas no despachadas centralmente pueden suscribir contratos de respaldo de sus OEF en el Mercado Secundario.</p>

Continuación Tabla 17. Resoluciones de CREG para plantas menores, PNDC

Resoluciones/proyectos de resolución	Descripción
<p>Resolución CREG-096 de 2019 D-062-19 OPCIÓN ACCESO AL DESPACHO CENTRAL, A PLANTAS MENORES DE 20 MW CONECTADAS AL SIN</p>	<p>Los propietarios u operadores de plantas menores de 20 MW y los generadores distribuidos tienen las siguientes opciones para comercializar la energía que generan dichas plantas:</p> <p><u>Plantas < 1 MW</u> Estas plantas no tendrán acceso al despacho central y la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ La energía generada por un generador distribuido puede ser vendida a un comercializador que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa Energía en cada una de las horas correspondientes, menos el FAZNI vigente para el mes de consumo. ▪ La energía generada por una planta con capacidad menor a 1 MW puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. ▪ La energía generada por una planta con capacidad menor a 1 MW puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados. <p><u>1 MW ≤ Plantas < 20 MW</u> Estas plantas podrán optar por acceder al despacho central y en el caso de tomar esta opción, deberán cumplir con la reglamentación vigente de las plantas despachadas centralmente.</p> <p>En caso de que estas plantas no se sometan al despacho central, la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, así:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ La energía generada puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. ▪ La energía generada puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados. <p>Cuando una planta que haya declarado una capacidad efectiva menor a 20 MW presente entregas de potencia promedio en período horario a la red mayor a dicho límite en cinco horas, continuas o discontinuas, en un período de treinta (30) días calendario consecutivos, sin que esta entrega de energía haya sido solicitada por el administrador del mercado, se modificará el valor de la capacidad efectiva de la planta.</p> <p>El nuevo valor de la capacidad efectiva de la planta corresponderá al promedio simple de la potencia promedio en período horario de las cinco primeras horas donde se superó el límite de 20 MW. Por lo tanto, la planta quedará sometida a las reglas aplicables para las plantas que son despachadas centralmente a partir del primer día del siguiente mes calendario con una vigencia de seis meses.</p>

Continuación Tabla 17. Resoluciones de CREG para plantas menores, PNDC

Resoluciones/proyectos de resolución	Descripción
Resolución CREG-096 de 2019 D-062-19 OPCIÓN ACCESO AL DESPACHO CENTRAL, A PLANTAS MENORES DE 20 MW CONECTADAS AL SIN	Los agentes con plantas con capacidad inferior a 20 MW que tengan contratos registrados a precio de bolsa con destino al mercado regulado, al momento de expedición de la presente resolución, se mantendrán vigentes hasta la fecha de finalización registrada en el ASIC y no se podrán prorrogar.

De adoptarse los cambios que el regulador propone en los proyectos de resolución, en especial en proyectos de resolución como los referenciados en la tabla anterior, es necesario que a los agentes propietarios de estas plantas les sean reconocidos explícitamente *stranded costs*. No basta con plantear transiciones que solo significan pérdida del valor de la inversión a lo largo del tiempo, durante el período que se defina.

A continuación, se presenta una caracterización y descripción de los recursos catalogados genéricamente como plantas menores o no despachadas centralmente. Las 133 plantas no despachadas centralmente con que cuenta el sistema se encuentran instaladas en 20 departamentos, son operadas por 44 compañías y agregan 1.060,9 MW al mercado, lo que representa el 6,1 de la capacidad instalada total:

Tabla 18. PNDC en el país

Información general	#	%	MW	%
Departamentos	20			
Compañías	44			
Plantas	133	100,00%	1.060,90	100,00%
Hidráulicas	117	88,00%	869,6	82,00%
Térmicas	9	6,80%	102,2	9,60%
Solares	6	4,50%	70,7	6,70%
Eólicas	1	0,80%	18,4	1,70%

La tecnología predominante es la hidráulica, seguida de la térmica, y a la fecha tiene la única planta eólica que se encuentra en operación en el país.

Tabla 19. PNDC por tecnología y departamento

Departamentos	# H	MW H	# T	MW T	# S	MW S	# E	MW E	#	TOTAL
									TOTAL	MW
Antioquia	48	420,9							48	420,9
Cundinamarca			1	9,9					1	9,9
Valle del Cauca	2	4,4	1	1,7					3	6,1
Casanare					2	11,1			2	11,1
Cauca	2	20,9	1	9,7					3	30,6
Caldas	8	45							8	45
Meta			3	57,9					3	57,9
Tolima	11	37,7	1	17					12	54,7
Boyacá	12	151,1							12	151,1
Risaralda							1	18,4	1	18,4
Nariño	3	11,1							3	11,1
Santander			1	2,3					1	2,3
La Guajira					2	39,8			2	39,8
Huila	3	23							3	23
Bolívar	1	0,5							1	0,5
Arauca	4	4,3							4	4,3
Bogotá D.C.	3	28,4							3	28,4
Quindío	3	22,2							3	22,2
Magdalena	8	17,9	1	3,8	1	9,9			10	31,5
Putumayo	9	82,3			1	9,9			10	92,2
TOTAL	117	869,6	9	102,2	6	70,7	1	18,4	133	1.060,90

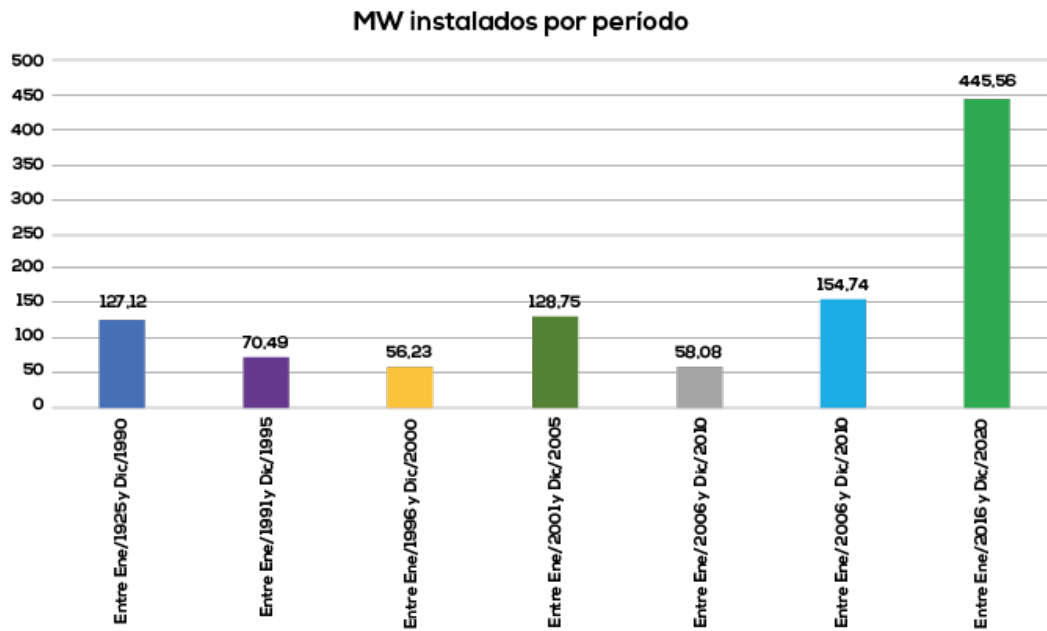
El departamento de Antioquia es el dominante en la instalación de estas soluciones energéticas distribuidas, con el 40% de los MW totales de este parque de generación. A continuación, se visualiza en un mapa la distribución regional de estos recursos:

Figura 18. Distribución regional de las PNDC



La tasa de incorporación al sistema de las plantas no despachadas centralmente se ilustra en la siguiente gráfica. El pico de instalación de MW se registra en el último quinquenio, es decir, entre 2016 y 2020; periodo durante el cual se incorporaron 41 plantas (31% de la capacidad total):

Figura 19. Tasa de incorporación de PNDC al SIN



Por grupos etarios se encuentra lo siguiente:

Figura 20. PNDC por grupos etarios

# Plantas	MW	Años de operación	%
3	5,28	> 90	0,50%
10	16,93	> 80	1,60%
14	26,73	> 70	2,60%
27	84,24	> 60	8,10%
29	91,06	> 50	8,70%
33	127,12	> 40	12,20%
34	127,12	> 30	12,20%
51	253,84	> 20	24,40%
79	462,64	> 10	44,40%

El 24,4% de los recursos tiene más de veinte años de entrada en operación comercial, en tanto que el 55,6% de la capacidad instalada tiene menos de 10 años de haber sido instalada. Con relación a la capacidad instalada de estas plantas, la discriminación por rangos es la siguiente:

Figura 21. Discriminación de PNDC por rangos

Rango de capacidad	# Plantas	MW	%
Capacidad \leq 5 MW	73	141,39	13,30%
5 MW < capacidad \leq 10 MW	17	137,89	13,00%
10 MW < capacidad \leq 15 MW	9	121,8	11,50%
15 MW < capacidad < 19 MW	5	89,92	8,50%
19 MW \leq capacidad \leq 20 MW	29	569,87	53,70%
Total	133	1.060,90	100,00%

La tabla evidencia que la concentración de estos recursos, en términos de capacidad, se encuentra entre los 19 MW y los 20 MW. Esta concentración no resulta casual en la medida en que responde al umbral de 20 MW impuesto por la CREG y que define si un recurso de generación se somete a las reglas del mercado centralizado o permanece al margen.

Este umbral, que es artificial, ha llevado, de manera particular, a la desoptimización del recurso hídrico con que cuenta el país para emprender pequeños desarrollos energéticos. Proyectos cuyo aprovechamiento del recurso llevaría a la construcción de plantas de 25 MW o 30 MW terminan subdimensionados para evadir el límite que establece la regulación.

En el caso de las plantas hidroeléctricas, solares y eólicas, que constituyen el 90% del total de las plantas no sujetas a despacho centralizado, la marginación del despacho centralizado no obedece a que estos proyectos obtengan ventajas financieras, como lo ha manifestado el regulador, sino a la incompatibilidad de este tipo de recursos para operar con reglas diseñadas para tecnologías que están en capacidad de proveerle al sistema una capacidad de generación permanente, así como por el filtro que impone la CREG al determinar que el único atributo deseable y preferentemente remunerable es la energía firme.

La variabilidad de la fuente primaria de generación con la que operan estos proyectos los llevaría, de vincularse al despacho centralizado, a:

- Recaudar más Cargo por Confiabilidad del que recibirían.
- Cancelar más desviaciones con respecto al despacho programado de las que pueden asumir.
- Aceptar responsabilidades de firmeza que no es su principal atributo.
- Pagar por un servicio de AGC prestado por terceros, servicio al que ellas en muchas ocasiones contribuyen y no es remunerado.

Con relación al grado de concentración en el mercado en que actúan las plantas no despachadas centralmente, en la siguiente tabla se presenta la participación de las 44 compañías que operan estos recursos:

Tabla 20. PNDC por agentes del mercado

Empresa	# Plantas	MW	s
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	23	173,0	16,3%
Celsia Colombia S.A. E.S.P.	12	160,0	15,1%
Emgesa S.A. E.S.P.	12	144,7	13,6%
La Cascada S.A.S. E.S.P.	7	100,9	9,5%
Vatia S.A. E.S.P.	11	70,3	6,6%
Isagen S.A. E.S.P.	3	59,1	5,6%
Termo Mechero Morro S.A.S. E.S.P.	3	57,9	5,5%
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	4	27,0	2,5%
Central Hidroeléctrica El Edén S.A.S. E.S.P.	1	19,9	1,9%
Risaralda Energía S.A.S. E.S.P.	1	19,9	1,9%
AES Chivor & Cia. S.C.A. E.S.P.	1	19,7	1,9%
Genersa S.A.S. E.S.P.	2	19,6	1,8%
Aures Bajo S.A.S. E.S.P.	1	19,4	1,8%
Proyectos Energéticos del Cauca S.A. E.S.P.	1	17,0	1,6%
Generadora Alejandría S.A.S. E.S.P.	1	15,0	1,4%
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	3	14,2	1,3%
Hidrotolima S.A. E.S.P.	6	13,2	1,2%
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	3	11,1	1,1%

Empresa	# Plantas	MW	s
Empresa de Generación y Promoción de energía de Antioquia S.A. E.S.P.	5	10,3	1,0%
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	2	8,5	0,8%
Energía del Suroeste S.A. E.S.P.	1	7,3	0,7%
Energía del Río Piedras S.A. E.S.P.	1	7,3	0,7%
HZ Energy S.A.S. E.S.P.	4	7,2	0,7%
Cemex Energy S.A.S E.S.P.	1	6,0	0,6%
Central Hidroeléctrica Concordia S.A.S. E.S.P.	1	5,7	0,5%
Enerco S.A. E.S.P.	2	5,5	0,5%
IAC Energy S.A.S. E.S.P.	1	4,8	0,5%
Hidroeléctrica Barrancas S.A.S. E.S.P.	1	4,7	0,4%
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	1	4,5	0,4%
Generadora Cantayús S.A.S. E.S.P.	1	4,3	0,4%
Termopiedras S.A. E.S.P.	1	3,8	0,4%
Espacio Productivo S.A.S. E.S.P.	1	3,0	0,3%
Energía Renovable de Colombia S.A. E.S.P.	1	2,3	0,2%
Voltaje Empresarial S.A.S. E.S.P.	1	2,3	0,2%
Empresa Multipropósito de Calarcá S.A. E.S.P.	3	2,0	0,2%
Biogas Doña Juana S.A.S. E.S.P.	1	1,7	0,2%
CCG Energy S.A.S. E.S.P.	1	1,5	0,1%
Empresa Generadora y Comercializadora de Energía Eléctrica de Colombia S.A. E.S.P.	1	1,2	0,1%
Energética S.A. E.S.P.	1	1,2	0,1%
Depi Energy S.A.S. E.S.P.	1	1,0	0,1%
Renovatio Trading Americas S.A.S. E.S.P.	1	1,0	0,1%
Generputumayo S.A.S. E.S.P.	2	0,9	0,1%
PCH El Cocuyo S.A.S. E.S.P.	1	0,7	0,1%
Generadora Colombiana de Electricidad S.A. E.S.P.	1	0,4	0,0%
TOTAL	133	1.060,9	100,0%

Con base en la participación de las 44 empresas en el mercado, se calcula el Índice de Herfindahl y Hirschman (IHH), con el fin de medir la concentración económica de este mercado. El índice se calcula elevando al cuadrado la cuota de mercado que cada empresa posee y sumando esas cantidades, obteniendo:

$$H = \sum_{i=1}^{44} s^2 = 912$$

El resultado máximo del HHI es 10.000 cuando una sola empresa opera en el mercado con una concentración total (control monopólico). El valor del índice se reduce conforme las cuotas de mercado se distribuyen en forma más equitativa y cuando hay más empresas participantes.

En el sistema legal de Estados Unidos se considera que índices entre 1.000 y 1.500 puntos reflejan una concentración de mercado moderada. Sobre 2.500 puntos se considera que en el mercado hay una excesiva concentración. Con un HHI de 944 se puede concluir que el entorno en el que las plantas no despachadas centralmente realizan sus actividades es competitivo y no puede hablarse de concentración en este mercado.

Si el entorno es competitivo y las plantas no pueden predefinir con certeza ni precios (son tomadoras de los precios de bolsa) ni cantidades, debido a la variabilidad con la que el recurso primario de generación está disponible (salvo el caso de los 107,2 MW térmicos), no existen razones para que la CREG regule estos recursos en los mismos términos en que regula los restantes recursos del sistema.

4.5. La neutralidad tecnológica y la expansión

El regulador ha reiterado, en muchas ocasiones, que el marco que normaliza la actividad de generación, y que se encuentra vigente, es neutral frente a las tecnologías de generación. No obstante, si se tienen en cuenta los mecanismos de expansión del parque de generación, descritos y analizados en esta sección del documento (Subastas de Obligaciones de Energía Firme, Subastas de energía media y Expansión

de plantas menores), se evidencia que las reglas no son neutrales e incentivan políticas sectoriales divergentes.

Mientras desde el 2006 la CREG dirige sus actuaciones a incentivar la expansión, con proyectos que le aporten al sistema de energía firme, el MME propende por la descarbonización del sector eléctrico. Por sus atributos, mientras la energía firme proviene de fuentes de energía contaminantes y medianamente contaminantes, el aporte de energía media es característico de las denominadas *fuentes limpias*, todas ellas provistas de poca firmeza y afectadas siempre por condiciones climatológicas impredecibles, en términos de la predicción de su ocurrencia.

En medio del no reconocimiento y la no diferenciación de los atributos de las distintas tecnologías de generación, se encuentran las denominadas plantas menores o plantas no sujetas al despacho centralizado. Mientras la CREG quiere asimilarlas a fuentes firmes, así carezcan de este atributo, el MME no las incluye dentro del portafolio de fuentes limpias, caracterizadas por su producción variable, o como suelen nominarla, *intermitente*.

Como producto de estas dos visiones sectoriales, la CREG, con sus decisiones, puede inviabilizar financieramente los proyectos que actualmente no participan en el mercado centralizado, y el MME, al obviar que la descarbonización del parque de generación tiene un límite, puede inviabilizar el mercado mayorista como un todo.

Las reglas deben adaptarse a la realidad y a la evolución tecnológica del sector eléctrico, y no al contrario, como se pretende. Es decir que sea el sector eléctrico el que se adapte a las reglas, más cuando éstas son contradictorias.

La neutralidad tecnológica debería entenderse como la libertad de los individuos y las organizaciones para elegir la tecnología más apropiada y adecuada a sus necesidades, al menor precio posible. Demasiada energía firme, o demasiada energía media, terminará por afectar la sostenibilidad del sistema y del mercado y, por ende, a los usuarios finales del servicio, quienes asumen y asumirán el costo del híbrido que tenemos en materia de política sectorial.

5. Transformación energética y descarbonización

La transición energética es un término que se viene escuchando desde hace más de una década y plantea un cambio estructural a largo plazo de los sistemas energéticos o las fuentes de energía que el mundo utiliza para su desarrollo. Cada vez más países se comprometen y fijan metas para que en un futuro su matriz sea más limpia y diversa. Lo anterior responde a los efectos ambientales y sociales que ha traído el excesivo uso y dependencia de las fuentes fósiles, en el contexto del cambio climático.

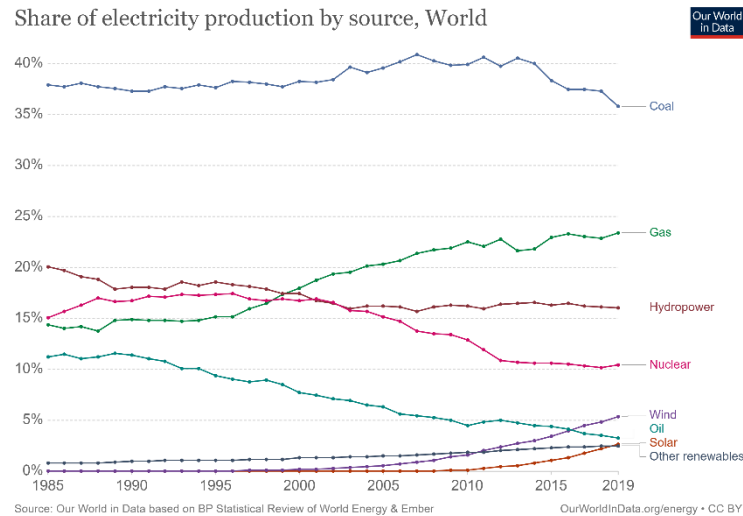
La transformación tiene cuatro ejes principales, sobre los cuales existe un buen grado de consenso. El nuevo modelo energético se debe desarrollar cimentado en objetivos de incorporación de energías renovables, incremento de la eficiencia energética, digitalización y coexistencia de instalaciones de generación de gran tamaño con soluciones distribuidas

5.1. Impactos ambientales de las tecnologías de generación de electricidad

En relación con la incorporación de energías renovables, se busca que el sector eléctrico se expanda con tecnologías que permitan la mitigación de las emisiones de dióxido de carbono, con el objetivo de migrar hacia un sistema energético limpio, con el uso de energías limpias en la producción, particularmente a través de proyectos de generación distribuida, ampliación de cobertura del servicio con soluciones limpias aisladas y movilidad con vehículos híbridos o eléctricos.

En Colombia, el concepto de *energías renovables* se viene empleando de manera conjunta con el de *fuentes no convencionales* y, concurrentemente, con el concepto de *energía limpia*, lo que resulta equívoco por las siguientes razones: las tecnologías de generación que utilizan como fuente primaria de energía eléctrica la radiación solar o la fuerza del viento dejaron de ser no convencionales desde hace, al menos, quince o veinte años. Por otra parte, es ambiguo el término de *energía limpia*, en la medida en que se circunscribe a la descarbonización, ignorando que tecnologías con bajas o cero emisiones de CO₂ pueden ser, y de hecho lo son, contaminantes.

