

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	31/07/2025
Proyecto de Resolución:	<i>Por la cual se definen los lineamientos generales para la implementación de un mecanismo bajo un esquema de pago por diferencias, que promueva la contratación de energía a largo plazo a partir de Fuentes No Convencionales de Energía y se establecen las reglas mínimas para la primera ronda de adjudicaciones</i>

ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

El artículo 365 de la Constitución Política establece, entre otras cosas, que los servicios públicos, dentro de los que se encuentra el servicio público domiciliario de energía eléctrica, son inherentes a la finalidad social del Estado y que el Estado mantendrá la regulación, control y la vigilancia de los servicios públicos.

Los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Por su parte, el numeral 14.18 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 establece que la regulación de los servicios públicos domiciliarios consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

El artículo 2 de la Ley 143 de 1994 establece que el Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral, eficiente, y

sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994 en sus literales a) y b), establece que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en cumplimiento de sus funciones: i) abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; y ii) asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.

El artículo 6 de la mencionada Ley consagra, dentro de los principios que rigen la prestación del servicio de energía eléctrica, el principio de adaptabilidad, que conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.

Además, el artículo 12 de la referida Ley establece 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 ambiental/es; 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."*

El artículo 1 del Decreto 381 de 2012 estableció como objetivos del Ministerio de Minas y Energía *"formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía."* Los numerales 4 y 5 del artículo 2 del Decreto citado establecen como funciones del Ministerio de Minas y Energía, *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía";* así como *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país"*.

La Ley 1665 de 2013 aprobó el "*Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)*"¹, entidad de la cual Colombia es miembro y cuyo objetivo, entre otros, es promover "*(...) la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable (...)*"; y que dentro de los argumentos para ratificar dicho estatuto, se menciona que "*(...) para el país resulta necesario explorar el uso de fuentes renovables que complementen la generación hidroeléctrica, ya que los impactos del cambio climático en Colombia acentúan las vulnerabilidades de este sector, lo cual puede poner en riesgo la seguridad energética del país (...)*".

La Ley 1715 de 2014 "*Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*" en el literal e) del numeral 1. del artículo 6, establece como competencia administrativa del Ministerio de Minas y Energía "... *propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de (sic) energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética*".

El Documento CONPES 4075 de marzo de 2022 "Política de Transición Energética" busca consolidar el proceso de transición energética del país a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fomenten el crecimiento económico, energético, tecnológico, ambiental y social del país con el fin de avanzar hacia su transformación energética.

El documento establece cuatro ejes estratégicos que buscan incrementar la seguridad energética; incentivar el conocimiento y la innovación en transición energética; generar mayor competitividad y desarrollo económico desde el sector energético, y desarrollar un sistema energético con bajas emisiones de GEI para disminuir las afectaciones al cambio climático. Para lo anterior, se han planteado líneas de acción dirigidas a estructurar la aplicación de nuevas tecnologías en el sector minero energético, entre otras más. La política se adelantará en el periodo comprendido entre 2022 y 2028, y tendrá un valor indicativo de 306.378 millones de pesos para el desarrollo e implementación de las noventa y siete acciones que le permitirán al país consolidar y avanzar en su proceso de transición energética, se estima que estas inversiones públicas dinamicen iniciativas de inversión de carácter público-privado que superen los 283 billones de pesos en 2030.

¹ https://www.cancilleria.gov.co/sites/default/files/Normograma/docs/ley_1665_2013.htm

La ley 2294 de 2023, contentiva del Plan Nacional de Desarrollo 2022--2026 *“Colombia Potencia Mundial de la Vida”* ratifica los compromisos de Colombia bajo el Acuerdo de París de reducir en 51% sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 2030, y ser neutral en emisiones de carbono en 2050. El mismo Plan establece como uno de los objetivos del Gobierno Nacional, implementar la Transición Energética Justa (TEJ) a través de estrategias como: a) acelerar la generación de energías renovables, b) impulsar las tecnologías que permitan el desarrollo del potencial de energía eólica, c) impulsar la incorporación de nuevas fuentes de generación de energía eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR).

El artículo 1 de la Resolución MME 90325 de 2014, *“Por medio de la cual se adoptan los criterios de los planes de mitigación en los sectores de Energía Eléctrica, Minería e Hidrocarburos”*, se adopta como línea de política de reducción de emisiones, para el sector de energía eléctrica, la promoción de fuentes no convencionales de energía renovable en el Sistema Energético Nacional con criterios de confiabilidad y sostenibilidad medioambiental, social y económica. Y que, para dar cumplimiento a esta línea de política, dentro del Plan de Acción Sectorial (PAS)² se ha establecido como acción promover y apoyar la implementación de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovables de mayor escala en el Sistema Interconectado Nacional.

Sumado a lo anterior, el Decreto 1598 de 2024 sobre el desarrollo de actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia ha incluido un artículo que indica que: *“El Ministerio de Minas y Energía dispondrá de mecanismos de mercado que incentiven la inclusión de proyectos de energía geotérmica al mercado energético del país. En caso de requerir la formulación de nuevos mecanismos, El Ministerio de Minas y Energía deberá expedir la reglamentación a que haya lugar”*, por lo que la formulación de este mecanismo daría cumplimiento a este lineamiento.

Los Planes de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica publicados por la UPME y en otros estudios sectoriales tales como el elaborado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2017), *“Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en*

² Ministerio de Minas y Energía. Plan Estratégico Sectorial 2023-2026. Disponible: https://www.minenergia.gov.co/documents/11801/Plan_Estrat%C3%A9gico_Sectorial_Mina_y_Energ%C3%ADa.pdf

Colombia³, se presentan análisis que demuestran la complementariedad entre fuentes no convencionales de energía renovable como la eólica, solar y de biomasa con los recursos hidroeléctricos convencionales, especialmente durante periodos estacionales e interanuales de baja hidrología.

1.1 FUNDAMENTOS TÉCNICOS

Definiciones del acto administrativo:

Adjudicación de derechos para el aprovechamiento de recursos energéticos provenientes de Fuentes No Convencionales de Energía: hace referencia al resultado de procesos en los que algunos de los energéticos clasificados como FNCE podrán iniciar su fase de planeación y construcción. La inclusión de esta definición permite articular dichos procesos, tiempos y condiciones, con la aplicación del mecanismo de mercado, para que, de esta manera se coordinen esquemas de garantías, cumplimiento de hitos y requisitos tanto para los proyectos como para los promotores y potenciales agentes generadores.

Administrador del proceso de adjudicación del mecanismo: se incluye esta definición al requerirse una figura que adjudique el mecanismo según las reglas y condiciones dispuestas en la regulación.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC: dada la naturaleza administrativa sobre contratos a largo plazo y transacciones comerciales entre agentes del mercado de energía mayorista en el país, dicho agente desempeña un papel importante a lo largo del desarrollo del mecanismo.

Agente Comercializador o Comercializador: al representar a los usuarios y gran parte de la demanda, es un actor potencialmente impactado e involucrado ante la implementación del mecanismo bajo regulación.

Análisis de conveniencia: se incluye al desarrollar los análisis previos a la convocatoria de adjudicación de cada ronda, por lo que su aplicación y mención es transversal en la regulación del mecanismo.

³ Banco Interamericano de Desarrollo. *Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia* <https://publications.iadb.org/es/publicacion/17221/energias-renovables-variables-y-su-contribucion-la-seguridad-energetica>

Contrapartes: se incluye como entendimiento de base al definir una doble vía de los pagos que se realizan en el mecanismo. Al considerar una perspectiva genérica sobre los agentes beneficiarios o que adeuden un pago, se define que tanto el generador como el actor que recibe el pago en la otra vía serán contrapartes del mecanismo y su esquema de pagos.