Figura 22. Participación de energía por tecnologías a nivel mundial



Cada una de las tecnologías de generación puede tener impactos ambientales en múltiples etapas de su desarrollo y uso, incluso en su construcción, durante la generación de electricidad y en su desmantelamiento y eliminación. Los impactos ambientales suelen dividirse en: i) impactos operativos (abastecimiento de combustible, contaminación atmosférica global y localizada); e ii) impactos en la construcción (fabricación, instalación, desmantelamiento y eliminación).

En relación con los impactos ambientales operativo de la generación de electricidad, estos incluyen el uso del agua y la forma en la que se aprovecha el recurso hídrico, las emisiones, la contaminación local y el desplazamiento de la vida silvestre. En lo que concierne a las plantas hidroeléctricas, solares y eólicas son relevantes las siguientes consideraciones:

5.1.1. Hidroeléctricas

El uso del agua es uno de los impactos ambientales más obvios de la generación de electricidad. Todos los ciclos térmicos (carbón, gas natural, nuclear, geotermia y biomasa) utilizan agua como fluido refrigerante para impulsar los ciclos termodinámicos que permiten extraer la electricidad de la energía térmica. Otras

fuentes de energía, como la eólica y la solar, utilizan agua para la limpieza de equipos, mientras que la hidroelectricidad utiliza el agua de los embalses.

La cantidad de agua utilizada directa o indirectamente en los proyectos de generación es factor de preocupación para los sistemas de generación de electricidad, ya que la población global se incrementa y las sequías son recurrentes, haciendo de este un recurso que puede llegar a escasear.

América del Sur cuenta con algunos de los mejores recursos hidroeléctricos del mundo. La región tiene una larga historia de explotación de su potencial hidroeléctrico. Esta tecnología desempeñó un papel en los programas nacionales de electrificación a principios del siglo XX. En los años ochenta y noventa, las empresas eléctricas estatales llevaron a cabo proyectos de represas a gran escala. La mayoría de las megapresas se encuentran en Brasil, incluida la segunda central hidroeléctrica más grande del mundo en términos de potencia, con 14 GW (Itaipú en el río Paraná), operada conjuntamente entre Brasil y Paraguay.

Las hidroeléctricas han sido la principal fuente de electricidad de América Latina durante muchas décadas. Queda mucho potencial sin explotar en la región. Según el BID, la tasa de utilización del potencial hidroeléctrico total en América del Sur oscila entre el 25% y el 50%, dependiendo de la metodología utilizada (entre 200 GW y 500 GW). Sin embargo, en muchas partes de América Latina el apogeo del desarrollo de la hidroelectricidad se ha cumplido. La oposición ambiental y social, que comenzó en la década de 1990, ha ganado fuerza en los últimos años y ha impedido el desarrollo de nuevas plantas. Mientras tanto, la intensificación de las sequías y el cambio climático están disminuyendo la producción de las hidroeléctricas existentes.

La última investigación realizada por IDEAM calculó, para Colombia, un aumento de la temperatura media del orden de 0.13°C/década para 1971-2000, y el ensamble multimodelo de los escenarios de cambio climático proyectan que la temperatura promedio del aire en el país aumentará con respecto al periodo de referencia 1971-2000 en: 1.4°C para el 2011-2040; 2.4°C para 2041-2070; y 3.2°C para el 2071-2100. A lo largo del siglo XXI, los volúmenes de precipitación decrecerían entre un 15% y

36% para amplias zonas de las regiones Caribe y Andina y existirían incrementos de precipitación hacia el centro y norte de la Región Pacífica. La humedad relativa disminuiría especialmente en La Guajira, Cesar, Tolima y Huila.

En el caso de la proyección de precipitaciones, el IDEAM resume los resultados en los siguientes términos:

Figura 23. Análisis de precipitaciones IDEAM

Analizando el comportamiento a nivel departamental, para el periodo 2011-2040 las mayores reducciones de precipitación se presentarían en Amazonas, Bolívar, Caquetá, Cesar, La Guajira, Magdalena, San Andrés y Providencia, Sucre y Vaupés, con disminuciones superiores al 10% analizado por los diferentes escenarios RCP; mientras que para Caldas, Cauca, Huila, Nariño, Risaralda y Tolima se presentarían incrementos de las precipitaciones, del orden de 10-20%. (Figura 85). Para los demás departamentos el cambio de la precipitación no sería significativo (los valores no sobrepasan el 10%), Las incertidumbres obtenidas mediante el ensamble multimodelo (Tabla 54) presentan valores bajos (entre 0,5 y 2,3%), lo cual no afecta en forma significativa los rangos de aumento o disminución de la precipitación en los departamentos.

Para el periodo 2041-2070, se observan leves incrementos en los rangos de aumento y disminución de la precipitación (entre 3 y 5%), aunque se mantiene el mismo comportamiento que se presentaría en el periodo 2011-2040 en los departamentos (Figura 86). Las incertidumbres de estos cambios de la precipitación tampoco variarían significativamente, manteniéndose entre 0,5 y 2,3% (Tabla 55).

Finalmente, para el periodo 2071-2100, las mayores reducciones de precipitación se presentarían en Bolívar, Cesar, La Guajira, Magdalena, San Andrés y Providencia y Vaupés, con disminuciones superiores al 15% analizado con los diferentes RCP y siendo las más altas en los tres últimos departamentos mencionados. Para Caldas, Cauca, Huila, Quindío, Risaralda y Tolima se presentarían incrementos de precipitación superiores al 10% (Figura 87). En estos departamentos se aprecia para este periodo de tiempo cómo tanto los aumentos como las disminuciones son mayores entre los distintos escenarios, especialmente en el RCP8.5. Las incertidumbres obtenidas mediante el ensamble multimodelo (Tabla 56) presentan valores bajos (entre 0,5 y 1,7%), lo cual no afecta en forma significativa los rangos de aumento o disminución de la precipitación en los departamentos.

Si nos atenemos a los estimativos del IDEAM y la ubicación de las centrales hidroeléctricas con que cuenta el país, en el contexto del cambio climático Colombia podría seguir contando con el recurso hídrico en el futuro como fuente de generación

de energía eléctrica. No obstante, la explotación del recurso hídrico tiene sus salvedades:

5.1.1.1 Las represas hidroeléctricas contribuyen al cambio climático

En el trabajo publicado en BioScience el 5 octubre de 2016, se señala que las represas emiten mil millones de toneladas de gases de efecto invernadero (GEI), correspondientes al 1,3% del total de emisiones globales anuales. Considerando un período de cien años, el 80% del total correspondería a metano, por lo que las represas emiten más metano que las plantaciones de arroz y la quema de biomasa.

La Escuela de Ambiente de Washington State University de Vancouver (USA) estima que las represas emiten alrededor de 25% más de metano por unidad de superficie que las que habían sido calculadas previamente. El metano permanece en la atmósfera alrededor de una década, contra varios siglos del CO₂. Pero, como es más potente, en veinte años aporta casi el triple que el CO₂ al calentamiento global, un plazo más relevante para los tomadores de decisiones.

El metano se produce al fondo de los embalses, donde el oxígeno es escaso, y las bacterias descomponen el material orgánico (árboles, pastos) que está ahí o llega acarreado por cursos de agua. Parte del metano se convierte en CO₂; el resto se libera desde la superficie como burbujas.

5.1.1.2 Los bosques y las hidroeléctricas

De acuerdo con un estudio realizado por la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN) y el Programa Ambiental de las Naciones Unidas (UNEP), las represas tienen un importante impacto sobre la biodiversidad. Está reportado que afectan la dinámica de las poblaciones naturales, la pérdida de bosques e, incluso, pueden favorecer la aparición de enfermedades infecciosas.

Según investigadores brasileños, los estudios de factibilidad de este tipo de proyectos, por lo general, ignoran el efecto de la deforestación o asumen que la misma tendrá un efecto positivo sobre la descarga de agua y la generación de energía. Precisamente, en Brasil se ha concluido que las hidroeléctricas pueden ser motores de

deforestación en zonas distantes de este tipo de proyectos, puesto que los ganaderos y agricultores desplazados por la construcción de esta infraestructura se ven abocados a tumar bosque para buscar su asentamiento y medio productivo.

Dentro de la afectación ambiental generada por el llenado de los embalses de las hidroeléctricas se debe considerar la eventual eutrofización del agua (proceso de alteración de un cuerpo hídrico, causado por una excesiva acumulación de nutrientes que se manifiestan mediante cambios en la flora, fauna y en la composición química del agua) y la deforestación que implica.

5.1.1.3 Transformación del ecosistema y las hidroeléctricas

Pese a los enormes impactos que han sido identificados y documentados, las hidroeléctricas también pueden traer beneficios ambientales. Las represas, a pesar de la afectación que generan a los sistemas ecológicos y a la biodiversidad acuática, representan recursos ambientales nuevos que permiten el suministro de energía limpia y una oferta de recursos y hábitat para la vida silvestre.

En algunos casos se ha logrado demostrar que, a pesar de los impactos no mitigables de los proyectos hidroeléctricos, que son innegables, su eventual contribución a la conservación de bosques y poblaciones naturales debe considerarse a la hora del otorgamiento de las licencias ambientales y de promover, dentro de los constructores y operadores de hidroeléctricas, una eficiente gestión empresarial de la biodiversidad.

La construcción de represas coadyuva al aprovechamiento energético de los ríos, así como a la atención de las demandas de agua en zonas donde la oferta natural en época seca es insuficiente. Sin embargo, en numerosos casos, su construcción no ha generado los beneficios y la rentabilidad esperados y, por el contrario, ha causado el desplazamiento y empobrecimiento de numerosas personas, el daño de importantes ecosistemas, la afectación de la vida y productividad acuática y una inequitativa distribución de sus costos y beneficios.

5.1.1.4 El uso del suelo de las hidroeléctricas

El tamaño del embalse construido por un proyecto hidroeléctrico puede variar ampliamente, dependiendo, en gran medida, del tamaño de los generadores y la topografía del terreno. Las plantas hidroeléctricas en áreas planas tienden a requerir mucha más tierra que aquellas ubicadas en áreas montañosas o cañones donde los embalses más profundos pueden contener más volumen de agua en un espacio más pequeño.

En un extremo, a manera de ejemplo, la planta hidroeléctrica Balbina, que se construyó en una zona plana de Brasil, inundó 2.360 km² (un área del tamaño de Delaware) y solo proporciona 250 MW de capacidad de generación (9,4 km²/MW). En contraste, una pequeña planta filo de agua de 10 MW en una ubicación montañosa puede usar tan poco como 1,0 km²/MW.

La inundación de un embalse hidroeléctrico tiene un impacto ambiental extremo en términos de destrucción de tierras agrícolas y tierras pintorescas. En muchos casos, como la represa de las Tres Gargantas en China, comunidades enteras tuvieron que ser reubicadas para dar paso al embalse.

5.1.1.5 Las hidroeléctricas y los problemas sociales

Una industria de extracción de recursos puede ser compatible con el mantenimiento de una economía local viable si opera de tal manera que las actividades y los recursos necesarios para la economía local se mantengan, y la motivación para el desarrollo de tales

actividades sea sustentable. Una industria de recursos destruirá una economía local si las actividades requeridas para participar en ella entran en conflicto con las actividades requeridas de la economía local, o si la motivación para participar en la economía local no persiste, o si la industria misma destruye el entorno local y los recursos renovables de los que depende la economía tradicional (Bowles, 1981: 77).

Una investigación reciente en Canadá sobre los impactos de 31 megaproyectos hidroeléctricos concluyó que los que se dan sobre los pueblos ubicados en el área de influencia se relacionan con cambios ecológicos dramáticos que tienen efectos

negativos significativos en la economía y la sociedad local. Los impactos incluyen la destrucción de la actividad pesquera, inundaciones de territorios ganaderos o de caza, disminución de recursos naturales que requieren mayores esfuerzos de cosecha y mayores gastos, más estrés individual y comunitario, impactos en la salud y otros efectos sociales y culturales (Knight et al. 1994: 19).

5.1.1.6. Las hidroeléctricas y el empleo

El empleo en proyectos hidroeléctricos ofrece beneficios a corto plazo, virtualmente sin oportunidad de empleo cuando se complete la fase de construcción intensiva en mano de obra. Los proyectos hidroeléctricos, más que muchos otros tipos de megaproyectos, a menudo afectan el medio ambiente local y la base de recursos. Cuando se completa la construcción hidráulica, la fuerza de trabajo nativa debe regresar a un entorno con recursos deteriorados (Waldram, 1987a: 63).

La desintegración social en las comunidades afectadas por las inundaciones es generalizada. No se han realizado estudios que recopilen y analicen datos sobre el alcoholismo, la desintegración familiar, el suicidio y otros males sociales; pero estos problemas son resaltados por las personas en cada comunidad cercana a megaproyectos. Muchos pobladores locales manifiestan que después de cincuenta años o más, en los que estuvo involucrada más de una generación, toda su forma de vida se borra en muy poco tiempo (Currie, Coopers and Lybrand, 1984: 4).

Por otra parte, sin entrar a mediar entre posiciones contrapuestas, lo que sí es inobjetable es que el desarrollo de pequeños y medianos proyectos hidroeléctricos, es decir, proyectos con capacidad limitada de almacenamiento de agua, o sin capacidad de almacenamiento en absoluto, no tienen ninguna de las externalidades negativas atrás descritas y permiten el aprovechamiento del recurso que registra la menor huella de carbono.

Aunque Colombia, en el contexto global, tiene una posición privilegiada en relación con el recurso hídrico aún en un entorno de cambio climático, a nivel mundial es clara la preocupación sobre la eventual escasez de este recurso. El pasado 20 de diciembre del 2020, publicaba El País de España lo siguiente:

La batalla por el agua ahora se libra en Wall Street

Nueva materia prima en el mercado de futuros, su valor se basa en los precios de las principales cuencas de California

Especular con uno de los recursos más escasos del mundo, capaz de generar guerras, extrañas alianzas geoestratégicas o legiones de refugiados ambientales cuando falta, y también cuando llueve de más. O garantizar su buen uso mediante una adecuada gestión y la oportuna satisfacción de las necesidades de sectores tan dispares como la agricultura, la industria o el planeamiento urbanístico. Esta parece ser la disyuntiva que se abre ante la inclusión del agua, ese bien tanpreciado —solo el 2,5% del planeta es agua dulce—, como nueva commodity (productos o bienes básicos) en el mercado de futuros, como el oro o el trigo. Es decir, el H₂O como nuevo valor bursátil. Factor vertebrador, por exceso o defecto, de numerosos episodios del calentamiento climático, como los pavorosos incendios de California, el agua se someterá desde ahora a una gestión regida por la lógica del mercado que para muchos es invitación a la especulación y para otros, la única garantía de preservación cuando escasea. El anuncio no ha dejado indiferente a nadie, de economistas a organizaciones medioambientales.

El líquido elemento comenzó a cotizar la semana pasada en el mercado de futuros de materias primas de Wall Street debido a su escasez, según el índice Nasdaq Veles California Water (NQH2O), que se creó en 2018. Dicho indicador se basa en los precios de los futuros del agua en el Estado de California (oeste de EE. UU.), que el día 7 cotizaba a unos 486,53 dólares (cerca de 397 euros) por acre pie, una medida equivalente a 1.233 metros cúbicos. Es decir, 40 centavos, casi medio dólar, por metro cúbico, una cantidad desorbitada en comparación con los dos céntimos de euro que pagan los regantes del valle del Ebro.

Más que el volumen del agua, el índice NQH2O regulará los derechos de uso. De hecho, está basado en los precios de las principales cuencas fluviales de California, donde la escasez ha aumentado hasta multiplicar el precio del metro cúbico por dos en el último año y donde se había ido avanzando en formas precursoras de un

mercado formal que ahora da el definitivo paso hasta el parqué. A partir de la experiencia del oeste de Estados Unidos, este valor podrá ser usado como referente para el resto del mundo en los mercados del agua. El país norteamericano es el segundo consumidor mundial tras China; el crecimiento demográfico y el desarrollo económico acelerado explican también su escasez y su carestía.

El índice NQH2O se anuncia como una herramienta innovadora y pionera —es la primera de su tipo— para el suministro con fines agrícolas, comerciales o municipales. “Con cerca de dos tercios de la población mundial expuesta a escasez de agua en 2025, su falta representa un riesgo creciente para empresas y comunidades alrededor del mundo, y muy en especial para el mercado del agua de California, que supone unos 1.100 millones de dólares”, declaró Tim McCourt, responsable de CME, el mercado de derivados más diverso del mundo, cuando se presentó el índice. De hecho, el 75% del agua que se consume hoy en California, el Estado que más agua consume del país, se usa para irrigar los nueve millones de acres de cosechas existentes. El porcentaje es similar al de España.

CME impulsa, junto con Nasdaq, la iniciativa. “Desarrollar herramientas de gestión de riesgos que aborden las crecientes preocupaciones medioambientales es cada vez más importante para CME. Este nuevo e innovador contrato del agua se basa en la colaboración con Nasdaq, así como en nuestra probada experiencia de 175 años asesorando en la reducción de riesgos en commodities esenciales en mercados diversos, como la agricultura, la energía y los metales”, señaló McCourt. Para Nasdaq, la iniciativa obedece a “un intento de proporcionar mayor transparencia en la gestión de un importante recurso natural”, según Laurent Dillard, vicepresidenta ejecutiva de la compañía, citada por el portal MarketWatch.

Inquietud en organizaciones medioambientales

Si uno de los objetivos del mercado de futuros es minimizar en lo posible la volatilidad de materias primas expuestas a imponderables (una sequía, un incendio o cualquier catástrofe natural), y amarrar su precio a unos límites previsibles, el del agua se prevé que pueda contribuir a reducir los conflictos derivados de su

distribución, pues supuestamente se habrá pactado un precio antes de cualquier contingencia negativa que pudiera encarecerla, de la sobreexplotación industrial o agrícola a cualquier incidencia climática.

Pero poner el acento en su escasez inquieta a organizaciones medioambientales. “La actividad de los hedge funds [fondos de alto riesgo] que apuestan por la escasez del agua es peligrosa. La especulación no tiene cabida en la gestión responsable del agua, un derecho humano básico y un recurso natural fundamental que debe ser un fideicomiso público para todos. Hemos visto en casos graves de contaminación cómo los mecanismos del mercado transfieren el daño a las áreas de bajos ingresos y las comunidades de color, y los beneficios, a las corporaciones y las zonas ricas”, explica Mary Grant, directora de la campaña Agua para Todos de la organización Food & Water Watch, con sede en Washington. En EE. UU. el precedente es claro: el escándalo del agua contaminada en Flint (Michigan), por el suministro de agua barata con altos niveles de plomo a una población mayoritariamente negra. “Cuando los inversores controlan el agua, la gente inevitablemente sufre. La financiarización del agua es una amenaza para este derecho humano fundamental”.

El relator especial de la ONU para el Agua, Pedro Arrojo, profesor emérito de Análisis Económico, sostiene que es importante no confundir valor y precio: no vale lo mismo el mínimo necesario para vivir con dignidad que la usada para llenar una piscina. “Desde mi punto de vista, y desde el punto de vista de la ONU, el agua no puede considerarse una simple mercancía y, por ello, en 2010 se reconoció el agua y el saneamiento como derechos humanos”, explica por correo electrónico. “Si fruto de maniobras especulativas subiera de forma desmedida el petróleo y tuviéramos dificultades para llenar el depósito, sería un problema, pero podremos desplazarnos a pie o en transporte público; pero si nos falta el agua, simplemente no podremos vivir. Por eso el petróleo no es un derecho humano y el agua sí. Lo importante del agua no es su materialidad, H₂O, sino para qué la usamos”.

La grave crisis alimentaria global de 2008, tras constituirse los mercados de futuros de productos alimentarios en un refugio seguro a raíz del estallido de la burbuja inmobiliaria y la crisis financiera, es un precedente a tener en cuenta en el caso del agua. “Se estima que los grandes bancos invirtieron unos 320.000 millones de dólares en tiempo récord en estos mercados, alimentando un desmedido crecimiento de precios, cuyo fin nada tenía que ver con mejorar la eficiencia en el sector ni desde luego mejorar la accesibilidad de los alimentos para sectores empobrecidos. En concreto, el trigo quintuplicó en pocos meses su precio. En apenas tres años el precio medio de la alimentación en el mundo se incrementó de media un 80% y del orden de 250 millones de personas engrosaron las filas del hambre”, recuerda Arrojo. ¿Podría pasar ahora con el agua? “La entrada del agua como simple materia prima en los mercados de futuros incrementa y cataliza los riesgos de que operen mecanismos especulativos a gran escala. Si queremos tener una referencia, no tenemos más que analizar lo que pasó en 2008 con los productos alimentarios”.

De la guerra del agua de Cochabamba (Bolivia) a los megalómanos proyectos de China o Turquía para embalsarla, pasando por su privatización en Chile (con una consecuencia directa: el 1% de los titulares posee el 80% de la destinada al consumo), hay cientos de ejemplos de contenciosos ligados al acceso al agua. Con el H₂O como nuevo valor bursátil, el campo de batalla se desplaza al parque”.

A un recurso con evidente valor ahora se le asignaría precio.

5.2. Solares

Los sistemas de energía solar no producen contaminación del aire ni gases de efecto invernadero. El uso de energía solar puede tener un efecto indirecto positivo en el medio ambiente cuando la energía solar reemplaza o reduce el uso de otras fuentes de energía que tienen efectos más importantes en el medio ambiente.

Sin embargo, se utilizan algunos materiales y productos químicos tóxicos para fabricar las células fotovoltaicas (PV) que convierten la luz solar en electricidad. Algunos

sistemas solares térmicos utilizan fluidos potencialmente peligrosos para transferir calor. Las fugas de estos materiales pueden ser perjudiciales para el medio ambiente. Se requiere regulación ambiental que regule el uso y la eliminación de este tipo de materiales.

Al igual que con cualquier tipo de planta de energía, las grandes plantas de energía solar pueden afectar el medio ambiente en áreas cercanas a sus ubicaciones. La limpieza del terreno para la construcción y la instalación de la planta de energía puede tener efectos a largo plazo en los hábitats de plantas y animales nativos. Algunas plantas de energía solar pueden requerir agua para limpiar colectores y concentradores solares o para enfriar generadores de turbina. El uso de grandes volúmenes de agua subterránea o superficial para limpiar colectores en algunos lugares áridos puede afectar los ecosistemas que dependen de estos recursos hídricos. Además, el rayo de luz solar concentrada que crea una torre de energía solar puede matar pájaros e insectos que vuelan hacia el rayo.

5.3. Eólicas

El impacto ambiental de la energía eólica es relativamente menor en comparación con el de la energía producida a partir de combustibles fósiles. Con respecto a otras fuentes de energía bajas en carbono, las turbinas eólicas tienen uno de los potenciales de calentamiento global más bajos por unidad de energía eléctrica generada por cualquier fuente de energía.

Los parques eólicos terrestres pueden tener un impacto significativo en el paisaje, en la medida en que comprometen más extensiones de tierra que otras centrales eléctricas y deben construirse en áreas silvestres y rurales, lo que puede conducir a la industrialización del agro y la pérdida de hábitat. Los conflictos que pueden surgir entre comunidades y desarrolladores de tales proyectos pueden limitarse si se implementan restricciones de ubicación para minimizar el impacto.

La pérdida y fragmentación del hábitat son los mayores impactos de los parques eólicos en la vida silvestre¹⁸. Las turbinas eólicas, como muchas otras actividades humanas, en especial la construcción de edificios, también aumentan la tasa de muerte de criaturas aviares, como pájaros y murciélagos. Se estiman entre cuatro y catorce muertes de aves por MW-año instalado, pero una variación más amplia en el número de muertes de murciélagos¹⁹. Otras investigaciones concluyen que los murciélagos migratorios y los pájaros cantores resultan más dañados que otras especies, y que factores como la ubicación de las turbinas pueden ser importantes. Sin embargo, no hay investigaciones sistemáticas y de conclusiones claras sobre el impacto general del número creciente de turbinas que se vienen instalando.

Las turbinas eólicas también generan ruido, y a una distancia residencial de 300 metros el ruido puede rondar los 45 dB; sin embargo, a una distancia de 1,5 km la mayoría de las turbinas eólicas se vuelven inaudibles²⁰. El ruido fuerte o persistente aumenta el estrés, lo que podría provocar enfermedades. Las turbinas eólicas no afectan la salud humana con su ruido cuando se ubican correctamente.

Con relación a las tecnologías solares y eólicas, se encuentra una gama de intensidades de emisiones para cada tecnología²¹, desde un mínimo de 0,4 g CO₂-eq/kWh hasta un máximo de 364,8 g CO₂-eq/kWh para energía eólica, con un valor medio de 34,11 g CO₂-eq/kWh. Para la energía solar se encuentra un rango de 1 g de CO₂-eq / kWh a 218 g CO₂-eq / kWh, donde el valor medio es 49,91 g CO₂-eq / kWh. Por lo tanto, la energía eólica y solar no son de ninguna manera «libres de carbono» o «libres de emisiones», aunque, ciertamente, pueden llamarse «bajas en carbono».

¹⁸ Nathan F. Jones, Liba Pejchar, Joseph M. Kiesecker (2015). The Energy Footprint: How Oil, Natural Gas, and Wind Energy Affect Land for Biodiversity and the Flow of Ecosystem Services. *BioScience*, 65(3), pp. 290–301

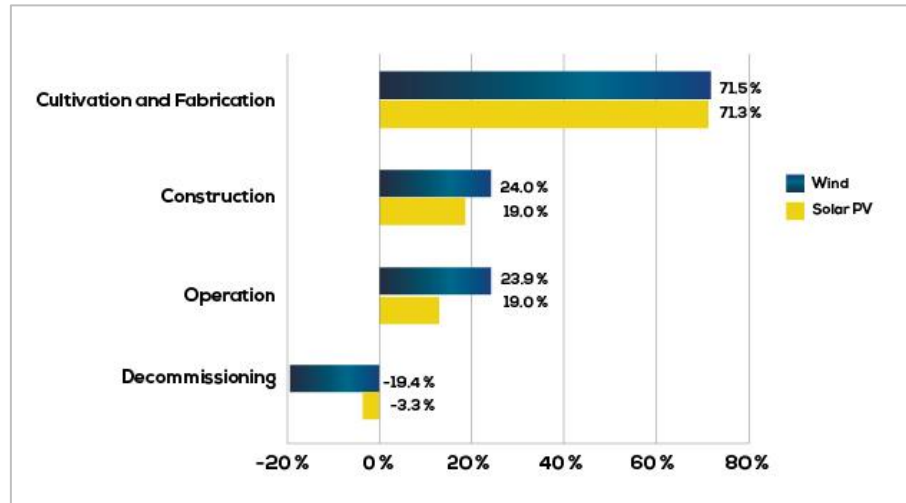
¹⁹ *Wind Turbine Interactions with Birds, Bats, and their Habitats: A Summary of Research Results and Priority Questions*. National Wind Coordinating Collaborative. 31 March 2010.

²⁰ *How Much Noise Does a Wind Turbine Make*, 2014-08-03.

²¹ "Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey". Daniel Nugent (Institute for Energy & the Environment, Vermont Law School, VT 05068-0444, USA), Benjamin K. Sovacool (Center for Energy Technology, School of Business and Social Sciences, Aarhus University, AU-Herning, Birk Centerpark 15, DK-7400 Herning, Denmark).

Si se desglosan las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de la energía eólica y solar PV (% del total), se obtienen los siguientes resultados²².

Figura 24. GEI de FNCER



Como lo revela la figura, la fabricación es responsable de la mayor parte de las emisiones de ambas tecnologías, seguida por la construcción y la operación. Las prácticas de desmantelamiento, a menudo, reciclan materiales de ambos sistemas con destino a producción futura, por lo que la mayoría de los estudios argumentan que esto constituye una emisión «hundida» que reduce el perfil de gases de efecto invernadero en ambos tipos de sistemas.

El documento aquí referenciado examina 153 estudios del ciclo de vida de emisiones equivalentes de gases de efecto invernadero para turbinas eólicas y paneles solares. Tal vez la conclusión más relevante es que el ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con las tecnologías de aprovechamiento de la energía eólica y la energía solar no está muy alejado de la energía nuclear:

²² Ibid.

Figura 25. Ciclo de vida por tecnología de generación

Comparative lifecycle estimates for sources of electricity.

Technology	Capacity/configuration/fuel	Mean estimate (g Co ₂ e/kWh)
Hydroelectric	3.1 MW, Reservoir	10
Biogas	Anaerobic Digestion	11
Hydroelectric	300 kW, Run-of-River	13
Solar Thermal	80 MW, Parabolic Trough	13
Biomass	Forest Wood Co-combustion with hard coal	14
Biomass	Forest Wood Steam Turbine	22
Biomass	Short Rotation Forestry Co-combustion with hard coal	23
Biomass	Forest Wood Reciprocating Engine	27
Biomass	Waste Wood Steam Turbine	31
Wind	Various sizes and configurations	34
Biomass	Short Rotation Forestry Steam Turbine	35
Geothermal	80 MW, Hot Dry Rock	38
Biomass	Short Rotation Forestry Reciprocating Engine	41
Solar Photovoltaic	Various sizes and configurations	50
Nuclear	Various reactor types	66
Natural Gas (Conventional)	Various combined cycle turbines	443
Natural Gas (Fracking)	Combined cycle turbines using fuel from hydraulic fracturing	492
Natural Gas (LNG)	Combined cycle turbines utilizing LNG	611
Fuel Cell	Hydrogen from gas reforming	664
Diesel	Various generator and turbine types	778
Heavy Oil	Various generator and turbine types	778
Coal	Various generator types with scrubbing	960
Coal	Various generator types without scrubbing	1,050

Note: Wind and solar PV numbers taken from this study. Hydrofracking numbers taken from [Hultman et al. \(2011\)](#), who argue that shale gas has emissions 11% greater than ordinary natural gas. All other numbers taken from [Sovacool \(2008\)](#).

Los estudios plantean una preocupación apremiante respecto al almacenamiento de energía. Por un lado, el almacenamiento puede aliviar algunos de los problemas de intermitencia que impiden que la energía eólica y solar ganen una mayor cuota de mercado. Por otro, el análisis sugiere que agregar almacenamiento puede aumentar la intensidad de gases de efecto invernadero de los sistemas de energía solar fotovoltaica y eólica. Entonces, es posible que la opción sean desarrollos más pequeños de energía eólica / solar (sin almacenamiento) y más de otras fuentes primarias, o cantidades más grandes de energía eólica / solar (con almacenamiento) y menos combustibles fósiles. La literatura actual deja casi sin abordar ese dilema, cuya solución es importante en términos de sostenibilidad ambiental.

Un aspecto que debe ser considerado es la configuración específica de las soluciones de energía eólica y solar, que traen consigo ventajas y desventajas particulares sobre los gases de efecto invernadero²³. Una turbina eólica de 2 MW sin batería de respaldo y una vida útil de treinta años da como resultado un perfil de emisiones muy bajo de

²³ Ibid.

0,4 g CO₂-eq/kWh. Sin embargo, una pequeña turbina eólica terrestre de 400 W, 30 m de altura y 1,17 m de rotor con respaldo de batería y una vida útil corta de veinte años da como resultado un alto perfil de emisiones de 364,8 g CO₂-eq/kWh, que se acerca al del gas natural.

Otra conclusión importante es que parecería que la energía eólica es, generalmente, una mejor opción en términos de escala. Cuando se trata de esta tecnología, el tamaño es clave: más grande es mejor (aunque no demasiado grande como para anular los beneficios de la descentralización). Proyectos más grandes ubicados en zonas costeras, así como ubicaciones *off-shore* para aprovechar velocidades del viento más fuertes, son generalmente las opciones de mejor rendimiento (desde el punto de vista de las emisiones).

En el caso de la energía solar fotovoltaica, los beneficios de la intensidad de GEI parecen residir más en el uso de telurio de cadmio (CdTe), seleniuro de cadmio (CdSe) y tecnologías de micromorfos, ubicadas en desiertos, con montaje en el suelo y posiblemente seguimiento de uno o dos ejes. La literatura también sugiere que el almacenamiento de electricidad con pilas y pilas de combustible tiene una implicación sustancialmente negativa para la intensidad de las emisiones de los sistemas eólicos y, a pesar de la falta de información disponible para la energía fotovoltaica, se aplican las mismas preocupaciones lógicas, lo que hace que la conexión a la red sin almacenamiento parezca la mejor opción posible (desde el punto de vista de los gases de efecto invernadero).

Llama la atención en el caso colombiano que la política de descarbonización del sector eléctrico y un desarrollo con energías limpias no involucre, de manera explícita, incentivar los pequeños desarrollos hidroeléctricos. Por el contrario, y teniendo en cuenta las propuestas que viene planteando la CREG desde el 2015 y la decisión del MME en relación con las subastas de contratos de energía de largo plazo, en el sentido de que es prerequisite que los participantes con proyectos de escala reducida se involucren en el despacho centralizado, pueden traducirse en la inviabilidad de estos proyectos.

De las tecnologías de generación disponibles en el mercado, la única que cumpliría simultáneamente con los objetivos de la CREG y el MME sería la nuclear. Esta tecnología es baja en carbono, 66 g CO₂-eq/kWh y provee tanta energía firme como lo anuncia su potencia nominal.

5.4. Costos de las tecnologías «convencionales» vs. costo de las tecnologías «no convencionales»

El agregado de costos del parque de generación del país es relevante, más aún si se tiene en cuenta la evolución del excedente de potencia y el factor de carga que está registrando el sistema. Situación que puede volverse insostenible si permanece la dicotomía en materia de política energética de los reguladores sectoriales (CREG, MME; energía firme vs. energía limpia). El costo por kW instalado de las distintas tecnologías a precios de 2019, según fuente, se muestra en la siguiente tabla²⁴:

Tabla 21. Costo kW instalado por tecnologías

Valores Mínimos (USD/kW)											
Fuente de Datos	Solar PV	Solar Concentrada	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Gas CC	Gas GT	Geotérmica	Hidráulica	Carbón	Nuclear	Biomasa
LAZARD	900	6.000	1.100	2.350	700	700	3.950	NA	3.000	6.900	NA
EIA	1.331	7.191	1.319	5.446	1.017	710	2.680	2.752	3.661	6.317	2.831
IRENA	618	3.704	1.039	2.677	NA	NA	2.020	680	NA	NA	422
IEA	1.005	3.831	1.287	3.973	673	536	1.602	1.282	1.072	2.805	630
NREL	1.142	6.574	1.678	3.145	944	937	4.557	3.974	3.867	6.460	3.988
Valores Máximos (USD/kW)											
Fuente de Datos	Solar PV	Solar Concentrada	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Gas CC	Gas GT	Geotérmica	Hidráulica	Carbón	Nuclear	Biomasa
LAZARD	1.100	9.100	1.500	3.550	1.300	950	6.600	NA	6.200	12.200	NA
EIA	1.331	7.191	1.319	5.446	1.017	710	2.680	2.752	3.661	6.317	2.831
IRENA	2.794	7.127	2.482	5.551	NA	NA	7.280	4.138	NA	NA	8.742
IEA	2.750	8.735	3.217	6.365	1.383	1.001	7.108	NA	3.290	6.668	9.298
NREL	1.142	6.574	1.678	5.318	944	937	NA	7.418	4.225	6.460	4.182

Si se valora el parque de generación con el que el país espera contar en 2023 a precios de reposición, y usando como valores de referencia los costos medios del CAPEX de las distintas fuentes de información, al igual que considerando los valores mínimos y máximos, se obtiene:

²⁴ Policy Research Working Paper 9303. *Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies*. Govinda R. Timilsina. Development Economics. Development Research Group. June 2020.

Tabla 22. Costo Capex por tecnologías a costo de reposición

	Gas GT	Gas CC	Solar PV	Eólica Onshore	Hidráulica	Carbón	TOTAL	USD/kW
USD/kW	810	997	1.411	1.662	3.035	3.622		
MW existentes	1.291	2.342	71	18	11.932	1.626	17.281	
MW nuevas Energía Firme	900		238	1.160	2.517		4.815	
MW nuevas Energía Limpia			226	1.073			1.299	
Total MW	2.191	2.342	535	2.251	14.449	1.626	23.394	

Mill USD existentes	1.046	2.336	100	31	36.212	5.889	45.613	2.640
Mill USD existentes Energía Firme	729	-	336	1.928	7.638	-	10.631	2.208
Mill USD nuevas Energía Limpia	-	-	319	1.783	-	-	2.102	1.618
Mill USD Total	1.775	2.336	754	3.742	43.850	5.889	58.346	2.494

Para estimar el costo que el usuario debería asumir para cubrir los costos fijos de inversión por concepto de la energía media, se toma el costo de la tecnología más económica, es decir, el costo de las turbinas a gas (810 USD/kW). Se asumen los siguientes supuestos:

- Se supone un período de recuperación de la inversión de 15 años
- Se supone una tasa de descuento del 12%
- Se adopta la proyección de energía de la UPME para el año 2023, es decir, 78.129.470 MWh, equivalentes a 8.919 MW
- Se calcula el costo anual equivalente de la energía media a suministrar al sistema en el 2023

El costo o tarifa resultante del ejercicio permitiría valorar el mínimo costo que debería asumir el usuario por concepto de energía media, expresado en dólares de 2019:

$$\text{Costo energía media}_{2023} = \frac{\text{Costo anual equivalente (8.919 MW} \times 810 \text{ USD)}_{2023}}{78.129.470 \text{ MWh}_{2023}}$$

$$\text{Costo energía media}_{2023} = \frac{1.060.866.088 \text{ USD}_{2023}}{78.129.470 \text{ MWh}_{2023}} = 13,6 \text{ USD/MWh}$$

Simplificando la estimación del costo o tarifa por concepto de energía firme, se tiene en cuenta la relación entre la potencia máxima que requiere el sistema y la potencia media:

$$\text{Relación potencias}_{2023} = \frac{11.628 \text{ MW}_{2023}}{8.919 \text{ MW}_{2023}} = 1,30$$

El resultado de esta aproximación sería:

$$\text{Costo energía firme}_{2023} = 13,6 \text{ USD/MWh} \times 1,30 = 17,7 \text{ USD/MWh}$$

Los costos así obtenidos no constituyen una propuesta, sino una aproximación. Es el parque de generación el que debe adaptarse a los requerimientos de la demanda de energía y potencia del sistema, con independencia de los enfoques de política energética que se adopten, pues, ante todo, estos últimos deben ser viables y costo-eficientes.

Así mismo, la remuneración que establezca el regulador (MME o CREG, según el caso) no deberían mezclar los atributos de las tecnologías. Mientras el MME precalifica a los participantes de sus subastas en función de energía limpia, aunque excluye a las PCH del catálogo, está alineando requisitos con metas. Por el contrario, la CREG no establece ninguna precalificación en sus subastas, ni en los mecanismos de asignación de OEF que las complementan, obteniendo como resultado una mezcla de tecnologías disímiles en cuanto a atributos. De allí que cada que el sistema entra en condición crítica, la búsqueda de Energía Firme se convierta en una búsqueda de argonautas.

Si se simplifican y no adjetivamos anticipadamente las subastas, se concluye que el objetivo de la CREG es afín con remunerar a un parque que provea energía firme (contaminante o semicontaminante por naturaleza), lo que llevaría a circunscribir las OEF y su remuneración al parque termoeléctrico que se requiera y a no más de cinco plantas hidroeléctricas con capacidad de embalse suficiente para superar condiciones críticas. Así mismo, el objetivo del MME es afín con la necesidad de conseguir en el mediano y largo plazo la «descarbonización» del parque de generación, hasta donde

ello sea factible sin comprometer la sostenibilidad del sistema. Esto llevaría a la remuneración de un parque que se caracteriza por tener como atributo predominante la producción de energía media (baja en carbono por naturaleza de la fuente primaria), sin excluir plantas que cumplan con este requisito.

Lo anterior requeriría de la CREG:

1. Realizar subastas de energía firme, precalificando a los participantes en función de este atributo.
2. Asignar un cargo por energía firme administrado a las plantas existentes (no participantes en subastas) que tengan este atributo.
3. Permitir que por iniciativa privada se incorporen al sistema plantas cuyo atributo sea la energía firme, sin necesidad de que participen en subastas, en cuyo caso serían receptoras del cargo por energía firme administrado. Siendo este el caso, las subastas se realizarían por *default* para cubrir faltantes de energía firme.

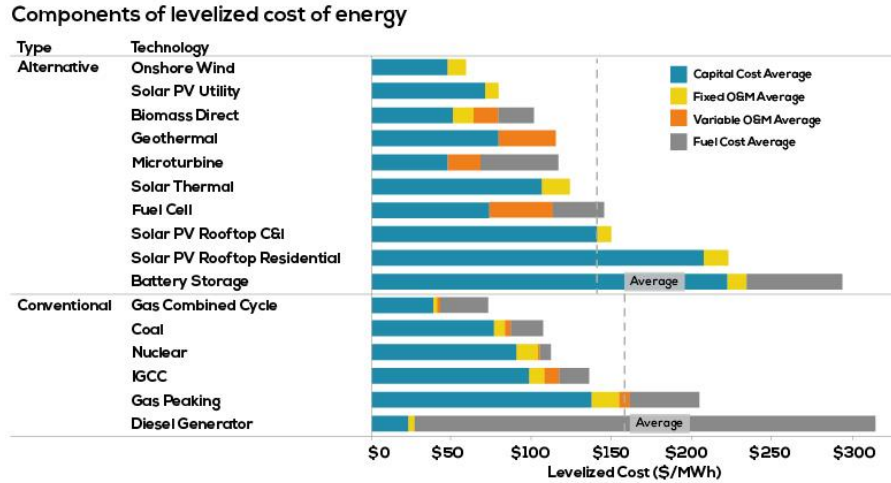
Lo anterior requeriría que el MME:

1. Realizara subastas de energía media, precalificando a los participantes en función de este atributo, lo que incluiría pequeñas y medianas hidroeléctricas sin capacidad de regulación, es decir, sin embalse.
2. Asignara un cargo por energía media administrado a las plantas existentes (no participantes en subastas), que tengan este atributo.
3. Permitiera que, por iniciativa privada, se incorporen al sistema plantas cuyo atributo sea la energía media, sin necesidad de que participen en subastas, en cuyo caso serían receptoras del cargo por energía media administrado. Siendo este el caso, las subastas se realizarían por default para cubrir faltantes de energía media.