Curva S: en procesos internacionales y nacionales en los que se define un instrumento de seguimiento como respaldo al cumplimiento de hitos es necesario establecer la naturaleza del mismo, por lo que, a partir de conceptos de gerencia de proyectos, en Colombia los proyectos de infraestructura han integrado efectivamente la curva S como instrumento de control de avance desde procesos regulatorios sobre proyectos energéticos. Ejemplo de esto son las resoluciones CREG 075 de 2021, MME-DIMAR 40284 de 2022, entre otras. Se adiciona, además por la necesidad de controlar los tiempos de entrada en operación de los proyectos beneficiarios del mecanismo

Demanda Nacional: se requiere la definición de la contraparte del mecanismo, cuya mención se realiza a lo largo de la regulación. Igualmente, se incluye una definición general que de específica a lo largo del acto administrativo.

Fecha de Entrada en Operación Comercial: se define el concepto para brindar un entendimiento claro sobre uno de los hitos más relevantes en el desarrollo regulatorio del mecanismo. Se define según las condiciones regulatorias para proyectos de energía eléctrica.

Pago por diferencias: al tratarse de la modalidad del mecanismo que se regula, es necesario hacer referencia al funcionamiento genérico del mecanismo y el entendimiento general del concepto al cual se le hace referencia en la integralidad de la resolución.

Periodos de restricción de generación de energía eléctrica: tras considerar los estudios realizados, y que motivan la regulación, se identifica que los momentos de restricción, recorte o limitación de la generación de energía representan condiciones relevantes para el desarrollo del mecanismo. Por lo que se requiere unificar un concepto sobre dicha condición de carácter eléctrica e inclusive, comercial.

Promotor de un proyecto de generación: se incluye como aquella persona natural o jurídica que representa el desarrollo de los proyectos que serían potenciales beneficiarios del mecanismo, y en un futuro,

posibles agentes generadores cuyo rol será el de contraparte dentro del mecanismo.

Ronda de adjudicación: al referirse al proceso de adjudicación del mecanismo, sus reglas y lineamientos generales la regulación requiere establecer el concepto frente al inicio y terminación de dicho proceso, así como la relación de este con los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas.

1.1.1 Mecanismos en el Mercado de Energía Mayorista

Actualmente, los mecanismos de mercado vigentes en la regulación colombiana incluyen las transacciones en el mercado de corto plazo, también conocido como bolsa o *spot*, cuya ocurrencia diaria se basa en la oferta de precio y cantidad en cada hora del día; dichas ofertas son despachadas según su precio ofertado en orden ascendente hasta completar la demanda de la hora del despacho. Según datos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios⁴, durante el primer trimestre de 2024 la energía adquirida a través de transacciones en bolsa no superó el 20% del total de la energía demandada, sin embargo, esta proporción puede variar, especialmente durante condiciones de estrés hídrico, tal como se observa en la figura 1.

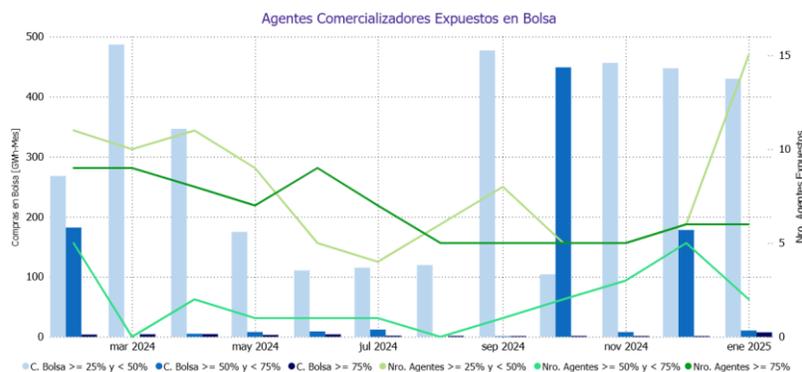
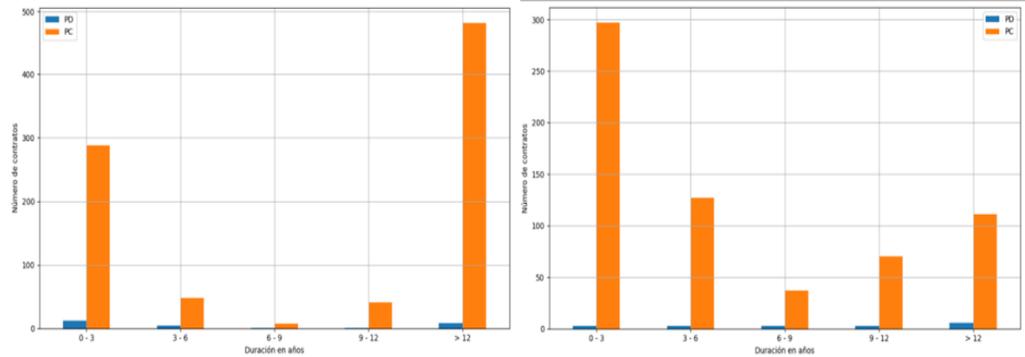


Figura 1 Exposición en bolsa de los agentes Fuente: XM, 2025

Además, existen los contratos bilaterales y el mercado de futuros de energía cuya transacción se basa en la compraventa libre de energía entre agentes del mercado. Este tipo de mecanismos permiten fundamentalmente la estabilidad de precios al usuario y de ingresos a los generadores, protegiéndolos de la volatilidad e incertidumbre de precios del mercado de corto plazo o bolsa. La duración de estos

⁴ SSPD. Boletín de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de energía y gas. Marzo-Mayo 2024. UMMEG

contratos suele tener tiempos superiores a 12 años (35% de los cuales se asocian a las subastas de largo plazo para Fuentes No Convencionales de Energía Renovables - FNCER) o inferiores a 3 años cuando se destinan a la demanda regulada; mientras que la duración suele ser menor a 3 años para la demanda no regulada⁵, de acuerdo con lo expuesto en la figura 2.



*Figura 2 Duración de contratos con destino al mercado regulado (izq); Duración de contratos con destino al mercado no regulado (der)
Fuente: SSPD, 2024*

Por su parte, el Cargo por Confiabilidad es un mecanismo de mercado asignado mediante subastas de Obligaciones de Energía Firme (OEF) cuyo propósito es garantizar confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo; si bien este cargo constituye una remuneración adicional para las plantas con fuentes renovables, aunque no en las mismas proporciones que una planta termoeléctrica, no es su fuente principal de ingresos, sino que complementa los ingresos que estas plantas obtienen de la venta de su energía.

Finalmente, el mecanismo de contratación de largo plazo para energías renovables, basado en el Decreto 570 de 2018, permitió el desarrollo de proyectos de generación con base en estas tecnologías. No obstante, a finales de 2023 el Concejo de Estado anuló el Decreto 570/18 sobre el que se basaron las subastas CLPE y las resoluciones que definieron la metodología de las subastas y las convocaron.

Desde el año 2008, estudios como el de Fedesarrollo⁶ han determinado la necesidad de brindar oportunidades de cobertura y mayores alternativas de contratación, lo que se hace más necesario en el marco de una nivelación en el poder de mercado. Dichos diagnósticos sobre

⁵ SSPD. Boletín de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de energía y gas. Marzo-Mayo 2024. UMMEG

⁶ Fedesarrollo. 2009. El Mercado de la energía eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros sectores. Preparado para Andi y Acolgen.

la carencia de mecanismos de contratación a largo plazo se unen al más reciente diagnóstico realizado por el Ministerio de Minas y Energía que justificó la realización de las subastas de largo plazo de los años 2019 y 2021⁷ con el fin de aumentar el número de firmas, mejorar la eficiencia de formación de precios y cubrir riesgos ante la volatilidad de precios.