En la práctica uno solo de los reguladores podría asumir las dos competencias, lo que permitiría mayor coordinación y el logro eficiente de ambos objetivos. Una visión más

completa de los costos de un parque de generación compuesto por energías convencionales y no convencionales sería la siguiente²⁵:

Figura 26. Componentes del LCOE por tecnologías



Source: Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 8.0, September 2014
<http://www.lazard.com/PDF/Levelized%20Cost%20of%20Energy%20-%20Version%208.0.pdf>



Los datos muestran que las instalaciones solares y eólicas ahora son competitivas frente a las plantas termoeléctricas de gas y carbón. Se prevé que los costos de la energía eólica y solar continúen disminuyendo en los próximos años.

Cabe señalar que el costo de las inversiones que se necesitan para construir y operar una planta de energía es una definición algo limitada de costos, pues no incluye las externalidades negativas de cada tecnología, como el costo de la contaminación del aire o los impactos del cambio climático. Con una definición más amplia de costos, las tecnologías bajas en carbono tendrían costos relativos aún más bajos que las plantas que tienen como fuente primaria el carbón o el gas.

La gráfica anterior muestra los datos de lo que se conoce como el costo nivelado de la energía. En esencia, este análisis ofrece una comparación exacta de los costos de financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de una planta de energía. Los valores están expresados en USD/MWh.

²⁵ <https://energycentral.com/c/ec/comparing-costs-renewable-and-conventional-energy-sources>

Uno de los estudios de costos nivelados más utilizados es el realizado por LAZARD, una firma internacional de asesoría financiera y gestión de activos. Su última versión del estudio, la versión 8, se publicó a finales de 2014. El gráfico anterior resume los componentes de costo de dieciséis tecnologías energéticas diferentes evaluadas por LAZARD: diez de ellas son alternativas (que incluyen principalmente tecnologías renovables bajas en carbono), y seis son convencionales (que incluyen fuentes de combustibles fósiles y nucleares).

La energía eólica en tierra tendría el costo nivelado promedio más bajo en este análisis, 59 USD/MWh y las plantas fotovoltaicas a escala de servicios públicos tendrían un costo de 79 USD/MWh. En comparación, las tecnologías convencionales de menor costo fueron las tecnologías de ciclo combinado de gas, con un promedio de 74 USD/MWh inferiores a la solar, y las plantas a carbón arrojan un promedio 109 USD/MWh. Estos números son el promedio de las estimaciones de bajo y alto nivel de LAZARD. Al analizar los dieciséis tipos de tecnología, las diez tecnologías alternativas cuestan en promedio 147 USD/MWh, 18 USD/MWh menos que las tecnologías convencionales.

Cuando se dividen los costos entre capital, combustible y operación y mantenimiento (O&M), las diferencias tecnológicas se acentúan. Muchas tecnologías renovables, como la eólica, la solar y la geotérmica, pueden tener una inversión en CAPEX más costosa; pero no tienen costos de combustible una vez que entran en funcionamiento y, en general, también tienen costos de operación y mantenimiento más bajos.

Una variedad de consideraciones, además del costo, determinan cuándo, dónde o cómo se usa una tecnología. Aunque la energía eólica y solar ahora son rentables y ofrecen muchas ventajas en términos medioambientales, al igual que las centrales hidroeléctricas sin embalse, todavía se consideran fuentes intermitentes, porque el sol no siempre brilla, el viento no siempre sopla y el agua no siempre llega. Como resultado, las fuentes bajas en carbono no pueden reemplazar por completo los servicios que ciertas fuentes convencionales de carga base o energía firme le brindan al sistema.

5.5. Implicaciones de la descarbonización en el mercado mayorista²⁶

El suministro de generación eólica y solar intermitente con costo marginal operativo igual a cero se viene incrementando en USA. Estos cambios están creando desafíos para los mercados mayoristas en dos dimensiones: los mercados de energía y servicios auxiliares a corto plazo, basados en modelos de precios e inversiones óptimas que se han incorporado al sistema desde mediados del siglo XX, y que por ahora funcionan razonablemente bien, deben adaptarse a la variabilidad del suministro y los impactos en los precios del mercado de la energía asociados con la generación intermitente a escala. Estos desarrollos plantean preguntas más profundas sobre si los diseños actuales del mercado pueden adaptarse para proporcionar buenas señales de precios a largo plazo, que respalden la inversión en una cartera eficiente de capacidad de generación y almacenamiento consistente con los objetivos de las políticas públicas.

La experiencia reciente de la ISO de California (CAISO) se utiliza para ilustrar el impacto de la generación intermitente en los patrones de suministro, la variabilidad del suministro y los precios de la energía basados en el mercado. Se necesitan reformas en los mercados de capacidad y mecanismos de fijación de precios por escasez si los responsables de la formulación de políticas buscan adaptar los diseños tradicionales del mercado mayorista para acomodar la generación intermitente a escala. Sin embargo, si continúa el rápido crecimiento de la planificación integrada de recursos, los subsidios para algunas tecnologías, pero no para otras, los contratos obligatorios a largo plazo y otras expansiones de la regulación estatal, es probable que se requieran cambios más fundamentales en las instituciones que determinan las decisiones de entrada y salida del generador y el almacenamiento.

Se han subestimado los impactos sobre los mercados de energía mayorista, de la capacidad promedio o el porcentaje de producción anual promedio que la generación intermitente le suministrará al sistema. Especialmente, en momentos de baja

²⁶ *Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewable Generation at Scale: The U.S. Experience.* Paul L. Joskow. MIT January 2019 CEEPR WP 2019-001.

demanda: de noche y de día si hay mucha energía solar en el sistema, los fines de semana, los períodos de hidrología normal en nuestro caso, llegando la generación intermitente a representar una fracción significativa de la demanda.

Los diseños de mercado mayorista adoptados por muchos países, entre ellos el nuestro, son mercados mayoristas centralizados, construidos sobre un modelo de despacho económico basado en ofertas con restricciones de seguridad, que utiliza mecanismos competitivos de subasta de unidades múltiples para elegir las menores cantidades y precios posibles. Esto implica el despacho de plantas generadoras para suministrar energía con el fin de satisfacer la demanda, gestionar la congestión, proporcionar servicios auxiliares (regulación de frecuencia, reservas de rotación, etc.) y obtener precios de compensación de mercado para estos servicios.

En la mayoría de los mercados la programación de la generación y la gestión de la congestión de la transmisión se manejan simultáneamente a través de un mecanismo de despacho económico, basado en ofertas que incorporan los atributos de la red de transmisión y los criterios de confiabilidad. Así mismo, en la mayoría de estos mercados organizados se ha desarrollado algún tipo de proceso de «adecuación de recursos» para hacer frente al hecho de que los mercados de «solo energía» (Joskow, 2007; Joskow y Tirole 2007), en la práctica, así como en la teoría, no generan ingresos suficientes para responder a la salida de plantas existentes ineficientes y para atraer nuevas plantas que cumplan con los requisitos de confiabilidad.

La literatura teórica reciente ha extendido el modelo tradicional de Boiteux - Turvey para incorporar la generación intermitente a escala (MacCormack et. Al. 2010; Green y Vasilakos, 2011; Green y Leautier, 2018; Llobat y Padilla, 2018) con implicaciones interesantes. Este trabajo teórico indica que los cambios en el nivel, la distribución horaria y la volatilidad de los precios mayoristas tienen implicaciones sobre la rentabilidad de la capacidad de generación existente, sobre los incentivos para la entrada de nueva capacidad de generación, que se adapte mejor a los atributos de un sistema con una gran fracción de capacidad de generación intermitente (por ejemplo, arranque rápido, flexibilidad); y para la combinación óptima de capacidad de

generación. La mayor parte de este trabajo teórico toma la penetración de generación intermitente como exógena, impulsada por acciones políticas, y no deriva la combinación óptima de generación solar, eólica, fósil, etc.

El trabajo referenciado indica que los atributos de los sectores eléctricos con despliegue a gran escala de generación intermitente no son favorables para la generación de carga base (energía firme) tradicional y la capacidad de mérito medio con altos costos de capital, altos costos de puesta en marcha y limitada flexibilidad en el despacho. A medida que la generación intermitente se expande la generación distribuable existente se vuelve cada vez menos rentable, y finalmente se retira (Green y Léautier 2018). Habrá demasiadas horas con precios muy bajos o negativos y demasiada volatilidad de precios diaria para que estas plantas cubran sus costos futuros y sus costos de capital. Las turbinas de combustión modernas y simples, que tienen costos de capital relativamente bajos, flexibilidad para suministrar control de frecuencia a muy corto plazo, soporte de voltaje y servicios de balance, están en mejor posición para recuperar los costos operativos y de capital con factores de carga relativamente bajos, asumiendo que la formación de precios en el mercado está establecida y no tiene mayores distorsiones. Las unidades generadoras con estos atributos de flexibilidad deben ser las últimas en salir del mercado y las primeras en ingresar al mismo.

Entre los mercados de electricidad mayoristas de USA, California es el más interesante. Esto no se debe a que California tenga un diseño de mercado particularmente interesante. Se debe a que está muy por delante del resto de los de USA, en términos de cumplir los objetivos para reemplazar la capacidad de generación fósil con energía eólica y solar intermitentes. Si bien California aún no está cerca del objetivo a largo plazo de pasar a un sistema de energía eléctrica sin emisiones de carbono con una gran dependencia de la energía eólica y solar, está lo suficientemente lejos en el camino hacia un sistema dominado por la energía solar (principalmente) y el viento. Es aquí donde podemos empezar a observar empíricamente algunas de las implicaciones de esta transformación.

Cabe señalar, sin embargo, que los efectos en los mercados mayoristas en California se están viendo, en menor medida hasta ahora, en los otros mercados organizados de USA. A medida que las otras regiones alcanzan a California, en términos de la penetración de la generación intermitente, los efectos serán similares (Informe LBL, 2018b). Además, la lectura de las discusiones sobre la reforma del mercado mayorista en Europa muestra que los problemas asociados con la integración de recursos renovables intermitentes a escala en los mercados mayoristas de electricidad son muy similares.

Como se mencionó, la energía suministrada por las instalaciones de generación eólica y solar tiene un costo marginal a corto plazo: de aproximadamente cero una vez que se ha construido la instalación (así como los costos de mantenimiento continuo que se tratan como costos fijos por año). Si fueran instalaciones generadoras despachables, en los términos tradicionales, serían despachadas todo el tiempo, excepto cuando experimenten cortes forzados o estén fuera de línea por mantenimiento. Sin embargo, las instalaciones solares y eólicas no se pueden despachar en el sentido tradicional (como sucede en el caso de la generación de pequeñas centrales hidráulicas). Su producción está impulsada por la disponibilidad de viento y sol en sus ubicaciones. Tanto los recursos eólicos como los solares varían significativamente de una hora a otra, de un día a otro y de una estación a otra, y sus suministros se caracterizan por una incertidumbre significativa.

Como resultado, la producción de electricidad a partir de instalaciones solares y eólicas (y PCH) es muy variable, controlada por variaciones naturales en sus fuentes primarias, en lugar de las curvas y protocolos tradicionales del despacho económico. En California, a medida que la forma y la volatilidad de la generación despachable han cambiado, los patrones horarios y diarios de los precios spot también han cambiado significativamente (Bushnell y Nolan 2018; LBL 2018b). Los precios spot durante el día han disminuido, y los precios de la energía han aumentado durante la rampa de la tarde, a medida que la generación solar se desvanece. Existe una conexión muy clara

entre el crecimiento de la generación solar y este cambio distintivo en los patrones de los precios horarios.

Estos patrones cambiantes de precios afectan la magnitud de los ingresos netos que los generadores pueden obtener en el mercado. A medida que se expande la generación solar, los ingresos netos obtenidos durante el día disminuyen, y los ingresos netos obtenidos durante la rampa nocturna aumentan en promedio. A largo plazo, esto debe afectar la rentabilidad de las diferentes tecnologías de generación (entrada y salida), incluido el arranque rápido de las turbinas a gas altamente flexibles y el almacenamiento respaldado por los ingresos obtenidos por el arbitraje de precios (compra baja y venta alta) que se requerirán para cumplir con los requisitos que impone la rampa de la tarde y responder a las amplias variaciones en la producción eólica y solar: por hora, diaria, estacional, etc.

Cuando los ingresos de cantidades significativas de generación están soportados parcialmente por ingresos que provienen de fuentes diferentes al mercado spot, no hay razón para creer que el mercado spot apoyará un equilibrio eficiente de tecnologías de generación subsidiadas y no subsidiadas. Los generadores incumbentes o existentes se han visto afectados negativamente por los bajos precios del gas natural, el estancamiento de la demanda y la rápida entrada de capacidad de generación eólica y solar. El estancamiento de la demanda obedece parcialmente al crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas. A nivel nacional, una fracción cada vez mayor del parque nuclear existente, grandes plantas a carbón y generadores de vapor a gas más antiguos, pronto encontrarán que las operaciones continuas no son rentables y saldrán del mercado.

Sin embargo, en el futuro, la salida prematura y la entrada inadecuada de generación flexible o intermitente es, claramente, una preocupación para los operadores del sistema y para los reguladores. La adecuación de los recursos parece ser una preocupación creciente en California (CAISO 2018, páginas 223-243). La CPUC está considerando revisar los requisitos de contratación a corto plazo en sus protocolos de adecuación de recursos existentes (<http://www.cpuc.ca.gov/RA/>) para exigir contratos

de hasta cinco años y garantizar que los retiros no amenacen la confiabilidad. Tanto Alberta como Ontario están rediseñando sus mercados de capacidad para responder y adaptarse a la generación intermitente, la generación subsidiada, los criterios de rentabilidad y otros problemas de incentivos, asociados con la salida prematura y, estrechamente, con la entrada de nueva capacidad de generación.

En consecuencia, se reconoce cada vez más que, a largo plazo, un mercado de energía con límites de precios no generará ingresos adecuados para disuadir la salida prematura de la capacidad de generación despachable o atraer la entrada eficiente de nueva capacidad de generación despachable (o sustitutos de ella como el almacenamiento). También se está volviendo más claro que los mercados de capacidad no están produciendo suficientes ingresos netos para disuadir las salidas ineficientes y atraer la entrada de las tecnologías de capacidad de generación flexible y el almacenamiento necesario para equilibrar la oferta y la demanda, dado que una confiabilidad proveniente de pactar contratos con generadores seleccionados no es una solución atractiva a largo plazo.

Suponiendo un hipotético Mercado de Energía Mayorista que es 100% solar y eólico, el costo marginal de operar la energía solar y eólica será cero. Considerando que se trata de un mercado exclusivamente de energía (sin mercado de capacidad), con un precio máximo establecido muy por debajo del costo de racionamiento, cuando se alcanza el límite de precio la demanda está sujeta a un racionamiento y a un precio límite predeterminado que está muy por debajo del verdadero costo de la escasez. No hay generación proveniente de fuentes fósiles ni almacenamiento. Un sistema con estos atributos solo tiene dos estados de la naturaleza (ver MacCormack, et. Al. 2010): un estado en el que el precio de la energía es cero y el otro estado en el que se establece, por defecto, el precio máximo y se produce un racionamiento sin precio. Este sistema no puede garantizar un equilibrio a largo plazo, a menos que los costos de capital de la generación intermitente estén fuertemente subsidiados fuera del mercado o haya demasiadas horas en las que se alcance el límite de precio, y la demanda esté sujeta a racionamiento sin precios, más apagones continuos.

A medida que se expande la generación intermitente surge la preocupación de que la variabilidad casi aleatoria en la producción de los generadores intermitentes amenazaré la confiabilidad de las redes de energía eléctrica, cuya infraestructura física no fue diseñada para responder a variaciones grandes, repentinas y solo parcialmente predecibles en la generación. Los desafíos operativos se han reconocido durante años (MIT Energy Initiative, 2011) y se han realizado cambios en los protocolos operativos del sistema para adaptarse a la generación intermitente a escala. Si los operadores del sistema tienen las herramientas y tecnologías adecuadas a su disposición, pueden administrar físicamente, de manera confiable, un sistema con una alta penetración de generación intermitente. Estas herramientas involucran tanto una infraestructura física compatible, como mecanismos de mercado necesarios para respaldar la inversión en esta y responder a los nuevos desafíos operativos sin incurrir en grandes costos adicionales.

Finalmente, en relación con la demanda. Al menos, en teoría, transmitir señales de precios mayoristas en tiempo real a los clientes minoristas sería eficiente a largo plazo (Borenstein 2005). A pesar de la difusión de los medidores inteligentes, a la mayoría de los clientes residenciales y comerciales se les sigue cobrando la electricidad en función de las tarifas por kWh que no varían de una hora a otra. En definitiva, están desconectados de las variaciones de precios en los mercados mayoristas. Como resultado, los clientes minoristas tienen pocos incentivos para tomar acciones eficientes del lado de la demanda que reflejen la distribución cambiante de los precios spot y la mayor volatilidad de estos precios.

Existen importantes oportunidades de almacenamiento potenciales a nivel de cliente (minorista). Estos incluyen almacenamiento de batería, enfriamiento de almacenamiento y calentamiento de agua de almacenamiento (Imelda et. Al, 2018), además de un aumento de oportunidades para cambiar el tiempo el uso de electrodomésticos tradicionales, especialmente a medida que los electrodomésticos inteligentes habilitados para Internet se vuelven más comunes. Con tarifas minoristas planas en kWh y medición neta, no hay ningún incentivo para buscar estas

oportunidades, aunque el patrón diario de los precios spot, la volatilidad de estos precios y los costos marginales asociados a corto plazo pueden hacer que tales acciones sensibles al precio sean eficientes.

Concluye Joskow, en el documento que se referenció a pie de página, que las políticas destinadas a la descarbonización rápida del sector eléctrico mediante la expansión agresiva de la penetración de la generación eólica y solar tienen implicaciones significativas para el desempeño de los mercados mayoristas de electricidad. La combinación de intermitencia, costos operativos marginales casi nulos, imperfecciones en la capacidad, mecanismos de fijación de precios por escasez y dependencia de ingresos fuera del mercado para brindar apoyo financiero a la generación eólica y solar plantean preguntas importantes sobre la continua dependencia de los incentivos del mercado para respaldar operaciones eficientes, al igual que para proporcionar un respaldo de ingresos adecuado para retener los generadores existentes que se necesitan para equilibrar el sistema, atraer la entrada de nuevos generadores flexibles y almacenamiento.

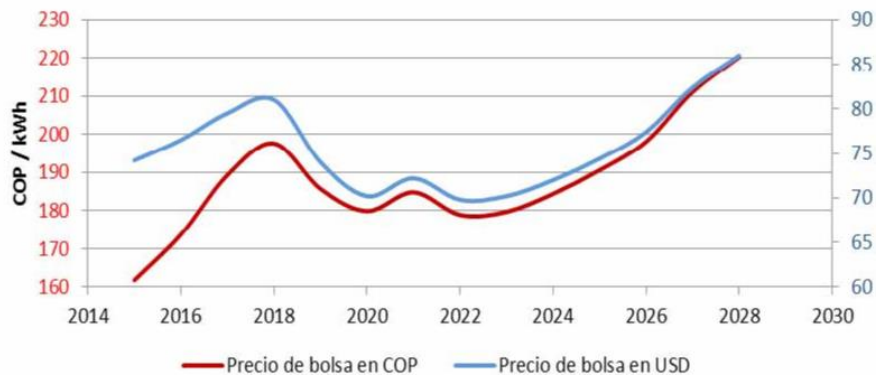
El autor considera que los diseños de mercado existentes abordan adecuadamente todos estos desafíos, y que las reformas del diseño del mercado pueden funcionar para alinear los incentivos con los desafíos operativos. El desarrollo de nuevos productos que reflejen mejor las necesidades operativas con generación intermitente a escala es un objetivo importante. También lo es una mejor vinculación de los precios spot en el mercado mayorista con los precios minoristas que perciben los usuarios finales. Sin embargo, el teórico no es optimista sobre las perspectivas de reformar los mecanismos de fijación de precios por capacidad y por escasez con modificaciones menores a los mecanismos existentes. La continua dependencia de los subsidios, los mandatos de recursos y los contratos obligatorios a largo plazo son, para la generación intermitente, simplemente incompatibles con depender de los mercados para el resto del suministro.

Los mandatos, los subsidios y las obligaciones de contratación se extenderán a medida que el mercado no entregue retenciones, entradas adecuadas de la capacidad

de generación y el almacenamiento necesario para manejar la intermitencia. Bien podríamos enfrentarnos a esta situación más temprano que tarde. Esto requiere el desarrollo de un mercado separado para contratos a largo plazo, que sea compatible con la atracción de inversiones, en consonancia con las opciones de portafolios de recursos integrados que cada vez definen más los formuladores de políticas gubernamentales en lugar de incentivos de mercado. Una vez en el mercado, estos recursos operarían basados en incentivos de mercado, en mercados reformados de energía y servicios auxiliares por hora y en tiempo real.

Desafortunadamente, la discusión aquí planteada es diferente a la forma en que estos temas están siendo analizados en el país y difiere de las conclusiones a las que han llegado los hacedores de política y regulación en relación con lo que está ocurriendo. Mientras a nivel global se habla de los riesgos que enfrenta la sostenibilidad del mercado y de los bajos precios, incluso precios negativos de la electricidad, el país suele ser más optimista, muestra de ello son las proyecciones de precios publicadas por la UPME en el documento *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, como se aprecia en la siguiente figura:

Figura 27. Proyecciones de precios UPME con la incorporación de FNCER



6. La transformación del sector eléctrico: transición energética

El sector eléctrico colombiano se encuentra en un gran proceso de transformación, derivado de los objetivos de la transición energética, en donde se están llevando a cabo múltiples acciones para introducir nuevas tecnologías con Fuentes No

Convencionales de Energía Renovable no convencional (FNCER), la digitalización del sector, nuevos modelos de negocios, la participación activa de la demanda, el denominado *prosumer* (productor-consumidor), entre otros. La transformación del mercado llegó y el sistema pasará de ser un esquema centralizado a uno descentralizado y bidireccional.

Para lograr el objetivo anterior se deberán hacer los ajustes pertinentes en el corto, mediano y largo plazo, que lleven a obtener un nuevo mercado más competitivo, que además asegure la confiabilidad, la eficiencia y flexibilidad. En este documento se hace una propuesta en torno a la participación de las plantas menores en el nuevo mercado y para ello se retoman las recomendaciones dadas por la Misión de Transformación Energética (MTE), en sus cinco focos, y el plan de acción para su implementación, elaborado como una segunda fase y plasmado en la Hoja de Ruta para la Energía del Futuro. Igualmente, se toman en consideración la reglamentación emitida y diferentes ponencias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), conferencias del Ministerio de Minas y Energía (MME), documentos elaborados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y, adicionalmente, información correspondiente al tema de los mercados competitivos en el mundo.

De la visión de futuro trazada en el informe *Hoja de Ruta para la Energía del Futuro de la MTE* se presentan los temas principales asociados a la visión del nuevo mercado, analizando la participación de las plantas menores desde el punto de vista de su adaptación a este nuevo mercado, y se hacen las observaciones y recomendaciones que se consideraron pertinentes.

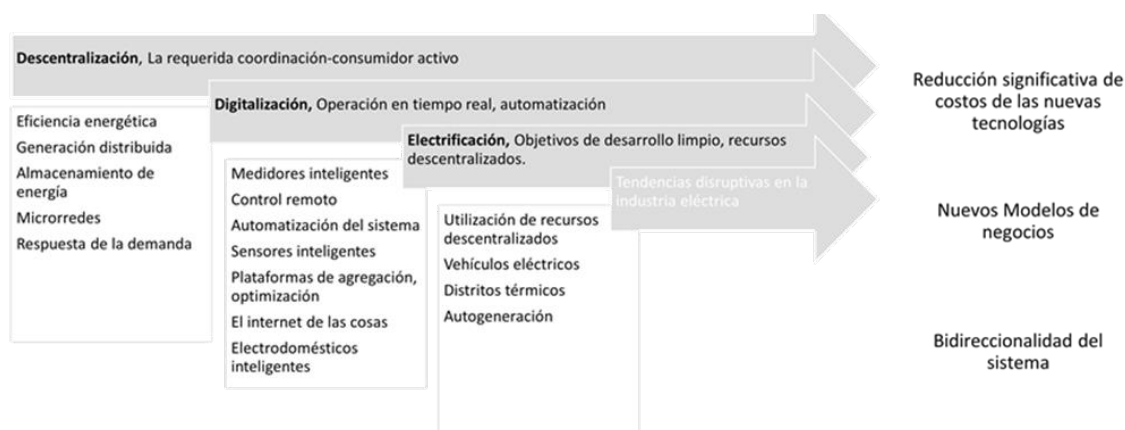
7. Consideraciones del nuevo mercado

La convergencia de la evolución tecnológica, las comunicaciones, el Internet de las cosas, las nuevas tecnologías de producción de energía, la inteligencia de las redes, el cambio climático, el reemplazo de energías fósiles, los nuevos retos ambientales y métodos de construcción de edificio traen consigo una nueva revolución industrial, que impacta los modelos de negocios del sector energético a nivel mundial. La regulación del sector eléctrico está en un momento de inflexión donde debe crear y adaptar lo

nuevo a lo existente, mejorando la eficiencia del mercado y conservando sus órdenes de confiabilidad y calidad.

El sector eléctrico actual trae consigo nuevas tecnologías de producción: las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, con generación eólica y solar, generación a pequeña escala distribuida/localizada, autogeneración y cogeneración con excedentes o simplemente conectados interiormente en la instalación del cliente; generación distribuida conectada a nivel regional, sistemas de almacenamiento de energía BESS (Battery Energy Storage System), demanda activa, medición inteligente, vehículos eléctricos, aparatos inteligentes, comunidades energéticas y muchos otros cambios. Véase la Figura 28.

Figura 28. Tendencias disruptivas en la industria eléctrica



Por lo anterior, el Gobierno Nacional, en 2019, creó una misión de expertos en el tema energético: la Misión de Transformación Energética (MTE), que realizó una serie de propuestas para buscar la eficiencia del mercado y dar respuesta a los objetivos de descarbonización de la industria, la incorporación de nuevas tecnologías, la digitalización y un esquema de mercado adecuado a las necesidades actuales y previstas para el futuro, bajo cinco focos:

- La competencia y la estructura del mercado eléctrico
- El rol del gas en la transformación energética
- La descentralización, la digitalización y la gestión eficiente de la demanda

- El cierre de brechas y la formulación eficiente de subsidios
- La revisión del marco institucional y regulatorio

Adicionalmente, dentro de los compromisos adquiridos por el país en materia ambiental, definió como política energética la incorporación de fuentes de energía renovables en la matriz eléctrica de Colombia, con una meta de 2500 MW para 2022. El objetivo último de la MTE es lograr una transición hacia una matriz energética más diversa y resiliente, así como un marco institucional y regulatorio que permita la incorporación de recursos energéticos distribuidos y haga un mejor uso de los avances tecnológicos.²⁷

Hasta la fecha, los usuarios finales no tenían capacidad de participar significativamente en el mercado eléctrico, por lo que los esfuerzos en los últimos años se han centrado en diseñar mecanismos de mercado que guíen la toma de decisiones de los agentes generadores mayoristas, mediante la construcción de señales de precio que incentiven la expansión del sistema para garantizar la atención de la demanda. La definición y mejoramiento del Mercado de Energía Mayorista ha sido, por tanto, el elemento central del desarrollo regulatorio.

Actualmente, ante los cambios anotados, se hace necesario centrar los esfuerzos, prioritariamente, en conseguir que las tarifas para los usuarios de la red guíen las decisiones de los agentes, distribuidos hacia la maximización de la eficiencia tanto de la operación como de la planificación del sistema eléctrico en su conjunto. Es decir, permitir la participación activa de la demanda pasando a un esquema de mercado descentralizado y distribuido.

Por este motivo, en línea con lo que están haciendo los reguladores de los países más avanzados, la MTE considera que la primera tarea que es urgente abordar es el rediseño de las tarifas para los usuarios finales.²⁸ Para lograr los cambios anteriores se requiere:

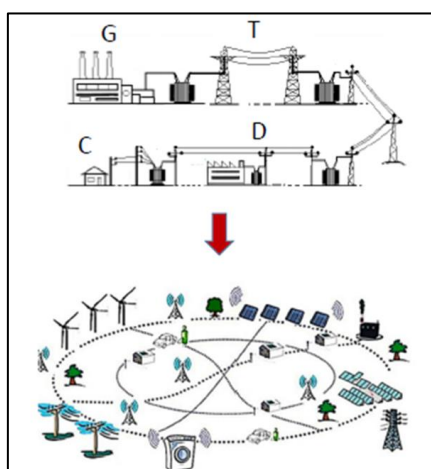
²⁷ Tomado de los documentos de la MTE.

²⁸ Ibid.

- Disponer de contadores que permitan realizar una medida como mínimo horaria, mediante la implantación de sistemas tipo AMI (Advanced Metering Infrastructure), que miden, recolectan y analizan el uso de la energía e interactúan con dispositivos como los medidores inteligentes de electricidad.
- La red inteligente o *smart grid*, que resulta de la integración dinámica de los desarrollos en ingeniería eléctrica para el aprovechamiento de la infraestructura de red, como canal para el uso de las tecnologías de la información dentro del negocio de la energía eléctrica y como eje transversal a la generación, la transmisión, la distribución, el almacenamiento y la comercialización.

Con lo anterior se «invierte» el hilo conductor de la regulación, en donde el inicio es el consumidor, como se observa en la Figura 29:

Figura 29. Transformación del hilo conductor del mercado eléctrico



La transformación que se está dando en el mercado obliga a tener una visión de lo que debería ser su condición final luego de implementar las acciones que se están tomando en este momento. Nadie puede predecir el futuro, pero es importante que las empresas y las autoridades tengan una visión clara de las formas en que el mercado evoluciona y el lugar de la empresa en los escenarios posibles.

8. Mecanismo de suficiencia energética propuesto por la MTE

La introducción de las FNCER en el mercado es requerida y se debe impulsar su entrada en un mercado que permita e impulse la competencia entre energéticos y donde los atributos de las diferentes tecnologías que compongan la canasta energética, por su multiplicidad, aporten unas características o atributos que lleven a lograr los objetivos previamente establecidos: confiabilidad, eficiencia y flexibilidad.

La energía de un país se obtiene de los recursos energéticos de que se dispone en el territorio, así como de las interconexiones internacionales posibles. La canasta energética se construye con el desarrollo de diversas tecnologías de producción, en donde al realizarse su construcción y expansión se conforma una diversidad de atributos que deben conjugarse y adaptarse a un diseño de mercado con la mejor condición y aprovechamiento posible. Es decir, no es adecuado no distinguirlas como si se requiriera un único atributo. En el mercado colombiano solo se valora un único atributo: la firmeza o energía firme, sabiendo que también se requieren energía media anual y plantas con atributo de energía limpia y flexible.

En el mercado colombiano se perfila una métrica que puede verse como única: el atributo de firmeza, que se ha convertido en el principal “*driver*” de su desarrollo, diseñado en función del Cargo por Confiabilidad. Pero este no debe ser el único atributo. En el mercado están presentes otras tecnologías, como las plantas menores con capacidad inferior a 20 MW, que desde el comienzo del mercado fueron distinguidas por su generación media, y para las cuales se estableció que no serían despachadas centralmente y su energía se comercializaría, básicamente, vía contratos de largo plazo. La regulación aplicable incluye el caso de plantas menores con FNCER, donde también se permite la opción de estar o no en el despacho central.

Las FNCER llegan al mercado como tecnologías de generación media o intermitente, y con características de producción limpia que aportan al desarrollo sostenible, de mucha importancia para lograr los objetivos del cambio climático. Estas tecnologías ya han alcanzado niveles de costos competitivos y continúan en constante evolución en términos de eficiencia y costos. El mercado debe permitir su integración y este debe

ajustarse para que todos los recursos energéticos disponibles en el país se desarrollen dentro de una sana competencia.

La regulación actual tiene como señal económica de expansión el Cargo por Confiabilidad. Allí se determina una «demanda objetivo» por parte de la CREG en función del concepto energía firme «suficiente» para Colombia. De acuerdo con estudios de demanda realizados por la UPME, el periodo de planeación es de tres años, y se realizan subastas de energía firme donde inversionistas privados y públicos compiten para obtener asignaciones de lo que se denomina Obligaciones de Energía Firme (OEF). La asignación de OEF se hace a un proyecto que fue ganador en la subasta, en donde el inversionista se compromete a construirlo para entrar en operación comercial en un determinado año, de acuerdo con las características técnicas presentadas en la subasta.

Los inversionistas de plantas menores, con su producto de energía media, siguen una señal económica de expansión que dispone que estas tengan la opción de estar o no en el despacho central. Si la opción seleccionada por el inversionista es no ser despachado centralmente, su energía se comercializa vía contratos de largo plazo. La CREG en su agenda regulatoria para 2021 indicó que va a modificar esta regulación y que, eventualmente, volvería obligatorio que estas plantas estén en el despacho central, incluyendo un periodo de transición para las plantas existentes. De esta manera, unifica las señales de expansión en un solo criterio: la energía firme, independientemente de los atributos que tienen las diferentes tecnologías requeridas en la canasta energética colombiana, incluyendo las plantas menores, en general.

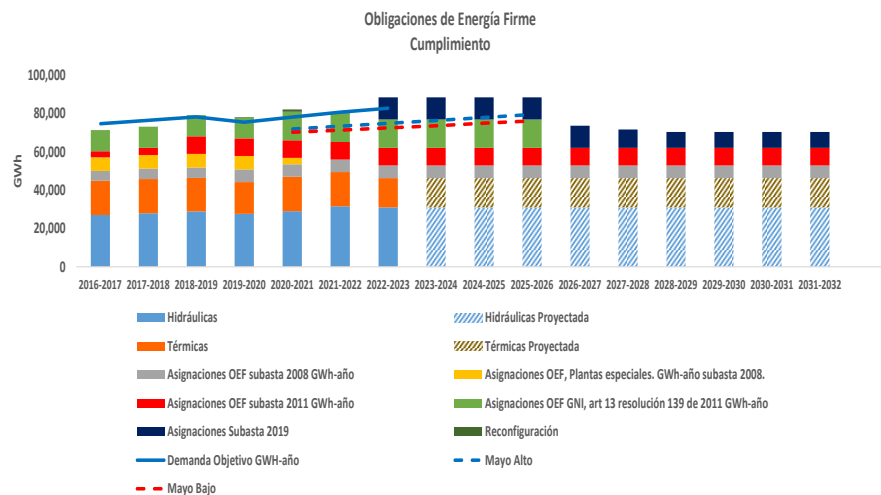
En el 2018 se creó una nueva señal económica de expansión. El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40791 de 2018, «Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista», en la cual establece lineamientos de política para realizar subastas de proyectos de FNCER. La Ley 1715 de 2014 es el marco legal que dio los lineamientos de política para la incorporación de las FNCER, así como

incentivos tributarios y arancelarios con el objetivo de diversificar la matriz energética y enfrentar los retos del cambio climático. Por otro lado, reconoció a los usuarios como actores principales del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que permitió que ahora puedan vender excedentes de energía.

Se resalta, entonces, que actualmente existen tres señales económicas que están desarrollando la expansión en el sector eléctrico, logrando que se construyan los proyectos por medio de inversionistas privados o públicos. Con esto se están obteniendo los recursos energéticos para garantizar el suministro de energía en Colombia.

La confiabilidad es el objetivo que se maneja en forma prioritaria en el diseño del mercado, dadas las condiciones de vulnerabilidad hidrológica que se tienen por la alta componente hidráulica de que se dispone (70% de la oferta energética) con una capacidad de regulación muy baja. No puede negarse que el mecanismo del CxC ha tenido éxito y ha logrado que el sistema se expanda desde el 2006 hasta hoy. En la Figura 30 se ilustra el balance de energía firme del mercado, indicando la energía aportada por los proyectos asignados en subastas, y se contrasta con las proyecciones de demanda de la UPME.

Figura 30. Balance de demanda vs. Obligaciones de Energía Firme asignadas en el CXC



La confiabilidad tiene costos altos si el objetivo es que tengamos cero racionamientos, y la demanda deberá estar dispuesta a pagarla, ya que se le evita un racionamiento de un valor económico demasiado elevado para la economía. En la actualidad el costo de racionamiento definido por la UPME se presenta en la Tabla 23.

Tabla 23. Costo incremental de racionamiento de energía, UPME

Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía		
	COSTO	\$ / kWh
Umbral	CRO1	1.480,45
	CRO2	2.683,73
	CRO3	4.706,64
Segmento 4	CRO4	9.320,56
	CRO1 (Estrato 4)	1.142,43

Pesos de Enero 31 de 2021

Pero, si también se quiere que los precios de energía sean cada vez más bajos, el diseño del mercado debe fomentar la competencia y buscar las tecnologías con características más eficientes, allí encontramos las renovables no convencionales y las plantas hidroeléctricas filo de agua medianas y pequeñas. El objetivo debe ser ponderar los factores, no sólo firmeza del CXC o las FNCER, y tener claro el aporte que hacen las demás tecnologías, incluyendo las plantas menores.

En la Tabla 24 se expone un aparte del documento de la Hoja de Ruta de la MTE sobre los mecanismos de suficiencia energética, presentado por La Misión de Transformación Energética, MTE²⁹, en donde se observan tres enfoques, los cuales se describirán a continuación:

²⁹ Informes segunda fase misión de transformación energética. Hoja de ruta para la energía del futuro. Ministerio de Minas y Energía. Anexo 2. Consultoría técnica de apoyo para la implementación de las recomendaciones de la Misión de Transformación Energética. Consultor Alejandro Lucio Chaustre, enero 2021.

Tabla 24. Propuestas sobre reforma al mecanismo de suficiencia, MTE

Enfoque 1	Enfoque 2	Enfoque 3
Contratación de energía estandarizado	Mantener CXC con ajustes	Reforma al CXC con transición gradual a mercado de contratos estandarizados.
1. Diseño de mercado (Wolack 2019)	1) Productos estacionales	
2. Contratos de largo plazo, estandarizados, precio y cantidad fija, ajustados a la demanda horaria vía subastas.	1. Tres productos 1.1 Energía nueva: capacidad igual a hoy. 1.2 Energía firme: plantas existentes con factores de capacidad menores a 20% sin asignaciones. 1.3 Otras plantas existentes.	
3. Horizonte de planeación de, al menos, tres años.	2. Periodo de planeación de tres años	
4. Subastas periódicas con frecuencia trimestral, semestral, anual	3. Subasta de energía firme: plantas existentes con precio máximo igual al cierre de la última subasta.	
5. Obligatorias para usuarios regulados y no regulados (se sugiere alternativa a la obligatoriedad)	4. Objetivo de demanda para los tres productos definido por UPME	
6. Porcentajes de contratación definidos por la CREG		

- **Enfoque 1. Contratación estandarizada de energía**

Contratos ajustados a la demanda vía horaria, con subastas periódicas de frecuencias trimestral, semestral, anual. Con porcentaje de contratación para la demanda definido por la CREG y compras obligatorias para usuarios regulados y no regulados.

Esta propuesta debe dinamizar el mercado. El diseño del contrato estandarizado es clave para que se incentive la expansión y se cubra el 100 % de una demanda objetivo que garantice la suficiencia energética en el largo plazo. Pero vale la pena observar que el mecanismo de subasta propuesto es una intervención del mercado, y consideramos que es muy importante para tener un mercado más eficiente y para que los agentes puedan transar contratos

en cualquier momento, de acuerdo con sus requerimientos. Es decir, que el mercado esté continuamente abierto, logrando un mecanismo más libre y menos administrado.

Entendemos que el CERE no existiría en el mercado. El precio de estos contratos, al no existir CERE³⁰, deberá cubrir costos variables y de capital, o simplemente los agentes deberán introducir en sus ofertas el costo de su proyecto, y al ofertar su energía se tendría un producto que cubre la expansión; pero faltaría observar la disposición de la demanda a comprarlo. La condición de compra obligatoria propuesta para usuarios regulados y no regulados hace que el producto pueda no ser atractivo para el comprador, ya que con las subastas del CxC se tienen compromisos que van hasta el año 2043, los cuales se considera que deben cumplirse. Por lo tanto, se observa la dificultad de pasar del sistema existente a uno de contratos estandarizados en un solo paso.

Estimamos que es importante que se desarrollen los esquemas de contratación que la CREG tiene en su agenda de regulación del Mercado Anónimo Estandarizado (MAE) con contratos estandarizados que completen el mercado actual, en donde el esquema debe permitir contratos OTC (*over the counter*) o contratos bilaterales de largo plazo. De otra parte, concluir el esquema en proyecto de los contratos de futuro y Cámara de Contraparte, como la presentada por Derivex. Lo anterior porque se requiere, primero, crear un portafolio de mecanismos de transacciones en el mercado, e implementar toda una serie de acciones complementarias antes de entrar de lleno en lo que propone el Enfoque 1 de la Hoja de Ruta. Se necesita tiempo para que estos nuevos mecanismos funcionen y desarrollen un mercado más eficiente y

³⁰ CERE: Costo de Energía Real Equivalente, calculado como el costo de todas las obligaciones de energía firme dividido por la demanda del sistema, descontando el aporte de las plantas menores. Es un cargo que refleja el mecanismo de recaudo para el pago del CxC y se convierte hoy en el piso de los precios, tanto de la bolsa como de los contratos de largo plazo de energía.

profundo³¹, que brinde múltiples oportunidades a todos los agentes y redunde en beneficio de los usuarios.