En este diagnóstico se cita al documento *“Propuestas de reforma del mercado eléctrico colombiano”*⁸ en el que se resumen las principales recomendaciones de varios estudios contratados por el DNP y otros agentes del Sector. En dicho documento se cita al autor Jara, 2016 quien establece que *“señala las características (indeseadas) del mercados (sic) de contratos hoy: opacidad en los precios y en general en las operaciones efectuadas, iliquidez del mercado, propensión a discriminar precios según el agente interesado (lo que en casos extremos impide el acceso al mercado de coberturas a algunos agentes) y diferenciación notable entre el precio de contratos para el mercado regulado y el no regulado; así como, la notable ausencia de garantías estrictas, hay agentes que no pueden participar por no cumplir condiciones crediticias y es posible que costos crediticios se incorporen en los contratos”*.

Ante lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía, en su momento, agregó los conceptos de Abogacía de la competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio, en los que señala que *“(…) conviene que la CREG evalúe otros mecanismos en el mediano plazo que promuevan la ampliación de la capacidad de generación de energía pero que también sirvan para aumentar las presiones competitivas en el mercado”*. Por lo que, sumado a las referencias sobre los efectos del Cargo por Confiabilidad en el mercado, el mismo Ministerio afirma que *“De acuerdo con lo expuesto por la Superintendencia de Industria y Comercio, el mercado eléctrico mayorista colombiano presenta altos niveles de concentración, característicos de un mercado oligopólico. Además, las subastas del Cargo por Confiabilidad, si bien han contribuido a la expansión del parque de generación, también han consolidado la posición de los agentes líderes del mercado.”*⁹

Por otra parte, los indicadores de concentración del mercado de la energía eléctrica actual demuestran un poder del mercado

⁷ Ministerio de Minas y Energía. Decreto 570 de 2018. Memoria justificativa

⁸ Cadena et.al. 2018. *Propuestas de reforma del mercado eléctrico colombiano*. Universidad de los Andes

⁹ Superintendencia de Industria y Comercio, Radicado No. 12-182715 del 25 de septiembre de 2012. En la misma línea, ver los conceptos emitidos por esta Superintendencia con el número de radicado 13-14194-1 del 8 de febrero de 2013 y 13-33327-3 del 7 de marzo de 2013.

considerable, tal como se observa a través de los índices de oferta residual y de concentración del mercado (figura 3) que presenta la UMMEG¹⁰, cuya dinámica se correlaciona especialmente con las condiciones hidrológicas del país. Además, concluye que en el largo plazo esta concentración ha variado gracias la integración de nueva capacidad en el portafolio de diferentes firmas.

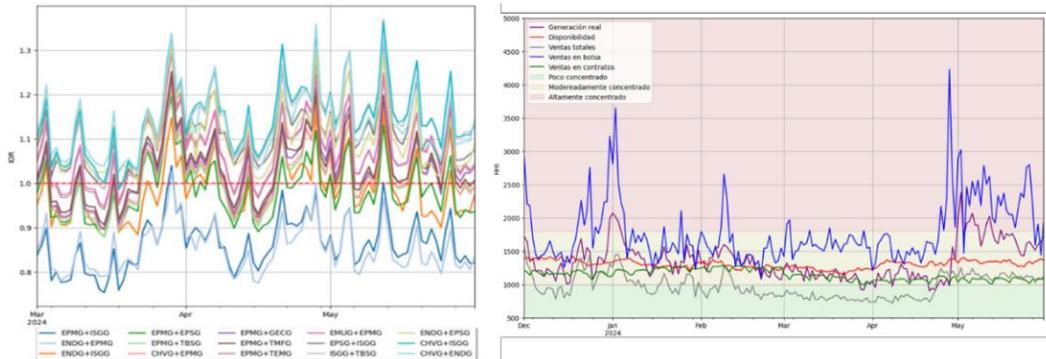


Figura 3 Índice de oferta residual-Bipivotal (izq); Concentración del mercado eléctrico - índice HHI (der) Fuente: SSPD-XM, 2024

Finalmente, en la investigación denominada “*Efectos económicos en los mercados mayoristas de electricidad de los contratos a plazo a largo plazo endógenos indexados a las condiciones al contado*”¹¹ señala que la alta concentración del mercado de energía eléctrica en Colombia crea condiciones conducentes a comportamientos estratégicos tanto en mercados a plazo como en mercados a corto plazo. Por lo que, también conceptúa que la falta de competencia sugiere la posibilidad de impactos en detrimento de los usuarios y distorsiones en los mercados a plazos, o también denominados ‘*forward*’. Con lo cual, el autor sugiere que, especialmente en mercados eléctricos hidrodependientes, como en el caso colombiano, estos contratos a plazos desempeñan un papel importante en la estabilización y mitigación ante la volatilidad de los precios.

¹¹ Gallego, C. 2025. Economic effects in wholesale electricity markets from endogenous long-term forward contracts indexed to spot conditions. Utilities Policy. Vol. 95.

1.1.2 Integración de Fuentes No Convencionales de Energías a la matriz eléctrica

La matriz eléctrica del país se mantiene como un sistema predominantemente hidrotérmico (figura 4), por lo que la resiliencia ante los eventos climáticos, tales como el fenómeno de El Niño, impulsan la diversificación de fuentes que permitan mejorar la complementariedad de generación de electricidad.

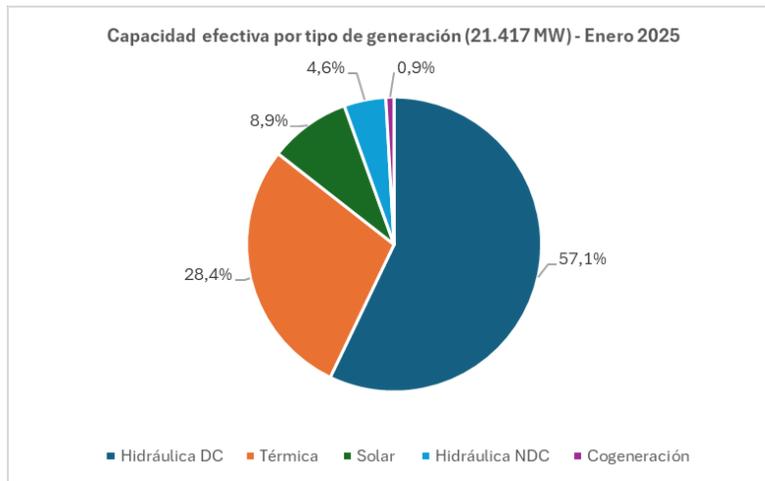


Figura 4 Capacidad efectiva de la matriz eléctrica según tipo de generación

Fuente: Paratec-XM, 2025

La expansión de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se ha caracterizado por la adición de capacidad asociada a plantas hidroeléctricas y termoeléctricas (figura 5) de importantes capacidades¹², sin embargo, la necesidad de integrar FNCER y los desafíos que enfrenta el desarrollo de nuevos proyectos convencionales de generación requiere de medidas que dinamicen el mercado para permitir la entrada de agentes al mercado e inversión para la expansión, tal como lo señala el estudio de Rightside¹³, que concluye que “(...)los precios bajos se logran por la penetración de renovables de bajo costo, pero que para materializar esta expansión son necesarios los mecanismos de contratación a largo plazo.” Lo anterior, entendiendo que el autor se refiere a los costos variables de estas fuentes cuando señala “bajo costo”.

¹² SSPD. Boletín de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de energía y gas. Marzo-Mayo 2024. UMMEG

¹³ RightSide. 2025. Consultoría para la simulación y cálculo de impactos de la incorporación de energía eólica costa afuera en el mercado de energía mayorista colombiano a través del mecanismo de contratos por diferencias

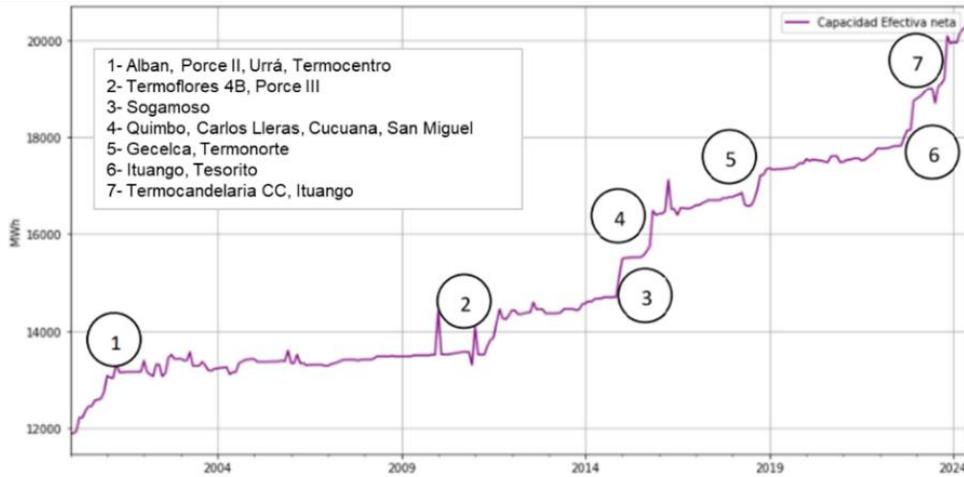


Figura 5 Evolución de la capacidad efectiva neta del SIN 2000-2024
Fuente: SSPD-XM, 2024

Por otra parte, el ingreso intensivo de capacidad proveniente de FNCER responde a los ejercicios de planeación, como el expuesto por la UPME en el Plan de Expansión Generación 2023-2037¹⁴ en el que se evidencia la necesidad de mejorar la oferta de generación para garantizar la suficiencia energética, especialmente a finales de la presente década (figura 6).

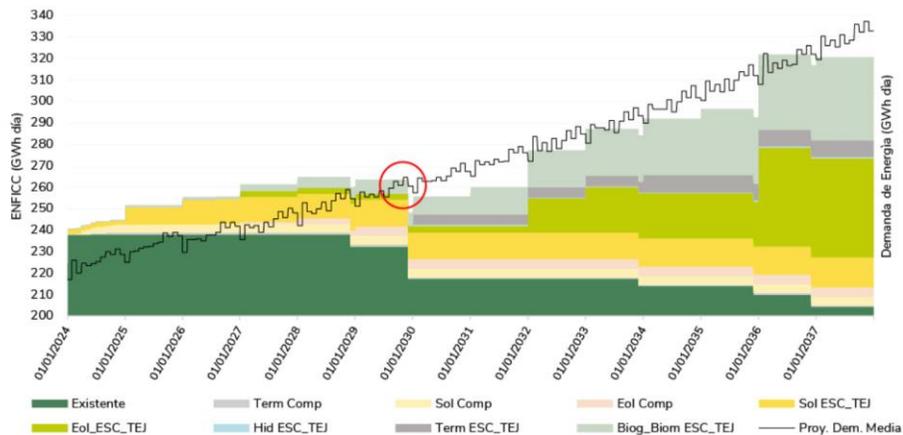


Figura 6 Proyección de demanda frente a Energía en firme PIEG 2023-2037 Fuente: UPME, 2024

De igual manera, este plan concluye que, para el escenario de transición energética, la composición de la matriz energética colombiana experimenta una transformación significativa hacia las FNCER, alcanzando a 2037 una participación de 53% proveniente de PCH, plantas menores, solares y eólicas. Esta evolución supone una

reducción de la participación de capacidad hidroeléctrica y térmica del sistema de generación, disminuyendo del 91% actual al 47% para 2037. El incremento de participación de FNCER está relacionado directamente con los supuestos considerados para este escenario, de incorporar de forma cronológica nueva de capacidad a partir de biomasa, biogás, eólica offshore y solar fotovoltaica.

Asimismo, la planeación de más largo plazo que realiza la UPME¹⁵ muestra que tecnologías como la geotermia, la eólica costa afuera, nuclear, biomasa, entre otras, deben empezar a desarrollarse antes de 25 años para todos los escenarios (figura 7). Por lo que, se espera una curva descendente de precios por tecnología de acuerdo con los niveles de penetración de cada fuente de generación y la misma mejora tecnológica.

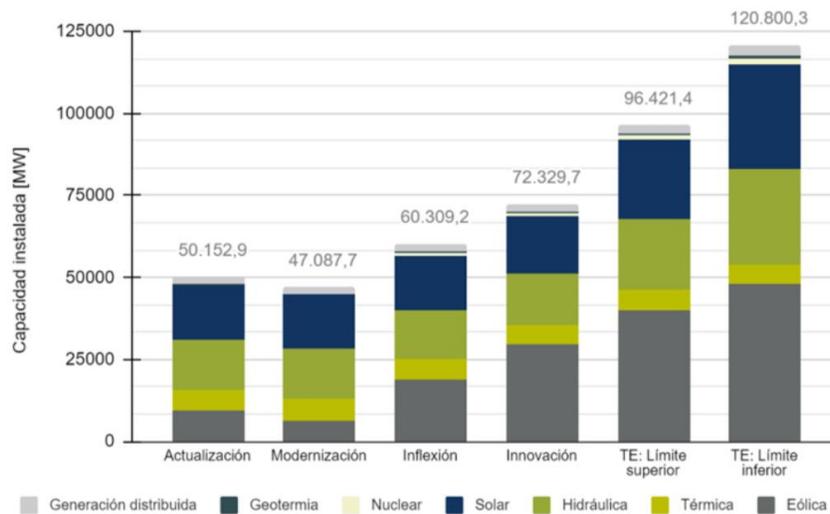


Figura 7 Capacidad instalada para cada escenario de planeación PEN 2022-2052 Fuente: UPME, 2023

Respecto a los efectos medioambientales de integrar FNCER, Rightside ha proyectado los diferentes escenarios de despliegue de tecnologías de generación de energías renovables, en especial, de energía eólica. En dichos resultados representados en la figura 8 se observa que las reducciones promedio mensuales de emisiones de dióxido de carbono equivalente varían entre el 9% y el 56% respecto al caso base de expansión de generación para el periodo entre 2035 y 2050. Por lo que la externalidad asociada a esta expansión representaría una reducción

¹⁴ UPME. Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2023-2037.

¹⁵ UPME. Plan Energético Nacional 2022-2052

promedio mensual sobre la línea base (2030) de más del 50% de las emisiones de CO₂ equivalente en el subsector de la generación de electricidad al SIN, frente a los escenarios señalados en el Plan Integral de gestión del cambio climático del sector minero energético 2050¹⁶

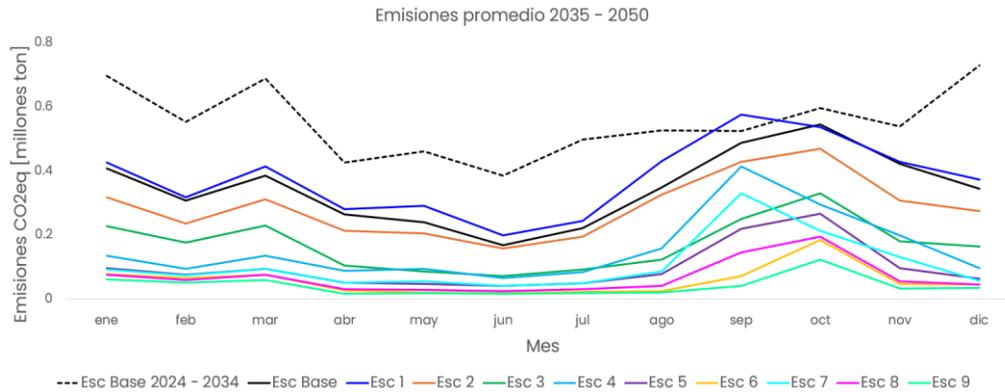


Figura 8 Emisiones promedio mensuales de CO₂ equivalente proyectadas periodo 2035-2050. Fuente: Rightside

En términos de seguridad energética bajo condiciones de escasez hídrica, el abastecimiento energético ha experimentado condiciones de estrés, pues al tratarse de un sistema predominantemente hidrotérmico, los periodos de baja hidrología han representado un riesgo latente de déficit de energía para atender la demanda. Dicha condición se profundiza con fenómenos climáticos, como lo son el fenómeno de El Niño, los cuales han experimentado ciclos de ocurrencia más intensos y sostenidos que los anteriores. Una evidencia de lo anterior se plasma en indicadores como las reservas hídricas, cuyo mínimo histórico experimentó un valor inferior durante el fenómeno de El Niño en el año 2024, tal como se expone en la figura 9.