Si aplicamos este Enfoque 1 a la operación comercial de plantas menores, se observa que con los atributos técnicos que tenga la planta deberán hacerse sus propios contratos de largo plazo y se tendría la opción de ofertar en los procesos trimestrales o estacionales de subastas propuestas. Pero, como lo expresamos anteriormente, es necesario desarrollar el portafolio diversificado de contratos que se tiene planteado, lo que favorecería a todo el mercado y, en particular, abriría mecanismos para que las plantas menores desarrollen prácticas comerciales más convenientes.

El cambio planteado en el Enfoque 1 de contratación de energía estandarizado es importante y, muy posiblemente, llegará a ser la consideración final del diseño del nuevo esquema de mercado; pero dada la magnitud de cambio que implica no es recomendable en este momento, no solo para las plantas menores sino para todo el mercado.

- **Enfoque 2. Mantener el CXC con ajustes**

La MTE plantea tres productos: energía nueva, energía firme con plantas existentes y factores de capacidad menores a 20% sin asignaciones; y otras plantas existentes. La razón de establecer esas categorías es lograr obtener la combinación adecuada de plantas con diferentes atributos, en un escenario donde a las mismas se les reconozca un valor diferencial; pero acorde con sus aportes a la energía firme.

Se distingue entre plantas con nueva capacidad y plantas existentes, incluso con la posibilidad de asignación de OEF estacional para que el cargo quede en línea con la realidad del parque hidráulico. La demanda objetivo para cada tipo de producto la establecería la UPME, y esta debe tener en cuenta la energía firme y

³¹ Los mercados profundos son situaciones en las que puede tener lugar una gran cantidad de volumen de negociación sin tener un impacto significativo en el precio de los valores que se negocian.

la energía que considere requerir como reserva estratégica para garantizar el suministro de energía en un horizonte de tiempo, que se denomina tiempo de planeación de tres años. El mecanismo del CXC ha presentado sus bondades y se entiende que puede ser mejorado, máxime que la firmeza debe ser solo uno de los objetivos del sistema, pues el mecanismo no conduce a un sistema resiliente y flexible.

Se debe mencionar que, independientemente del mecanismo de suficiencia que se reglamente, existen otras normas, como el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento³², para garantizar la confiabilidad con la que se adoptan nuevas reglas de operación del sistema. Al igual que «para garantizar el abastecimiento confiable de la demanda de energía, de acuerdo con la aversión al riesgo de los usuarios³³, agentes y las autoridades sectoriales estableciendo un nivel de riesgo máximo aceptable para el sistema». Para la operación en condiciones críticas, el CxC es adicionado con otras normas que obligan a que la operación de los embalses se haga de una manera intervenida; es decir, se controla el embalse agregado de acuerdo con la percepción de riesgo del gobierno y las autoridades. Esto hace pensar que el CxC tiene problemas, dado que no se confía en él como único mecanismo, porque los agentes tienen conductas que afectan la efectividad de este, o la energía declarada no es tal. Hay algo malo en el esquema. Se presume que el incentivo del agente a optimizar su margen de la operación comercial con base en el despacho de contratos parece ser mayor al de cumplir con la OEF, lo que arriesga la confiabilidad, pudiendo ser ello la causa de las intervenciones. Además, los contratos de gas de las plantas térmicas no son tan firmes, en algunos casos por limitaciones de transporte. Se pone en duda el mismo precio de escasez³⁴ y conductas no esperadas de los agentes

³² Resolución CREG 026 de 2014 y la CREG 209 de 2020.

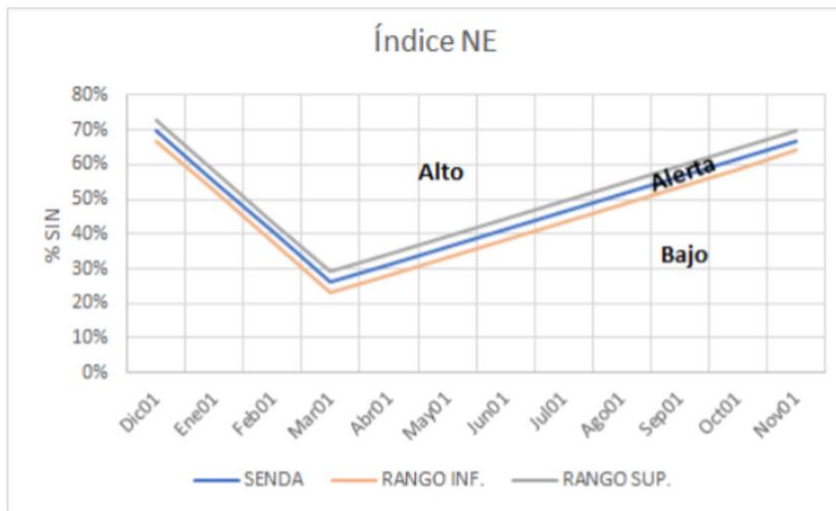
³³ El texto señalado se toma textual de la Resolución CREG 209 de 2020.

³⁴ Precio de escasez, referencia que, si es superada por el precio de bolsa, obliga a los agentes con Obligaciones de Energía Firme a despachar la energía comprometida.

Si hay intervenciones es porque el mecanismo no está funcionando o no creen en él, pero esta circunstancia lo que hace es encarecer el servicio, en forma importante. En el estatuto mencionado se estableció un mecanismo regulatorio, que se denomina *senda de referencia del embalse*. En este se ponen condiciones para la operación de los recursos hidráulicos, cuando se tiene un nivel de embalse inferior a la senda de referencia establecida menos un valor X, en donde la planta asociada no puede ser programada para generar y su operación es intervenida, obligando a embalsar energía.

Para establecer esta senda, XM, como operador del mercado, analiza la situación energética del sistema y determina cuánta energía térmica se debe estar generando diariamente para que los embalses puedan embalsar energía. Estos análisis se realizan sin tener en cuenta lo que el agente propietario pueda considerar o programar con su planta. En la próxima figura se muestra el índice de nivel de embalse y la senda de referencia del embalse, que ya están vigentes e influyen en el alza de los precios de energía en la operación comercial del mercado, al incrementarse los costos de oportunidad y la percepción de riesgo que se introduce en la operación.

Figura 31. Índice de nivel de embalse y senda de referencia del embalse

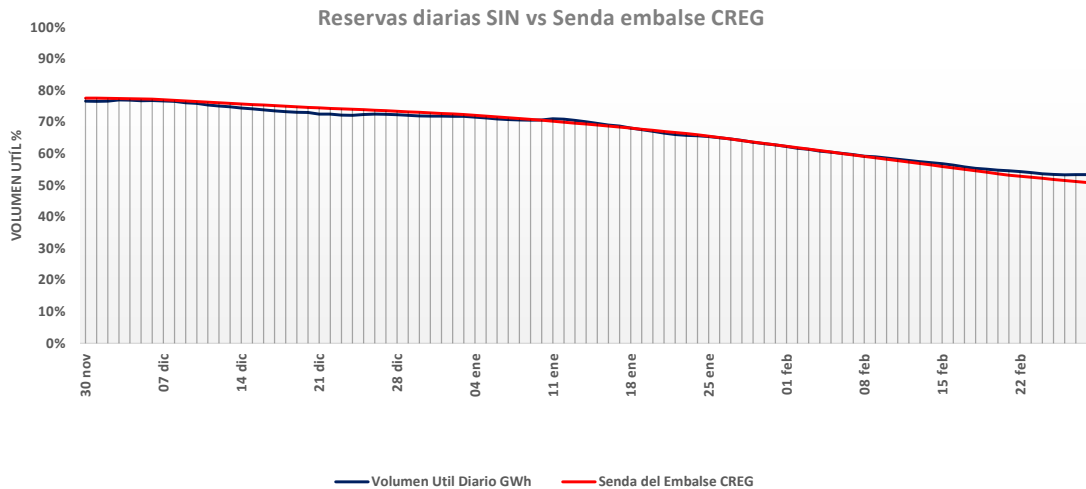


En los considerandos de la Resolución CREG 209 de 2020, en donde se reglamenta el estatuto, el Consejo Nacional de Operación (CON) recomendó «estudiar la posibilidad de tomar medidas adicionales que ayuden a gestionar de forma más efectiva los recursos del sistema, entre otras, incentivar la entrada de autogeneración y cogeneración al sistema, esquemas de respuesta de demanda y permitir, sin ninguna penalización, a las plantas hidroeléctricas filo de agua, solares y eólicas que están conectadas al STR o STN, generar a la máxima capacidad posible». Se reconoce allí la importancia de las plantas menores y filo de agua, que, por sus atributos de generación con energía media, se consideran un portafolio de plantas con una energía agregada, para la firmeza en condiciones críticas, factor que debe ser reconocido en el mercado.

La aversión al riesgo de racionamiento de parte del gobierno es muy elevada. El costo de la confiabilidad para que el racionamiento de la energía sea cero es muy alto, y en condiciones críticas no se cree en el CxC ni en la conducta de los agentes, creando con el estatuto una intervención por encima del mercado y del CXC. Además de que, en condiciones normales de hidrología, la senda de referencia del nivel de los embalses se convierte en una intervención permanente que, obviamente, incrementa el costo de oportunidad de estos recursos. El control del riesgo de racionamiento actual es a todo costo, como si nunca se tuviera la garantía del suministro de energía con ninguna regulación que se desarrolle en el mercado.

La figura siguiente presenta la relación entre la realidad del nivel del embalse agregado del SIN y la senda de referencia definida por XM, en donde en el periodo que va de diciembre de 2020 a febrero de 2021 se disminuyen las reservas, por encima de la senda de referencia, y llega el 5 de febrero a un cruce con la senda. Lo que influye en el costo de oportunidad del agua, de una manera administrada, que distorsiona, sin razón, el precio en bolsa. Desde el punto de vista del mercado, este Enfoque 2, de hacer ajustes al CXC, es más apropiado en el momento en el que estamos.

Figura 32. Reservas diarias SIN vs. Senda embalse CREG, 30 de noviembre de 2020 a 22 de febrero de 2021



- **Enfoque 3. Reforma al CXC con transición gradual a mercado de contratos estandarizados**

Se proyecta que, del 2027 en adelante, el mercado de contratos primará en la expansión (principalmente con recursos renovables, donde se encuentran las plantas menores) y el CXC se tendrá como un mecanismo de última instancia, separando la necesidad de contar con plantas térmicas.

De nuestra parte se plantea que, durante ese período de transición, continúe el mercado con las tres señales de expansión: la primera, que cubra el requerimiento de expansión vía energía firme del CXC. La segunda, donde la señal de expansión es la energía media anual a aportar y la señal económica de expansión sea la posibilidad de optar por no estar en el despacho central y la comercialización de la energía se haga vía contratos de largo plazo, con la disponibilidad de un portafolio de contratos debidamente establecidos. La tercera, en que las subastas de contratos de energía de largo plazo que está impulsando el MME, en donde se incorporen, además de las energías eólicas o solares, los recursos de plantas menores, incluyendo también las hidroeléctricas.

El tiempo de ajuste del mercado, a manera de transición a un mercado de contratos estandarizado, sería del orden de diez años, para lo cual se hace necesario que todos los elementos del diseño final del mercado, propuesto por la MTE, estén desarrollados.

9. El mercado minorista-mayorista y las plantas menores

Con el proceso de transformación y los impactos de las tendencias disruptivas de la industria eléctrica, se tendrá que el mercado minorista amplíe cada vez más su relevancia, llegando, incluso, a ser igual o más importante que el mercado mayorista. La sola dirección de desarrollo, impulsada desde el cliente hasta la oferta, cambia los paradigmas existentes. Con lo anterior aparecen dos lógicas de mercado: el mercado mayorista, que desarrolla y controla el mercado desde la oferta y de una forma centralizada; y la segunda, que surge desde la participación activa del cliente, donde el sistema debe ser descentralizado.

De los documentos que presenta la MTE se resaltan algunos puntos para entender su visión del mercado minorista y, posteriormente, se harán comentarios respecto a la adaptación y desarrollo de una planta menor o PNDC en ese contexto. La MTE considera:

- Señales económicas para que las empresas de distribución se conviertan en operadores que promuevan la utilización de los Recursos Energéticos Distribuidos, DER.
- La modernización de la red de distribución, la cual debe evolucionar para incorporar los recursos energéticos distribuidos.
- El ajuste de la regulación para que el distribuidor desarrolle sistemas informáticos en la web, con todos los parámetros eléctricos y de conectividad de la red de distribución.
- La propuesta de una red eléctrica de distribución con un esquema de gestión híbrido descentralizado.
- Centros de control regionales, con todos los elementos requeridos para abrir la red a nuevos esquemas de gestión y nuevas tecnologías.

- La digitalización del sistema y el desarrollo de la gestión eficiente de la demanda, lo cual va a aportar flexibilidad al mercado con el despliegue de infraestructura AMI, sobre la cual la CREG ya ha avanzado con las resoluciones que la van a desarrollar.
- La introducción de la participación de la demanda y la priorización para implementar un diseño tarifario flexible.
- El permiso de que el usuario gestione activamente su compra de energía y tenga diferentes opciones.

Se observa que la política energética y la regulación están avanzando hacia un mercado transformado, donde se tienen mejoras muy relevantes que deben dar opciones a todas las tecnologías que se dispone en el país. Existirán nuevas alternativas de negocio y el sistema mismo desarrollará la expansión y dará su confiabilidad. El mercado minorista avanzará significativamente con la tecnología que se tiene en la actualidad para alcanzar un nivel de eficiencia tal, que se logre el verdadero beneficio para el usuario.

La realidad que se tenía en los años 90, cuando se emitieron las leyes 142 y 143 de 1994, obedecía a las tendencias en los mercados eléctricos para desarrollar la competencia y definir el rol del Estado en labores de trazador de políticas energéticas, regulación y control, en vez de un rol empresario; y lograron un avance significativo para el esquema de prestación de servicio de energía. Estas leyes no estaban inmersas en el cambio tecnológico que se está dando en el mundo en la actualidad y tampoco en los diseños de mercados eficientes que se tienen hoy. La realidad es que surgen nuevas posibilidades, nuevos retos y muchos agentes que no se tenían, como los agregadores de demanda, el almacenamiento de energía, los prosumers, las microrredes privadas, entre otros. El contexto actual del mercado es diferente y todo está girando. La descentralización es un cambio de mucho fondo: implica la necesidad de repensar el marco institucional y organizacional de la industria. Se tienen nuevos paradigmas en el sector y, por ende, se cambia el modelo de mercado que hoy tenemos. El Cargo por Confiabilidad no es el *core* del nuevo mercado.

La ubicación de las plantas menores y su aplicación en el mercado es regional. Normalmente, estas plantas se conectan a los sistemas de transmisión regional o a las redes de distribución local, y están inmersas en la región. Típicamente, se ubican cercanas a poblaciones donde el primer beneficio que entregan es a la comunidad cercana. Para el caso de las plantas menores hidroeléctricas, también denominadas pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), estas utilizan los recursos existentes, y captando caudales de los ríos que les son autorizados desarrollan planes de manejo ambiental que mitigan el impacto que produce un proyecto, en donde lo normal es que se capte el agua del río, se genere la energía en la planta y esta misma agua, sin ninguna transformación, se entregue al cauce del río. Las PCH tienen que hacer inversiones del 1% del costo de inversión en la zona y, además, en virtud de la ley ambiental, deben compensar el uso de este recurso. Esos desarrollos permiten la generación de empleo en la zona y, normalmente, sus dueños realizan programas de responsabilidad social empresarial, que favorece a las comunidades aledañas. La mayoría de las veces estas plantas se ubican en territorios que han tenido problemas de seguridad, y brindan oportunidades a la comunidad. El valor económico de las mismas es relevante y el mercado hasta ahora las ha impulsado y entendido su beneficio. Adicionalmente, se debe destacar que son energías limpias renovables. Uno de los objetivos de política energética del gobierno, como ya se mencionó, es la Seguridad Energética Regional y, en este sentido, considerar las plantas menores como el apoyo a esta es fundamental.

Las plantas menores, a partir de 10 MW, pagan la Ley Ambiental, con una tarifa de 6.77\$/kWh multiplicados por su generación real, recursos que se liquidan a los municipios y corporaciones regionales que actúan en el territorio donde está la planta, para que sean invertidos en sus planes y programas. Las plantas menores en Colombia son 135 y generaron en 2020 una energía de 5149 GWh/año, el 7,4% de la energía de ese año. Si bien todas las plantas del sistema pagan por Ley Ambiental, las menores inyectan esos recursos a nivel regional, por lo cual reducir su viabilidad con la regulación, hasta el punto de no ser atractivas, causaría un enorme daño a las regiones y al sistema.

Desde el punto de vista eléctrico, al inyectar su energía a una red regional, se tienen mejoras en el rendimiento de estas redes, favoreciendo el control de voltaje y dando confiabilidad y optimización a las condiciones del servicio de las poblaciones cercanas. Incluso, se mejoran las condiciones de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Nacional (STN). Reduciendo la congestión, al igual que las pérdidas de tipo técnico, y dando soporte al sistema en energía reactiva, producen con energía renovable limpia. Las plantas menores, incluyendo las PCH, son generación distribuida (GD) y las mismas incrementan los beneficios que prestan a la red por esta característica.

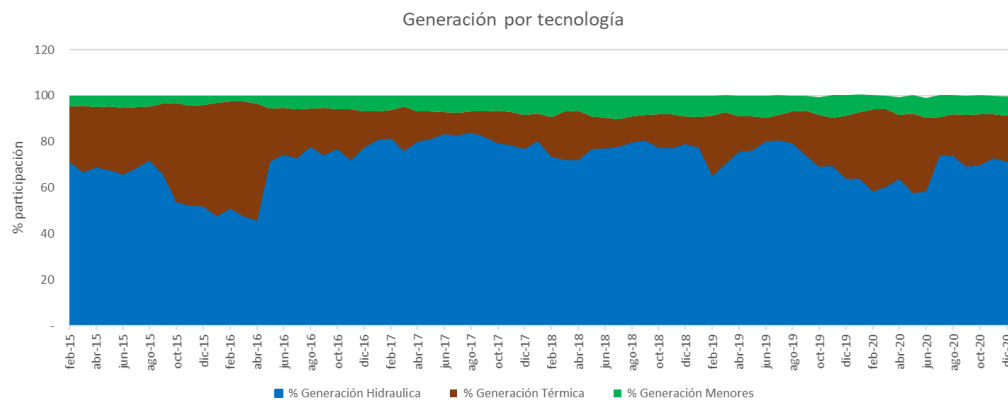
La generación distribuida (GD) es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). Es importante que la reglamentación para esta modalidad de plantas determine que el valor de capacidad en MW permita a las plantas menores actuales ser un generador distribuido con capacidad de 20 MW hacia abajo.

El aporte en energía que hacen las PCH se da en todas las 24 horas del día, con la variabilidad propia de los ríos, que agregadas dentro del sistema y complementándose con plantas de otras fuentes renovables, eólicas y solares, forman un gran portafolio de energía renovable. Visto de manera agregada, entregan no solo su energía media en todo momento, sino que hacen un portafolio que tiene firmeza, apoyando la confiabilidad del sistema incluso en condiciones críticas, en donde se requiere el aporte de todo el parque generador para mejorar la situación energética. En la Tabla se puede observar que la proporción de reducción de la generación de las plantas menores durante el fenómeno de El Niño 2014 - 2016 es menor que el de las demás plantas hidráulicas. La Figura 33 ilustra el comportamiento de la generación por tecnologías:

Tabla 25. Generación por tecnología

Año	% Generación Hidráulica	% Generación Térmica	% Generación Menores
2016	66%	29%	5%
2017	81%	13%	7%
2018	77%	15%	8%
2019	73%	18%	8%
2020	66%	26%	8%

Figura 33. Generación por tecnología



Con las plantas menores, antes en su mayoría PCH, y hoy con las solares se ha creado un círculo virtuoso de desarrollo, en donde la inversión que se ha hecho a lo largo de los años en estas es muy importante. El sistema ha tenido éxito en traer al mercado una cantidad importante de inversionistas independientes, que esperan el retorno de la inversión con base en las reglas que existen e impulsan a la fecha y que, ante los cambios anunciados, ven en peligro su recuperación. Se tiene que reconocer que el nivel de expansión e inversión en plantas menores ha introducido nuevos agentes al mercado, con los que se fomenta la competencia, el desarrollo de la actividad de generación y la seguridad del sistema. Hasta el momento, el ingreso al mercado no ha tenido barreras, más allá que la magnitud del capital requerido según el tipo de planta, y romper este círculo virtuoso para buscar una señal única de expansión con el CXC y la operación centralizada se opondría a lo que en más de veinticinco años ha sido una señal económica que expande el sistema, con eficiencia en el largo plazo. Las plantas menores tienen la opción de comercializar la energía en contratos de largo

plazo y de no ser plantas despachadas centralmente, con lo que, a la vez, se tiene una señal de expansión que permite alcanzar viabilidad en la inversión de los proyectos. Para manejar la variabilidad o intermitencia de la generación, ya existe tecnología para la conducción de los efectos técnicos. La operación del sistema debe cambiar de acuerdo con los requerimientos del nuevo mercado.