¹⁶ Ministerio de Minas y Energía. 2021. Plan Integral de gestión del cambio climático del sector minero energético 2050 (piggme 2050).

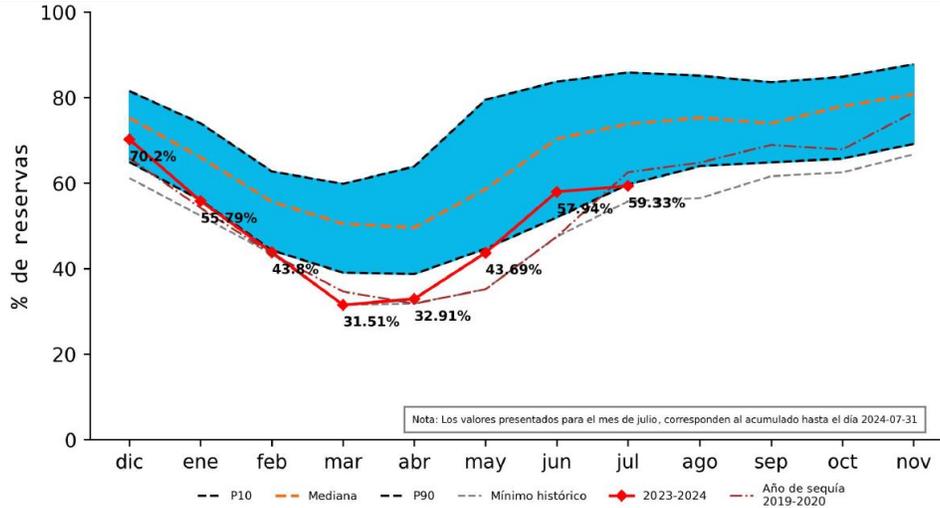


Figura 9 Reservas hídricas del SIN para el periodo 2023-2024. Fuente: XM

Frente a esto, se ha identificado una complementariedad entre Fuentes No Convencionales de Energía y un sistema mayoritariamente hidráulico, especialmente al comparar series asociadas a la generación de energía hidráulica frente a energía eólica y solar, tal como se expone en la figura 10.

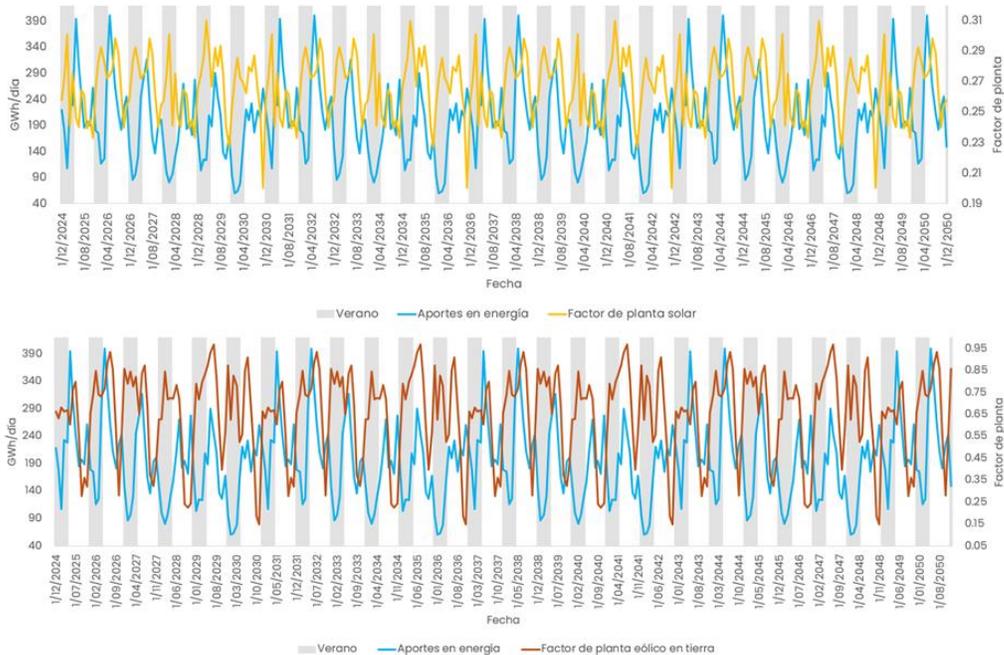


Figura 10 Aportes hídricos en energía frente al factor de planta promedio mensual de la energía eólica terrestre (arriba) y solar fotovoltaica (abajo). Fuente: Rightside

Por otra parte, estudios como el realizado por la consultora Rightside¹⁷, han determinado que la expansión óptima de la generación, bajo escenarios de alta resiliencia ante hidrologías afectadas por fenómenos de El Niño con una periodicidad de 4 años, requiere de adiciones importantes de FNCER tales como energía eólica, solar, geotermia, las cuales conjuntamente superarían la capacidad instalada de generación del sistema actual (~21 GW). Lo anterior, se equipara con el escenario de expansión que presenta la hoja de ruta de la transición energética realizada por el CREE, cuyo resultado expone el ingreso de aún mayores capacidades instaladas de recursos como eólica, solar, geotermia, nuclear e, incluso, hidrógeno, tal como lo recopila la figura 11.

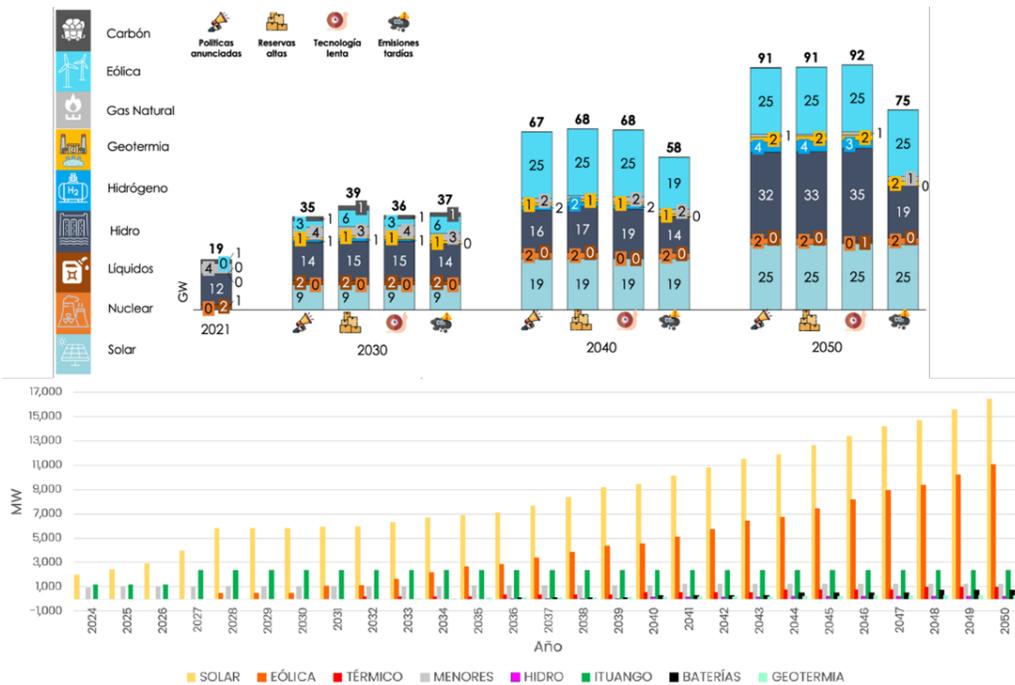


Figura 11 Escenarios de capacidad de generación de la Hoja de Ruta de transición modelo TIMESCOL -CREE- (arriba); Escenario base de expansión de la generación modelo DHOG -Rightside- (abajo).
Fuentes: CREE, 2023 / Rightside, 2025