En cuanto a las PCH, que producen energía limpia renovable, esta característica debería ser reconocida por las leyes que impulsan estas energías, con un mayor valor de capacidad como fuentes de «pequeños aprovechamientos hidroeléctricos», actualmente establecidos en las Leyes 1715 de 2014 y 697 de 2001, donde se fija esta capacidad en 10 MW para tener el derecho a recibir los beneficios de las leyes en el concepto de desarrollo de energía limpia y del diseño de un mercado sostenible. Este umbral debería subirse a un valor del orden entre 50 -100 MW, dado que permite una mejor optimización de los ríos en nuestra geografía y, de otro lado, es bueno recordar que estas plantas obtienen la licencia ambiental expedida por autoridades regionales, donde no participa la ANLA desde el nivel nacional. Colombia cuenta con un potencial hidroeléctrico que no puede ser desperdiciado, y que es de los más altos del mundo. No se puede comparar con otros países en donde no tienen ese recurso en abundancia.

Se entiende la complejidad que implica para la operación con la incorporación de fuentes de generación variable, especialmente de FNCER y PCH, **pero es importante tener en cuenta que los desarrollos que se han hecho con las nuevas tecnologías brindan la posibilidad de adaptar la operación ante los cambios que se requieren para controlar y resolver esta situación.** La MTE plantea, en su visión, cambios en la configuración de la operación del sistema, proponiendo un esquema híbrido donde existe un operador del mercado mayorista TSO (Operador del Sistema de Transporte) y un DSO (Operador del Sistema de Distribución), que opera sistemas regionales coordinando lo que requiera el TSO, modelo que está siendo adoptado en mercados internacionales. Consideramos que el operador del mercado en Colombia debe repensarse hacia estos modelos y no anclarse en conservar un modelo centralizado

de control de la operación. Sería un error que un problema de tipo técnico, como el mencionado, se resuelva creando un impacto económico y comercial a un grupo de plantas, tal como se está proyectando con el cambio regulatorio previsto por la CREG para las plantas menores.

De otro lado, en el mercado minorista se abre el tema de la digitalización del sector, y con ello el manejo del sistema de una forma descentralizada, donde surge la participación activa del cliente, la aparición de los prosumers y el uso de tecnologías de la cuarta generación industrial, que permiten realizar el control y la operación de los sistemas en forma regional, invirtiendo el hilo conductor del sistema desde el consumidor hacia la oferta, trayendo, entre otros:

- Nuevos modelos de negocios basados en recursos energéticos distribuidos y en relación con los prosumidores.
- Nuevas tecnologías de energía renovable, conectada en baja y media tensión; monitoreo de la red de distribución, disminución de los costos de almacenamiento de energía, y eficiencia energética.
- Mecanismos simplificados de conexión.
- Entrega de excedentes a la red de distribución o transporte.
- Sistemas de medición bidireccional.
- Venta de créditos de energía de los usuarios por los excedentes de energía.
- Esquemas de eficiencia energética.
- Modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas.
- Ingreso de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica.

Aquí se destaca la gestión de la demanda. La interacción entre la demanda con el Mercado de Energía Mayorista permitiría inyectar energía a la red cuando los recursos locales sean más económicos, o comprar, en caso contrario. El balance entre la producción y el consumo locales permitiría a los usuarios controlar su patrón de consumo, reducir sus costos y vender servicios adicionales de flexibilidad a los

operadores de red. Con esta actividad algunas plantas participan hoy en los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad, con energía proveniente de usuarios no regulados, que pueden proporcionar firmeza y confiabilidad mediante la reducción de su demanda, transando esa energía con generadores que la requieran para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme.

Igualmente, dentro de los nuevos agentes que surgen desde la demanda, es importante mencionar:

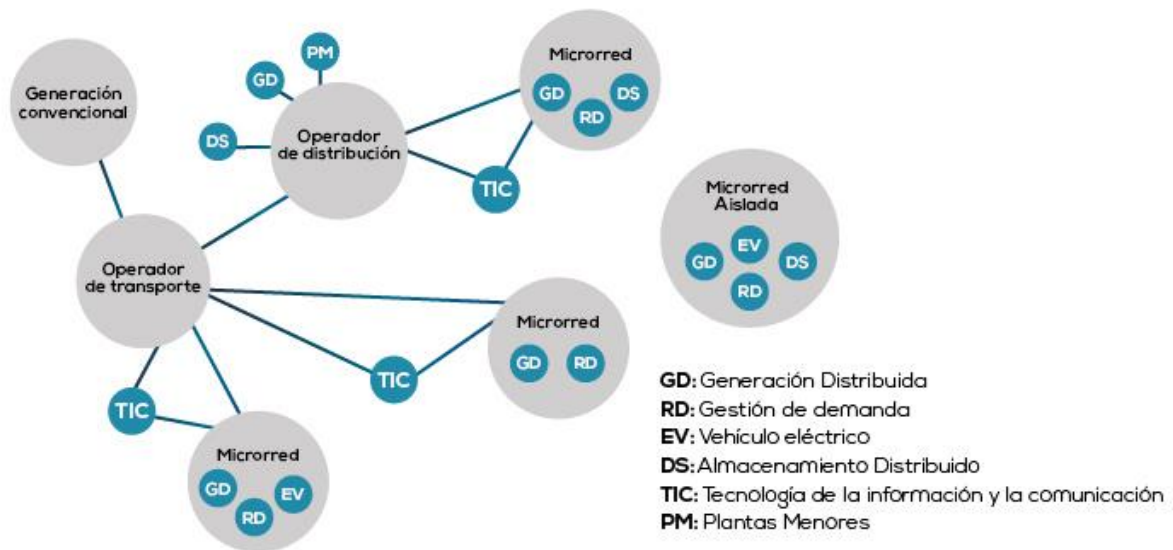
- Los «agregadores», cuyo rol es agrupar las reducciones de demanda o excedentes de energía ofrecidos por los prosumidores y convertirlas en servicios para el mercado eléctrico.
- Las plantas de generación virtuales o *Virtual Power Plants (VPP)*, que consisten en un nuevo modelo de negocio apoyado en tecnologías de información y de comunicaciones remotas, ayudan a regular el consumo de fuentes residenciales y comerciales. Esto lo hacen conectando, coordinando, y monitorizando diferentes recursos de energía distribuida: generación, almacenamiento y consumo, en donde pudieran incluirse recursos como las plantas menores para realizar transacciones, ya sea con los DSO y TSO, razón por la cual es importante conservar para estas la opción voluntaria de participar o no en el despacho central.

Para el funcionamiento del mercado minorista y la participación activa de la demanda, es importante reconocer el avance que se ha dado en la regulación, mediante la expedición de resoluciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI), que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y redes de comunicaciones que, en conjunto, permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida.

Con todo lo anterior, se perfila, entonces, un modelo de energía transactiva, donde se «involucra a consumidores y productores en mercados descentralizados con transacciones de energía orientados a la eficiencia económica, la confiabilidad y la mejora del medio ambiente».³⁵ Las acciones mencionadas generarán un cambio sustancial en el negocio eléctrico, pasando de un negocio basado en activos a uno de gestión y soluciones energéticas.

A continuación, se presenta la Figura 34. Esquema simplificado del nuevo modelo de mercado, con el esquema simplificado del nuevo mercado eléctrico, donde se destacan el operador de transporte y el operador de distribución, las microrredes conectadas a la red o aisladas, la gestión de la demanda, los vehículos eléctricos, el almacenamiento distribuido, las tecnologías de la información y la comunicación y la generación distribuida, en donde podemos encajar las plantas menores.

Figura 34. Esquema simplificado del nuevo modelo de mercado



³⁵ Cazalet et al. (2016).

10. Perspectivas de reglas de participación de PNDC en el mercado

De la regulación actual se definen las plantas menores³⁶ como centrales de generación de energía eléctrica con una capacidad efectiva neta inferior a 20 MW. Estas plantas tienen opciones específicas para comercializar la energía que producen, establecidas en la Resolución CREG 096/2019 y documento 062/2019, en donde se define que:

1. Plantas menores a 1 MW y generadores distribuidos:
 - a) No tienen acceso al despacho central
 - b) La energía generada puede venderse a un comercializador para atender mercado regulado, directamente, sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor, al precio de bolsa menos el FAZNI. Igualmente, puede ser vendida mediante convocatorias públicas, y puede venderse a generadores y/o comercializadores que atiendan mercado no regulado a precios pactados libremente.
2. Plantas mayores o iguales a 1 MW y menores a 20 MW
 - a) Pueden optar o no por ser despachadas centralmente. Es el generador quien lo decide.
 - b) Si deciden no ser despachadas centralmente, la energía a comercializar puede ofrecerse al mercado regulado a través de convocatorias públicas, y puede venderse a generadores y/o comercializadores que atiendan mercado no regulado a precios pactados libremente.

Adicionalmente, si una planta con una capacidad efectiva menor a 20 MW, en su operación diaria registra potencias mayores a 20 MW durante cinco horas en treinta días consecutivos, será penalizada mediante el incremento de la capacidad de la

³⁶ Desde la resolución CREG 055 de 1994, «por la cual se regula la actividad de generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional», se consideró en su artículo 4 la «obligación de vincularse al sistema interconectado», y que «los generadores deben someter al despacho central, coordinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), todas las unidades de sus centrales de generación, conectadas al Sistema Interconectado Nacional y con una capacidad efectiva total en la central superior a 20 MW». En otras palabras, desde el principio del mercado se emitió la regla de que generadores con capacidad inferior a 20 MW no tenían que someterse al despacho central.

planta y pasando a ser despachada centralmente durante seis meses. Esta reglamentación no modificó las condiciones a las que se hayan acogido las plantas menores existentes, permitiéndoles permanecer no despachadas centralmente, pero abrió la opción de participar del despacho si así lo decide el agente generado.

Sin embargo, según el documento de respaldo de la resolución, esta será una norma transitoria; pero anuncia que a futuro será necesario hacer ajustes a las reglas operativas para este tipo de plantas, con el fin de realizar una mejor supervisión y coordinación de la operación. Esto dada la entrada de fuentes no convencionales, con lo cual permanece el riesgo futuro de una posible obligación de estar en el despacho central a todas las plantas mayores a 1 MW, con las obligaciones asociadas de ofertar en la bolsa, declarar disponibilidad, pagar penalizaciones por desviaciones y demás normas aplicables al despacho central. De tomarse esta medida, se afectará en forma sustancial a las plantas menores, sean estas PCH, solares, eólicas o cualquier planta menor que esté en el mercado, dado que el atributo de estas es la generación de energía media y no firme.

En los planteamientos que se han hecho a lo largo del documento se ha dicho que, para el desarrollo del mercado, es muy importante que se forme una canasta energética que comporte diferentes atributos como la eficiencia y la flexibilidad, además de la energía firme. Se observa que, actualmente, se tienen tres señales de expansión que cubren lo requerido en el largo plazo, dando señales para que diferentes tecnologías compitan en el sistema: el Cargo por Confiabilidad para plantas con energía firme, el mercado de contratos de largo plazo para plantas de energía media y no despachadas centralmente, caso de las plantas menores; y la introducción de subastas de contratos de largo plazo, que se están usando para el ingreso de FNCER al mercado. Sin embargo, estos mecanismos deben articularse para poder lograr los objetivos planteados para la canasta energética del país, eludiendo eventuales sobreofertas en mercado, como se ampliará más adelante en el documento.

La participación en el despacho central obligaría a las plantas menores a participar también del esquema de Cargo por Confiabilidad, Resolución CREG 071 de 2006, en donde se estableció la metodología para calcular la energía firme para este tipo de plantas. La ENFICC de las plantas no despachadas centralmente (ENFICCPNDC) se establecerá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ENFICC_{PNDC} = \frac{CEN * \delta * h_{año}}{d_{año}}$$

donde:

CEN: Capacidad efectiva Neta (MW)

δ: Disponibilidad de la planta. El valor de esta variable será declarado por el agente, de no hacerlo se empleará un valor igual al 35%.

h año: Horas del primer año del período de vigencia de la obligación

d año: Días del primer año del período de vigencia de la obligación

Se asumirá el 35% para plantas que no declaran disponibilidad, y podrá ser modificado si el propietario de la planta o el agente que la represente comercialmente sustenta con cifras demostrables un nuevo valor. La CREG podrá solicitar auditoría del cálculo de estos parámetros.

A continuación, se ilustrará el comportamiento de las plantas menores en el Sistema Interconectado Nacional, y se mostrarán las posibles implicaciones de su participación en el despacho central y el mecanismo del Cargo por Confiabilidad. En las Tablas 26 y 27 Tabla se muestran las plantas del SIN según su capacidad y su participación en el despacho central.

Tabla 26. Plantas de generación del SIN clasificadas por su tamaño.

Clasificación por tamaño	Capacidad total MW	Número de plantas	Número de plantas hidráulicas	Número de plantas solares	Número de autogeneradores-cogeneradores	Número de plantas térmicas	Número de plantas eólicas
< 1 MW	17	30	25	-	5	-	-
1-10 MW	345	82	55	3	19	5	-
10-20 MW	980	55	37	2	11	4	1
> 20 MW	16,215	67	29	-	-	38	-
Total SIN	17,557	234	146	5	35	47	1

Fuente: XM

Tabla 27. Plantas de generación del SIN clasificadas por su forma de despacho.

Tipo de despacho	Capacidad total MW	Número de plantas	Número de plantas hidráulicas	Número de plantas solares	Número de autogeneradores-cogeneradores	Número de plantas térmicas	Número de plantas eólicas
Plantas no despachadas centralmente	1,342	167	117	5	35	9	1
Plantas despachadas centralmente	16,215	67	29	-	-	38	-
Total SIN	17,557	234	146	5	35	47	1

Fuente: XM

La mayoría de las plantas menores, como se muestra en la Tabla 28, no declaran energía firme y, en caso de que lo hagan, algunas lo hacen con ENFICC igual a cero.

Tabla 28 - Declaración de ENFICC de plantas menores

Plantas menores hidroeléctricas	Número de plantas	ENFICC reportada
		GWh-día
Declararon ENFICC subasta 2019	40	2.17
Declararon ENFICC subasta 2020 en cero	19	0
No declararon ENFICC subasta 2021	58	NA

Para el año 2020, como se ilustra en la Tabla 29, con información tomada de XM, las OEF totales del sistema fueron de 80.755 GWh, con 74.634 GWh PDC y 5.878 GWh de las PNDC declaradas. Los ingresos por CxC ascendieron a 4.536.029 Mill\$, destinados a las PDC, dado que las PNDC no tienen este ingreso. El valor total del CxC asciende a unos 1.274 US\$, calculado a una tasa de cambio de 3.559 COP/USD.

Tabla 29. OEF e Ingreso por CxC para 2020

Mes	Total OEF GWh-mes	OEF plantas DC GWh- mes	OEF plantas NDC declarada GWh-mes	Ingreso CxC total \$ millones	Ingreso CxC plantas DC \$ millones	Ingreso CxC plantas NDC \$ millones
ene-20	6.390	5.924	420	329.041	329.041	-
feb-20	6.333	5.928	359	340.120	340.120	-
mar-20	6.552	6.144	370	406.842	406.842	-
abr-20	6.567	6.098	429	398.292	398.292	-
may-20	6.769	6.305	426	381.534	381.534	-
jun-20	6.700	6.144	529	373.312	373.312	-
jul-20	6.946	6.355	585	389.500	389.500	-
ago-20	6.903	6.370	533	391.718	391.718	-
sep-20	6.998	6.454	544	404.884	404.884	-
oct-20	6.996	6.450	546	407.038	407.038	-
nov-20	6.778	6.243	536	366.281	366.281	-
dic-20	6.820	6.220	600	347.468	347.468	-
Año	80.755	74.634	5.878	4.536.029	4.536.029	-

En la Tabla 30 se presenta la generación total del sistema en el 2020, que fue de 69.324 GWh, en donde las PDC aportaron 64.175 GWh y las PNDC 5.149 GWh, correspondiente a una participación en la generación del 7%.

Tabla 30. Generación de las plantas del SIN

Mes	Generación total	Generación PDC	Generación PNDC
	GWh-mes	GWh-mes	GWh-mes
ene-20	5.990	5.621	369
feb-20	5.878	5.582	296
mar-20	5.932	5.613	319
abr-20	4.998	4.606	392
may-20	5.416	5.025	392

Mes	Generación total	Generación PDC	Generación PNDC
	GWh-mes	GWh-mes	GWh-mes
jun-20	5.337	4.861	476
jul-20	5.712	5.201	511
ago-20	5.852	5.397	455
sep-20	5.866	5.391	474
oct-20	6.133	5.660	473
nov-20	6.072	5.582	490
dic-20	6.139	5.635	504
Año	69.324	64.175	5.149

De otra parte, en la Tabla 31 se muestra que el costo del CERE en \$/kWh promedio en el año 2020 fue de 71,08 \$/kWh, y en la segunda columna, titulada «Pérdidas de las PNDC por devolver CERE», se presenta el impacto negativo que se produce en el parque de plantas menores si se les obliga a estar en el despacho central y devolver el CERE, el cual ascendería a 366.392 \$ millones. En la última columna se presenta la diferencia para el CERE si se calcula incluyendo a las PNDC, es decir, si el CERE promedio de 2020 es 71,08 \$/kWh, al incluir a las PNDC el CERE se estimaría en 65,74 \$/kWh, con una reducción de 5,33 \$/kWh (7,5%). En el cálculo se consideró solo la energía de las PNDC que declararon ENFICC.

Tabla 31. Influencia de las plantas menores en el CERE

Mes	Costo CERE	Perdidas PNDC por devolver CERE	Costo CERE (con PNDC)	Diferencia CERE
	\$/kWh	\$ millones	\$/kWh	\$/kWh
ene-20	58,54	21.595	54,93	3,61
feb-20	60,93	18.019	57,87	3,07
mar-20	72,49	23.123	68,59	3,9
abr-20	86,47	33.893	79,69	6,78
may-20	75,93	29.728	70,44	5,49
jun-20	76,79	36.525	69,95	6,84
jul-20	74,89	38.281	68,19	6,7
ago-20	72,58	32.990	66,94	5,64
sep-20	75,1	35.623	69,03	6,07

Mes	Costo CERE	Perdidas PNDC por devolver CERE	Costo CERE (con PNDC)	Diferencia CERE
	\$/kWh	\$ millones	\$/kWh	\$/kWh
oct-20	71,92	34.045	66,37	5,55
nov-20	65,62	32.126	60,33	5,29
dic-20	61,66	31.045	56,6	5,06
Año	71,08	366.992	65,74	5,33

Fuente: Elaboración propia a partir de XM.

Ahora, si bien pareciera lógico incorporar las plantas menores en el esquema de Cargo por Confiabilidad, porque se considera que, de alguna manera, están recibiendo un «subsidio» por no tener que recaudar el CERE, esto no es cierto. Con la evolución de la regulación y del mercado, las plantas menores hoy no participan del despacho central y deben vender su energía en el mercado de contratos. El precio de contratos de largo plazo, al cual venden estas plantas, está referenciado al precio que se forma en el mercado, resultante de las transacciones se están realizando en MR y MNR. Las plantas menores no tienen poder de mercado. El precio de colocación de su energía es el precio de mercado, es decir, son tomadores de precio. Por lo anterior, es lógico que no participen del esquema del CxC y, por lo tanto, no cobren o recauden tal como es la situación en la actualidad, dado que solo participan en el mercado de largo plazo.

Si bien el beneficio de incluirlas en el esquema de cargo es una reducción del CERE en 5,33\$/kWh, no puede desconocerse que la energía que estas plantas colocan en contratos de largo plazo tiene precios de energía menores del orden de 10-20 \$/kWh, por ser energía media o generación variable, con respecto a los precios de contratos firmes o tipo Pague lo Contratado. Este menor valor de la energía, que está disponible para la curva de oferta del mercado, ayuda a disminuir el costo total, aportando un beneficio hasta cuatro veces mayor que la disminución del CERE por incluir a las PNDC, lo que beneficia a los usuarios. Si en este mismo ejercicio incluyéramos todas las PNDC con una ENFICC calculada acorde a la Resolución 071 de 2006, es decir, con un 35% de disponibilidad, los resultados serían los que se ilustran en la Tabla 32,

en donde el beneficio en términos de reducción del CERE sería poco significativo, cercano 0,18\$/kWh.

Tabla 32. Influencia de plantas menores en el CERE, ENFICC acorde a la RSL, CREG 071-2006

Mes	Costo CxC	Perdidas PNDC por devolver CERE	Costo CxC (con PNDC)	Diferencia CERE
	\$/kWh	\$ millones	\$/kWh	\$/kWh
ene-20	58.54	21,595	58.83	- 0.29
feb-20	60.93	18,019	61.37	- 0.44
mar-20	72.49	23,123	72.72	- 0.23
abr-20	86.47	33,893	85.30	1.17
may-20	75.93	29,728	75.20	0.73
jun-20	76.79	36,525	75.97	0.82
jul-20	74.89	38,281	74.46	0.43
ago-20	72.58	32,99	72.54	0.03
sep-20	75.10	35,623	74.85	0.25
oct-20	71.92	34,045	71.99	- 0.07
nov-20	65.62	32,126	65.50	0.11
dic-20	61.66	31,045	62.06	- 0.40
Año	71.08	366,992	70.90	0.18

Visto el análisis para el mercado, en general, nos parece importante mostrar el impacto que se daría en una planta de 19.9 MW, tomado de un ejemplo real de una planta que está en vía de ser desarrollada, si se cambia la regulación y se les obliga al despacho central. El impacto se muestra en el cambio en los resultados de la operación comercial de la planta, resultado neto de los ingresos y costos de la participación en el mercado, que para este documento denominamos *margen neto de la operación comercial* (MNOC).