Finalmente, es de destacar que los efectos de la integración de FNCER y desplazamiento de capacidad térmica e hidráulica han indicado una potencial reducción en los precios de oferta, que, para un caso de

¹⁷ RightSide. 2025. Simulaciones de despacho en el periodo 2024-2050

estudio realizado por García, Reina & Machuca¹⁸ bajo condiciones entre 2020 y 2022, llega a variar entre 2,42% y 5,38%, induciendo una reducción en precios de bolsa proporcional a estos valores, lo cual representaría un beneficio final para los usuarios a nivel nacional.

En contraste, estudios sectoriales, como el realizado por Enersinc¹⁹, han definido efectos adversos ante el no ingreso de proyectos adjudicados en las subastas de largo plazo de FNCER, que, para la hipótesis realizada por el estudio particular, implicaría incrementos en precios de bolsa de 36%, al igual que un aumento del 26% en la tarifa final del usuario. Lo anterior, ejemplifica consecuencias retrasos en expansión de este tipo de tecnologías comprometiendo la seguridad energética y la estabilidad económica del sector.

1.1.3 Mecanismos de integración de FNCER en el Mercado de Energía Mayorista

Desde la perspectiva internacional, bajo escenarios de sistemas energéticos que persigan una mayor integración de FNCER, múltiples autores como Kroger & Newbery²⁰ han discutido sobre la pertinencia de mecanismos que incentiven el uso de tecnologías de bajas emisiones. Las propuestas de diseño de contratación de energía en mercados en competencia han mostrado que la elección y diseño de los mecanismos depende en gran medida de la valoración y balance del riesgo frente a los incentivos. La confiabilidad se presenta como un factor clave para incentivar flexibilidad en el sistema, pero complementado con instrumentos de transferencia de riesgos naturales de un mercado de alta variabilidad como lo es la bolsa.

Tras los resultados de las subastas de 2019 y 2021 IRENA²¹ ha sugerido planear iteraciones de asignación de contratos a largo plazo cuyo valor agregado sea la compensación, más allá del precio ofertado.

Bajo un panorama de mayor integración de fuentes de generación variable, o no despachable, autores como Fabra, N²² y Revuelta, J²³ proponen una arquitectura que tenga como objetivo balancear la eficiencia y la remuneración adecuada mediante el acceso en paralelo

¹⁸ García E, Reina S, Machuca A. 2023. Efecto de las fuentes renovables no convencionales en los precios de oferta de centrales hidroeléctricas y precios de bolsa del mercado de energía en Colombia. Universidad de los Andes

¹⁹ Enersinc. 2023. Simulación del Mercado de Energía Mayorista en Colombia. Estudio preparado para EDP.

²⁰ Kroger, M & Newbery, D. 2024. Renewable electricity contracts: lessons from European experience

²¹ IRENA & USAID. 2021. Renewable energy auctions in Colombia: Context, design and results.

²² Fabra, N. 2023. Reforming European electricity markets: Lessons from the energy crisis. Energy Economics
Revuelta, J. 2024. PPA en España: pasado, presente y posibles futuros. Papeles de Energía.

a mercados de corto y largo plazo (figura 12). Los primeros proveerán señales para la eficiencia en la operación y formación de precios y los segundos facilitarán la inversión bajo esquemas de distribución de riesgos, que en este caso se cubren mediante una opción denominada contrato por diferencias para reducción de riesgos de inversión y precios, así como pagos por capacidad para fomentar recursos que otorguen flexibilidad al sistema.

Market/Regulation & Horizon	Contract type	Technologies	Key challenge
Short-term market	Spot pay-as-clear	All plants	Productive efficiency
Auctions for long-term contracts	Capacity Payments	CCGTs Energy Storage Demand response	Price exposure for optimal operation Missing money problem Mitigate market power
	Contracts for Differences	Renewables	Derisk investments
Regulated long-term contracts		Hydro power Nuclear power	Cost-reflective prices

Figura 12 Propuesta de arquitectura y regulación de un mercado eléctrico Fuente: Fabra, 2023

Igualmente, dentro de la Hoja de Ruta de la Transición Energética a 2050²⁴ realizada por el Centro Regional de Estudios de Energía -CREE- se recomiendan políticas de descarbonización que garanticen un “adecuado esquema de formación de precios para asegurar la remuneración de la generación según sus atributos y el pago de los diferentes servicios adquiridos”. Posición en la que Fabra coincide al proponer una regulación basada en los atributos de los recursos que entregarán energía al sistema. Específicamente, para las FNCER, la autora recomienda el contrato por diferencias (CpD) como principal mecanismo de incentivo de inversiones y, especialmente de control de riesgos para el promotor de proyectos, así como para la demanda durante periodos de precios altos.

Por otra parte, estudios enfocados en la integración de nuevas FNCER a la matriz eléctrica de Colombia han evaluado los esquemas de

²⁴ CREE. 2022. Estudio para la hoja de ruta de la transición energética Colombia 2050. Estudio realizado para Enel Colombia.

contratación de energía que a ser consideradas alternativas factibles para el mercado colombiano. Entre estas, se destacan propuestas como la realizada por AFRY²⁵, en la que compara mecanismos presentes en la regulación vigente y aquellos que internacionalmente se han utilizado y han facilitado el ingreso, especialmente de FNCE en diferentes países (tabla 1).

Tabla 1 Comparación mecanismos existentes e internacionales para la integración de energías renovables y eólica costa afuera Fuente: AFRY, 2024

Alternativas	Existentes		Utilizados a nivel internacional		
	Cargo por confiabilidad	Contratos de Largo Plazo vía subasta	CID de dos vías	CID de una vía	Feed-in-Premium
Ventajas	<ol style="list-style-type: none"> Contribuye a la bancabilidad al asegurar un ingreso por 20 años para plantas nuevas. Es tecnológicamente neutral ya que valora el atributo de confiabilidad en las diferentes tecnologías y las diferentes tecnologías compiten entre sí por la asignación de OEF. La formación del precio es competitiva. 	<ol style="list-style-type: none"> Facilita el acceso a PPAs de largo plazo, garantizando la bancabilidad de proyectos renovables. Una vez se establezca el marco legal/regulatorio para subastas futuras, se puede implementar nuevamente este mecanismo con facilidad. Desde el punto de vista de la demanda, aseguró el abastecimiento con energías limpias a precios competitivos. 	<ol style="list-style-type: none"> Asegura la bancabilidad del proyecto a la vez que permite a la demanda percibir compensaciones económicas durante épocas de precios altos en el mercado Inicia la vigencia del CID solamente cuando el proyecto esté en operación, dando flexibilidad al sistema Su diseño puede enfocarse a tecnologías específicas o tecnologías con ciertas características de acuerdo con los objetivos de política pública 	<ol style="list-style-type: none"> Asegura la bancabilidad del proyecto y ha mostrado ser efectivo para una mayor incorporación de tecnologías nuevas El CID inicia su vigencia una vez el proyecto entre en operación, dando flexibilidad a las partes Su diseño puede enfocarse a tecnologías específicas o tecnologías con ciertas características de acuerdo con los objetivos de política pública Los generadores podrían cubrir sus costos rápidamente al poder obtener el valor pleno del precio de bolsa en épocas en las que supere el strike price 	<ol style="list-style-type: none"> Provee certidumbre en el monto que pagará la contraparte, ya que es un valor fijo. El desembolso de los recursos se realiza solamente si el proyecto entra en operación Su diseño puede enfocarse a tecnologías específicas o tecnologías con ciertas características de acuerdo con los objetivos de política pública
Desventajas	<ol style="list-style-type: none"> Debido a la intermitencia y variabilidad de las fuentes renovables, su ingreso por confiabilidad es relativamente bajo. Una planta FNCE que participe en una subasta de CxC con el fin de cubrir la totalidad de su inversión, no sería competitiva y podría no ser adjudicada con OEF. Incluir la complementariedad de los recursos renovables con la hidrología no es un cambio suficiente para dar estabilidad financiera a un proyecto FNCE a través del CxC. Se requerirían modificaciones más sustanciales 	<ol style="list-style-type: none"> Debido a los altos costos de la eólica costa afuera, esta tecnología no sería competitiva en una subasta. Una subasta CLPE exclusiva para proyectos una tecnología no garantiza la asignación de PPAs a largo plazo y no sería tecnológicamente neutral. El mecanismo complementario conlleva riesgos legales y riesgos de contraparte. Obligación de honrar el contrato aunque la planta no haya entrado en operación 	<ol style="list-style-type: none"> Hay incertidumbre respecto al monto de los recursos económicos que el sistema debe aportar. Comparado con el CID de una vía, puede ser menos efectivo para una incorporación rápida de capacidad instalada. No es tecnológicamente neutral 	<ol style="list-style-type: none"> Hay incertidumbre respecto al monto de los recursos económicos que el sistema debe aportar La demanda no percibe beneficios económicos o alivios en sus tarifas en épocas de precios altos No es tecnológicamente neutral 	<ol style="list-style-type: none"> No elimina la volatilidad de los ingresos, por lo que no puede garantizar la bancabilidad de los proyectos La implementación en el contexto colombiano puede ser más compleja que un CID desde el punto de vista legal y regulatorio ya que puede interpretarse como un subsidio directo No es tecnológicamente neutral

En este mismo sentido, el análisis de precios y expansión realizado por Rightside, señala que, ante la alta penetración de FNCE las “señales de precios bajos desincentivan la contratación a largo plazo por parte de la demanda. Pero para que la expansión FNCE llegue a ser una realidad, se requieren contratos de largo plazo que aseguren sus ingresos durante al menos 15 años. Pero aún los precios de contratación que requieren la FNCE para ser viables en Colombia, no son atractivos para la demanda”, además prosigue concluyendo que “Es necesario que se generen nuevos mecanismos de contratación a los actualmente establecidos en el mercado, ya que en los últimos años no ha sido fácil para los proyectos de generación conseguir contratos de energía a largo plazo.”

²⁵ AFRY. 2024. Identificación de mecanismo de comercialización de energía eólica costa afuera en Colombia.

Igualmente, el consultor identifica estos efectos a largo plazo ante la integración de estos recursos en un caso de expansión óptima, en los cuales “los costos marginales presentan un comportamiento decreciente en el tiempo y tienden a cero al final del horizonte a medida que se ingresa más generación renovable” lo cual se visualiza en la siguiente figura,

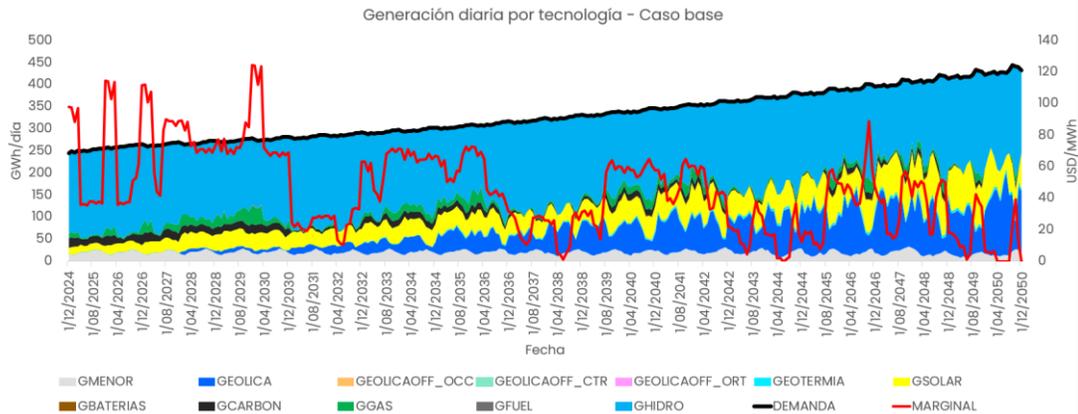


Figura 13 Expansión óptima de la generación en un horizonte de 25 años.
Fuente: Rightside, 2025

Así como en la tabla 2 en las cuales se recopilan las frecuencias de ocurrencia de los costos marginales en la proyección de 25 años.

Tabla 2 Histograma de los costos marginales en una expansión óptima periodos 2024-2050. Fuente: Rightside, 2025

Intervalo	0	(0,50]	(50,100]	(100,150]	(150,200]	(200,400]	(400,500]	(500,600]
Frecuencia (%)	34.81	28.47	25.23	11.17	0,24	0,01	0	0,05
Total registros	2615	2139	1895	839	18	1	0	5

Además, gremios de generadores en Colombia han señalado desafíos y la necesidad de dinamizar esquemas de contratación de energía a largo plazo. En específico, tras ser entrevistados sobre los mecanismos a largo plazo que habilitarían el despliegue de FNCER, especialmente de energías como la eólica costa afuera, señalan que “Falta un mecanismo eficiente que permita asignar adecuadamente los riesgos, tanto de plazo como de contraparte. Lo ideal sería contar con una herramienta que permita crear portafolios de cobertura de riesgos de contraparte, tanto desde el punto de vista de oferta como de demanda. Así, facilitaría que los proyectos puedan llegar al cierre financiero”. Finalmente, sobre los mecanismos disponibles para integrar energías

renovables no convencionales, otra agremiación afirma que *“los PPAs de largo plazo no son recurrentes en el mercado. En SICEP, el 25% de las convocatorias son superiores a 10 años y las cantidades requeridas no son constantes en el tiempo, sino que a veces varían y pueden ser cantidades muy pequeñas, por lo que no es suficiente para dar cierre financiero a un proyecto.”*.

De esta forma, y teniendo en cuenta las condiciones y desempeño de los mecanismos actuales del mercado colombiano, se ha identificado la necesidad de disponer de un nuevo mecanismo comercial que, capitalice el potencial de crecimiento de las FNCE estratégicas del país, que consolide una matriz energética diversa y resiliente, y que promueva un costo de mercado eficiente, dotando de información sólida a los promotores e inversores sobre las reglas y precios del mecanismo y de los términos contractuales clave que afectan el riesgo y el valor del contrato para las partes involucradas.

Por lo que, dentro del estudio realizado por Rightside²⁶ se define que una propuesta de Contratos por Diferencias adaptada para el mercado colombiano puede ser utilizada para tecnologías que, por sus costos actuales, no son competitivas, pero que aporten a la descarbonización de la matriz energética. Finalmente, concluye que los precios bajos se logran por la penetración de renovables de bajo costo, pero que para materializar esta expansión son necesarios los mecanismos de contratación a largo plazo. Por lo que el CfD se convierte en un mecanismo adecuado para un mercado colombiano moderno y eficiente.