Se calculan los ingresos y costos de una PNDC³⁷ con base en los siguientes supuestos:

³⁷ Una planta existente en el sistema, con compromisos para el año 2020, pero que no se revela por razones de confidencialidad.

- Capacidad de 19.9 MW
- Cálculos para el año 2022
- Se asume prima del CxC - PCC igual al precio de cierre de la última subasta, indexada a 2021
- TRM de 3,700 COP/USD
- Venta de energía 100% en contratos de largo plazo
- Precios de contratos de 200 \$/kWh
- CERE de 53.56 \$/kWh, FAZNI de 2.18 \$/kWh y AGC de 5.0 \$/kWh
- Cargos de arranque y parada de 2.0 \$/kWh y 6.77 \$/kWh de ley 99

Para el análisis se realizan diferentes sensibilidades:

0. Caso base, corresponde a la situación actual como PNDC.
1. Caso 1, incluida como PDC, sin ingresos por CxC y con devolución total del CERE, AGC y FAZNI.
2. Caso 2, incluida como PDC, con ingresos por CxC con OEF equivalente al 35% de disponibilidad.
3. Caso 3, incluida como PDC, con ingresos por CxC equivalente al 10% de disponibilidad.
4. Caso 4, igual al caso 1, pero considerando cobro por desviaciones del despacho, asumiendo desviaciones del 15% respecto a la generación real y un precio de oferta de 64 \$/kWh (igual a los OCV's).

Los resultados de las simulaciones se muestran en la Tabla 33:

Tabla 33. Resultados simulaciones margen neto de operación comercial

		Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Generación real	GWh	97.83	97.83	97.83	97.83	97.83
Escenarios de precios						
Precio bolsa	\$/kWh	175.36	175.36	175.36	175.36	175.36
Precios contratos	\$/kWh	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00

		Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Ingresos	Mill\$	18,587	18,587	18,587	18,587	18,587
Ventas en bolsa	Mill\$	0	0	0	0	0
Ventas en contratos	Mill\$	19,566	19,566	19,566	19,566	19,566
Egresos	Mill\$	1,64	1,64	1,64	1,64	3,352
Desviaciones por despacho	Mill\$	-	-	-	-	1,712
Arranque y parada	Mill\$	196	196	196	196	196
Responsabilidad comercial AGC	Mill\$	-	489	489	489	489
FAZNI	Mill\$	-	213	213	213	213
Ley 99	Mill\$	662	662	662	662	662
CND-SIC	Mill\$	81	81	81	81	81
Neto Cargo por Confiabilidad	Mill\$	-	-5,24	-2,07	-4,244	-5,24
Ingreso CXC	Mill\$	-	-	3,169.57	995.18	-
Egreso (Devolución) CXC	Mill\$	0.00	5,239.57	5,239.57	5,239.57	5,239.57
Utilidad operación comercial		16,947	11,708	14,877	12,703	9,995

El caso base, que presenta la situación actual para las PNDC, tiene un MNOC de 16.947 Mill\$-año, que contrastándolo con el caso 1, en donde se despacha el dinero centralmente, pero no hay ingresos por CxC y sí hay recaudo de CERE, el MNOC se reduce a 11.708 Mill\$-año, el 31 % menos. Para el caso 2, si se considera que recibe ingresos por cargo, asociados a una disponibilidad del 35%, el MNOC asciende a 14.807 Mill\$-año, para una reducción del 13%; y, para el caso 3, con una disponibilidad del 10%, el MNOC es de 12.703 Mill\$-año, para una reducción del 25%.

Para los tres casos analizados, la inclusión de una planta menor en el despacho central implicaría la inviabilidad financiera de la misma, con reducciones del margen neto de su operación comercial: entre un 13% y un 31%, en el caso más severo. Estas plantas verían seriamente comprometida la recuperación del capital invertido.

En los casos en donde se asignen OEF (casos 2 y 3), una planta menor, debido a que su energía no es firme, quedaría muy expuesta en los momentos en que se tengan que cumplir dichos compromisos, cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez, debido a que muy probablemente deba pagar penalizaciones por desviaciones a la OEF, impacto que sería adicional a lo ya ilustrado. Los cálculos de los pagos de las desviaciones no se hacen, dado que habría que hacer muchas suposiciones en términos de precios y energía despachada. En el caso 4, correspondiente al caso 1, pero incluyendo penalización por desviaciones al despacho de un 15%, el MNOC sería de 9.995 Mill\$, representando una reducción del 41%.

De otro lado, y visto desde la óptica técnica y de la operación del sistema, es necesario dar solución al reto que impone el manejo del sistema desde el punto de vista eléctrico por el aumento de la participación de fuentes de generación variable o intermitente, plantas menores existentes e incremento por el ingreso de plantas de FNCER. Los servicios complementarios que dan normalmente este soporte al sistema son la regulación primaria de frecuencia, regulación secundaria de frecuencia, también conocida como control automático de generación AGC, servicios adicionales o de reemplazo y servicios de control de tensión. A continuación, se resalta, en particular, el AGC.

El AGC opera para mantener la frecuencia constante en un sistema de potencia, mediante el cálculo de la desviación de frecuencia y/o intercambio, para corregirla a través de un proceso automático de envío de comandos que cambian la generación de las unidades que se encuentren bajo su control. El margen de regulación secundaria se estima como un porcentaje de la demanda o la pérdida de la unidad más grande. Este porcentaje puede ser modificado por el CND según la reglamentación. La holgura corresponde al tamaño de la unidad de generación más grande del sistema, hoy 273 MW de una unidad de la central Sogamoso y, a futuro, la referencia pasaría a ser la de una unidad de Hidroituango cuando entre en operación en 2022, con 300 MW.

Basados en el estudio de *Análisis de los servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)*, preparado para la CREG en diciembre de 2018 por los consultores Di-Avanti y PSR, se plantea una alternativa de manejo del AGC, que tiene en cuenta variabilidad de la generación, incluida la de las plantas menores:

- Cuando el ingreso de FNCER sea significativo, y adicionalmente se cuente con las PCH, la recomendación que se hace en el estudio citado para el AGC es ajustar el proceso para establecer la reserva secundaria; y para el efecto se utilizará una metodología probabilística. Estos criterios probabilísticos para definición de los requerimientos para la reserva secundaria se utilizan en Alemania y Bélgica, países en que la inserción de fuentes renovables variables es bastante significativa.
- La propuesta es agregar al proceso actual de definición del requerimiento de reserva, que se hace con las variables tradicionales, un paso de «reserva probabilística dinámica», que tiene en cuenta las plantas menores y de generación variable, en general.
- El proceso actual tiene los siguientes pasos: generación (contingencia mayor unidad) / demanda (error de pronóstico y variación) / reserva óptima anual. El proceso propuesto en el estudio y recomendado en este informe: error del pronóstico de generación / generación (contingencia mayor unidad) / demanda (error de pronóstico y variación) / reserva probabilística dinámica.
- Para la holgura se propone utilizar el valor de capacidad de la máquina más grande del sistema, incluyendo una reserva adicional calculada en forma probabilística.
- Fomentar la mejor predicción y control de los recursos renovables intermitentes.

Para fomentar la mejor información de la energía reportada por el agente de una planta menor al sistema se plantea lo siguiente:

- La planta menor no tiene obligación de estar en el despacho central.
- Al no estar en el despacho central, no entra en el mercado vinculante. De otra parte, se hace notar que una planta menor, dadas las características de su

fuente de energía, no tiene forma de colocar un precio de oferta acorde con costos de oportunidad, y tampoco de modular su generación, lo que traería distorsiones a la formación del precio de bolsa.

- El agente de la planta menor presenta su disponibilidad hora a hora en el mercado *Day Ahead* y participa con sus ofertas de disponibilidad en el mercado intradiario, ajustando sus ofertas de disponibilidad de acuerdo con su conocimiento.
- Al final de la operación se tiene la información de disponibilidad ofertada vs disponibilidad real, teniendo una desviación día.
- Se fija un valor en porcentaje, acorde con las características de las plantas menores, del orden del 15%, si la desviación es superior a este porcentaje tiene un cobro de sanción.

Esta puede ser una propuesta para resolver las variaciones de generación ocasionadas por fuentes intermitentes y que es factible de ser implementada para las plantas menores.

11. Conclusiones y recomendaciones

Desde el punto de vista del mercado, es claro que existen dos productos claramente diferenciados: energía firme y energía media, los cuales requieren tener mecanismos de transacción diferentes que reconozcan las diferencias y atributos de cada uno y su aporte al cumplimiento de los objetivos de política energética. Las plantas de generación, dependiendo de los atributos de cada tecnología, comercializarían su energía en el mecanismo adecuado. Es decir, las fuentes renovables, cuyo producto es energía media, debería participar en mecanismos de subasta de energía media, y las térmicas y otras fuentes almacenables, que proporcionan firmeza, en mercados de confiabilidad, ya sea mediante el mecanismo del CxC u otro que se diseñe.

El despacho central debe ser únicamente para plantas que puedan controlar su generación, en periodos superiores a un día. Las plantas que no cumplan esta condición pueden optar voluntariamente por participar en el despacho. Las plantas térmicas estarían obligadas al despacho central, si su capacidad supera 5 MW.

En el despacho central se transarían los dos productos:

- Las plantas que aportan firmeza al mercado, es decir que tienen la capacidad de respaldar la confiabilidad del sistema ante eventos hidrológicos extremos, como el fenómeno de El Niño, podrán comercializar energía firme. La métrica de firmeza debe replantearse en función de la capacidad de cada planta para generar a su máxima capacidad, es decir, su capacidad efectiva neta declarada durante dichos eventos en un tiempo dado, por ejemplo, cuatro meses, o el valor que se estime conveniente para reflejar esta variable. Ellas participarían del esquema de liquidación y recaudo del CxC o del mecanismo que le suceda para asegurar la confiabilidad del sistema. Aquí se clasifican plantas con regulación/almacenamiento o térmicas.
- Las plantas cuyo atributo sea la energía media deberán declarar este parámetro como la energía estimada a ser generada a nivel anual con resolución mensual, con el riesgo que quiera asumir el agente, con la cual se comprometen al despacho. Por este compromiso, estas recibirán un cargo asociado (CxEM), el cual se podría asignar a prorrata acorde al balance entre oferta y demanda o el factor de planta del sistema calculado por el regulador, el cual se recibirá si cumple la generación asignada, con una tolerancia del +/- 10%. Los incumplimientos harán que el cargo a recibir se reduzca proporcionalmente a la desviación. Estas plantas se despacharían por orden de mérito y también participarían del esquema de liquidación y recaudo del cargo por energía media CxEM.
- En eventos críticos, todas las plantas despachadas centralmente estarían obligadas a cumplir sus compromisos de energía firme y media, y deben establecerse los mecanismos para penalizar las desviaciones a estos.
- El mercado secundario de OEF debe permitir el respaldo con energía media o no firme, ya que, bajo las reglas actuales, cuando se despachan las OEF en la bolsa, ellas se respaldan con energía media de otras plantas, pero con la desventaja de que generan rentas adicionales para los generadores con OEF,

a las que ya reconoce la prima por el CxC, lo que vuelve oneroso el esquema, que al final lo pagan los usuarios.

Las PNDC, al ser clasificadas como aquellas que tengan una regulación inferior a un día, cuya generación es intermitente y variable, entregarían su energía de acuerdo al comportamiento natural del energético asociado, en la base del sistema. El concepto de despacho central no es aplicable a la generación variable o intermitente, ya que, por definición, no es posible decidir sobre el despacho. Ellas generan los flujos naturales del recurso energético, ya sea vientos, radiación solar o hidrología; además, son tomadoras de precio por naturaleza y no pueden modificar las cantidades a transar para cambiar la formación de precios del mercado.

En cuanto a la expansión del sistema, se requiere una única autoridad competente que reglamente los mecanismos para incentivar la instalación de nueva capacidad para el sistema de generación del país. La UPME debe continuar con su función de elaborar el Plan de Expansión Indicativo, que debe ser el marco de referencia para la CREG, quien realiza las subastas o los mecanismos que le reemplacen.

Para permitir la libre incorporación de las plantas al sistema, debe permitirse que estas sean incluidas en el mecanismo CxC actual para las plantas existentes, y con una prima definida en forma administrada por el regulador. Las subastas de CXC de expansión solo se harían para el caso de que se detecten faltantes de energía firme.

Si bien el Cargo por Confiabilidad ha cumplido con su objetivo de expansión del sistema, hoy debe considerar otros criterios más allá de la firmeza y la confiabilidad. Los objetivos de resiliencia, seguridad energética regional, reducción de emisiones y complementariedad de recursos deben ser incorporados explícitamente en los mecanismos de incentivo a la expansión. Hay que buscar soluciones que balanceen los propósitos de mínimo costo y firmeza, versus los demás objetivos de política sectorial.

Las reglas excesivas para cubrir un riesgo de desabastecimiento, tal como el estatuto, suben los precios del mercado, ya que modifican los costos de oportunidad de los

agentes. Es necesario entender mejor las causas de los comportamientos de los agentes ante eventos críticos y ajustar el mecanismo del CxC directamente, para corregir los problemas, más que elaborar reglas adicionales.

La regulación debe incentivar múltiples mecanismos de mercado para aumentar la liquidez y permitir a los agentes una mejor gestión del riesgo. El mercado o mercados de contratos debe establecerse mediante plataformas accesibles a todos los agentes, para permitir el establecimiento de transacciones diarias, con diferentes modalidades de contratos, tanto estandarizados como OTC. La regulación lo que debe ofrecer son los instrumentos para crear un portafolio amplio de productos en el mercado, que este mismo, por parte de los agentes, se encargará de decantar con el tiempo. En este espacio caben las plantas menores para transar su energía.

La ley eléctrica fue hecha hace veintisiete años, con una visión del mercado que dista de la visión actual, que enfrenta nuevos elementos, el fortalecimiento del mercado minorista, la incorporación de desarrollos tecnológicos a nivel de generación, transmisión y distribución, y, lo más importante, el consumidor o usuario como un elemento activo del mercado.

El CXC no puede continuar siendo el centro (*core*) del mercado, es necesario impulsar y diversificar la canasta de productos transables, con nuevas plataformas de contratos y derivados financieros. Si el CxC será un mecanismo de transición a un mercado de contratos, tal como lo plantea en una de sus opciones la MTE, no tiene sentido modificar la regulación de las plantas menores en el momento.

Las señales económicas vigentes para las plantas menores no solo han permitido el aporte de energía media al sistema y de firmeza agregada, sino que se ha convertido también en el mecanismo de entrada para nuevos inversionistas y competidores, aumentando la dinámica del mercado. La firmeza agregada de las plantas menores es evidente, al aportar el 8% de la demanda del país. Hacer cambios en la regulación de estas, en la dirección que ha planteado la CREG, las dejaría inviables financieramente, y es poco el beneficio que se tendría, en términos generales, si se incluyen en el despacho central y en el mecanismo de liquidación y recaudo del cargo por capacidad.

Las plantas menores contribuyen a cumplir el objetivo de seguridad energética regional, propiciando, además, el desarrollo local, la disminución de las pérdidas en las redes de transmisión y distribución, la ayuda al control de reactivos, frecuencia y voltaje, además de la oferta de energía limpia. Las plantas menores deben verse como generación distribuida, en el nuevo concepto del mercado minorista. Si bien el nivel de 20 MW en su momento fue definido con algún criterio válido, hoy existen otros elementos para modificar este umbral. El concepto de plantas menores, como generación distribuida, debe incluir el aumento del umbral de los 20 MW, tal como se está considerando en otros países. Lo anterior debido a que el concepto de planta menor debe evolucionar a plantas que entregan energía media y no firme.

Las desviaciones en el despacho ocasionadas por la generación variable, en donde se incluyen las plantas menores, deben ser mitigadas mediante los servicios complementarios de regulación de frecuencia y voltaje, los cuales deben evolucionar de manera que se logre un sistema más flexible y adaptado a la intermitencia de la generación, tal como se ha propuesto en el estudio realizado por Di-Avanti y PSR para la CREG en 2018, en donde se propone:

- Agregar al proceso actual de definición del requerimiento de reserva, que se hace con las variables tradicionales, un paso de «reserva probabilística dinámica», que tiene en cuenta las plantas menores y de generación variable.
- El requerimiento de reserva incluiría el valor de capacidad de unidad de generación más grande del sistema, que puede presentar una falla en un momento dado, e incluir una reserva adicional calculada en forma probabilística.
- A la par, se fomentaría una mejor predicción y control de los recursos renovables intermitentes. Se reconoce que es posible que se requiera un mayor control y supervisión desde el punto de vista operativo para las plantas de generación variable, pero esto no debe tener efectos de tipo comercial, o al menos deben considerarse las tolerancias adecuadas para sus desviaciones de generación.

El operador de red debe también adaptarse a los retos del nuevo mercado, permitiendo la descentralización y la adaptación por la incorporación de grandes cantidades de generación variable. A nivel mundial, los operadores centrales y regionales han cambiado sus funciones para adecuarse a las necesidades de un mercado descentralizado y distribuido, con el apoyo de sistemas de inteligencia de la red y de la operación. Se debe evolucionar lo definido en la Resolución CREG 080 de 1999, que define las jerarquías para el control de la operación del sistema.

La regulación debe abrir más espacio a la participación de la demanda en el mercado, facilitando la constitución de agregadores de demanda, que también aporten a ofrecer productos para la confiabilidad. Al final, se espera un mercado que distinga dos productos: energía media y energía firme, las primeras como no sujetas del despacho central y tomadoras de precio, y las segundas sujetas al despacho y formadoras de precio en un mercado competitivo.

Hoy, la confiabilidad es muy costosa por la cantidad de mecanismos que se incluyen. Además, la forma de calcular las necesidades de energía firme desconoce la complementariedad natural de los regímenes de las diferentes fuentes energéticas disponibles.

No se ve que el beneficio que las plantas menores aportan al mercado sea tenido en cuenta en su real dimensión por el regulador, cuando plantea que a futuro serán obligadas a participar en el despacho central. De lo expuesto se concluye que esta medida, lejos de beneficiar al sistema, ocasionaría impactos negativos para el sistema, los agentes y la demanda. También impactaría el desarrollo de proyectos que, como ya se evidenció, apoyan el desarrollo económico y social de las regiones donde se ubican, permiten el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles en el país, desincentiva la inversión en el sector y no impulsa la competencia. La participación en el despacho central debería ser una decisión voluntaria del agente generador, tal cual está hoy la regulación.

Consideramos que para resolver los problemas de carácter técnico que se deriven de la variabilidad en la generación se debe acudir a soluciones de tipo técnico y operativo.

El rol del operador que hoy tenemos está concebido en un contexto donde no se tenía este tipo de retos, en el momento en que se emitió la Ley Eléctrica 143 de 1994 o la Resolución 080 de 1999, que regula sobre la operación del CND. Con el cambio de paradigmas debe revisarse la regulación sobre la operación del sistema y adaptarla a lo que se requiere, de acuerdo a los cambios que suscita el nuevo mercado, con múltiples herramientas tecnológicas que ayuden a resolver ese problema técnico de una manera confiable y eficiente, como se está haciendo en otros mercados competitivos en el mundo. Este problema técnico y operativo puede resolverse sin impactar la viabilidad económica de las plantas menores.

La regulación actual brinda una señal económica requerida por el mismo mercado para la expansión de unos recursos que representan beneficios económicos muy superiores, como aquí se ha explicado. La reglamentación proyectada por la CREG afectaría, sin duda en forma negativa, el ingreso de nuevos agentes al sistema, incluyendo aquellos que están interesados en desarrollar plantas a partir de FNCER e impactando el cumplimiento de las metas del gobierno en cuanto a incorporación de estas fuentes. De nuevo se resalta que expandir, operar y tener como único mecanismo de expansión la señal económica del CXC es, simplemente, considerar que el atributo de firmeza es el único requerido para lograr una canasta energética confiable, flexible y eficiente. El mercado requiere muchas más opciones, con otros atributos como la energía media, para lograr, además, un sistema que tenga resiliencia, complementariedad y energía limpia.

De adoptarse los cambios que el regulador propone en los Proyectos de resolución, en especial en proyectos de Resolución como los referenciados en la tabla anterior, es necesario que a los agentes propietarios de estas plantas les sean reconocidos, explícitamente, *stranded costs*. No basta con plantear transiciones que solo significan pérdida del valor de la inversión a lo largo del tiempo, durante el período que se defina.



π ϵ *pi épsilon*[®]
Proyectos de ingeniería especializada S.A.S.



Carmenza
Chahín Álvarez