1.1.4 Antecedentes de los contratos por diferencias en mercados eléctricos

Recientemente, la Unión Europea publicó un acuerdo de medidas de protección a usuarios ante incrementos de precios de energía y a los generadores durante periodos de alta volatilidad. El acuerdo estipula que el apoyo a las tecnologías de energías renovables (y a la energía nuclear) se hará en forma de Contratos por Diferencia (CpD) o sistemas equivalentes (con el mismo efecto que los CpD) para nuevas inversiones y para la repotenciación, ampliación de capacidad o extensión de la vida útil de las instalaciones existentes. Los ingresos procedentes de los CpD se redistribuirán a los clientes finales o podrán utilizarse para «financiar los costos de los regímenes de apoyo directo

²⁶ RightSide. 2025. Impacto de la aplicación de los CfD en el CU de la tarifa de energía eléctrica en Colombia.

a los precios o las inversiones destinadas a reducir los costes de la electricidad para los clientes finales».

En la actualidad, los gobiernos facilitan la inversión en energías renovables a través de distintos mecanismos, pero los CpD han surgido recientemente como uno de los instrumentos esenciales para los grandes proyectos de energías renovables Renaud et al²⁷. Dadas las disposiciones vinculantes de la reforma del mercado eléctrico y las numerosas experiencias positivas de utilización de CpD en distintos países europeos, por lo que esta alternativa es un fenómeno mayoritariamente del continente, ya que requieren mercados de electricidad líquidos.

Sobre referentes de mayor trayectoria de implementación de los CpD, Kitzing et.al enumera varios países como lo son:

En Grecia, los CpD se introdujeron en 2016 para subastar más de 4.3 GW hasta 2025, principalmente para solar fotovoltaica y eólica onshore. En 2021, se lanzó un nuevo esquema para subastar otros 4.2 GW. Los CpDs tienen una duración de 20 años, usan un precio de referencia mensual ponderado por tecnología y suspenden pagos durante después de dos horas consecutivas de precios cero o negativos.

En Francia, los CpDs se implementaron inicialmente en 2016 para eólica onshore, con precios *strike* asignados administrativamente. Desde 2017, se introdujeron subastas para proyectos más grandes, limitando el apoyo administrativo a instalaciones pequeñas. Los CpDs tienen una duración de 20 años, con pagos mensuales ajustados por los ingresos del mecanismo de capacidad y suspensión de pagos durante precios negativos, a menos que la instalación detenga la producción durante un umbral específico para cada tecnología. En 2021, se lanzó un esquema multitecnología con un volumen anual de más de 5 GW hasta 2026.

En 2020, España introdujo los CpD para reducir la incertidumbre y facilitar la financiación de energías renovables. Desde 2021, se han celebrado cuatro rondas de subastas que han adjudicado un total de 6,4 GW en CpD, con contratos de entre 12 y 20 años, dependiendo de la tecnología. Estas incluyen energías como la eólica y la solar. Una particularidad del esquema español es que la remuneración no garantiza un ingreso fijo, sino que depende de un precio recibido que se ajusta en función del precio del mercado del día anterior y de un factor

²⁷ Renaud, C et al. 2023. Electricity market design- FIT for net zero-Euroelectric policy recommendations.

de ajuste. Si el precio recibido es mayor que el precio del mercado aplicable, el generador recibe la diferencia de ese precio; en el caso contrario, el generador debe pagar la diferencia. Además, los generadores no pueden firmar PPAs junto con un CpD activo y deben cumplir requisitos mínimos de entrega de energía, con límites anuales de horas de operación.

En el Reino Unido, los CfDs se implementaron en 2013 como parte de la reforma del mercado eléctrico y para apoyar la generación de bajas emisiones de carbono. Los CfD del Reino Unido son acuerdos de derecho privado entre los generadores y la contraparte propiedad del gobierno, la *Low Carbon Contracts Company (LCCC)*, que también es responsable de la liquidación de los contratos. Los pagos y reembolsos, abonados y recibidos por la LCCC por los CpDs se trasladan a las facturas de electricidad de los usuarios.

Los CpD se han concedido durante 15 años mediante subastas para permitir la competencia entre tecnologías y ayudar a mantener los precios bajos. El Gobierno fija un presupuesto por adelantado y se aceptan sucesivamente las ofertas selladas de precios de adjudicación presentadas por los promotores, de menor a mayor, hasta que se supera el presupuesto. Desde 2013, se han realizado cinco subastas o *auction rounds (AR)*, adjudicando un total de aproximadamente 29.5 GW a proyectos de energías renovables.

Es de destacar que, en promedio, entre el 33% y 50% de la capacidad instalada de energías renovables de los últimos 15 años en Europa ha sido financiada por este mecanismo, principalmente en países que rodean el mar del norte. Adicionalmente, en la tabla 3 se resumen algunos ejemplos de uso más reciente de CpDs, que han reportado Ason & Poz,²⁸, cuya política de implementación presenta variaciones de CpD frente a casos más maduros como Reino Unido y Dinamarca.

Tabla 3 Implementación del mecanismo de PpD en mercados emergentes de este esquema

País	Implementación
Lituania	Capacidad instalada objetivo de 700 MW en eólica offshore con duración de 15 años
Rumania	Ampliar capacidad en 10 GW de eólica terrestre y solar con contratos a 15 años

²⁸ Ason, A. and Poz, J. D. (2024). Contracts for difference: the instrument of choice for the energy transition. Technical Report ET34, The Oxford Institute for Energy Studies.

Bélgica	Desarrollo de CpD para eólica offshore con un esquema de participación ciudadana superior al 1% del CAPEX de los proyectos
Australia	Se integraron al mercado CpDs que buscan adicionar 32 GW de energías limpias

El uso de CpD aumentó con el tiempo, pues en 2016 solo se celebraron unas 13 subastas de CpD, alcanzando casi 50 en 2021. En los últimos años, los CpD se utilizaron en aproximadamente la mitad de los procesos de asignación de regímenes de ayuda competitivos, según datos del proyecto AURESII. Algunos de los países que han adjudicado CpD se presentan en la tabla 4, junto con las características del mecanismo.²⁹

Tabla 4 Países con implementación de CpD y sus características Fuente: FSR, 2024

País	Duración (años)	Periodo de referencia	Estimación de energía	Características particulares
Dinamarca	20	Anual	Uniforme	Límites de pago a generador
Francia	20	Mensual	Volumen	Pago fijo durante periodos de recorte y precios negativos
Georgia	20	Mensual	Tecnología	
Hungría	hasta 25	Mensual	Tecnología	
Irlanda	20	Horario	-	Compensación por energía disponible no entregada
Italia	hasta 30	Horario	-	
Polonia	15	Diario	Volumen	
Portugal	15	Horario	-	
España	hasta 20	Horario	-	Factor de ajuste para remuneración a precio de mercado
Reino Unido	15	Horario	-	

Sumado a esto, dentro de los análisis de mecanismos existentes para la integración de FNCE se ha identificado para el caso colombiano la oportunidad de implementación de un contrato por diferencias de dos vías, cuyas bondades principales se consolidan en criterios de bancabilidad para la inversión en tecnologías incipientes dada la certidumbre de ingresos, la efectividad probada en mercados de diferentes características y los potenciales beneficios que el sistema obtendría ante periodos de altos precios de energía.

²⁹ Florence School of Regulation (FSR). 2024. Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: considerations for design and implementation. Research report.

Sumado a esto, tras el estudio de simulación de impactos de la aplicación de los CpD en las tarifas de energía eléctrica en Colombia³⁰, se determinó que *“La introducción de los CfD en el MEM reduce el componente G del CU. Esto se presenta debido a la disminución de los precios de bolsa (...)”* y también concluye señalando que *“En general, el mecanismo de CfD presentó beneficios adicionales que protegen a la demanda ante situaciones que pueden generar precios más altos de los esperados y simulados en el presente estudio, y adicionalmente, elimina intermediarios en el proceso de compra de la energía, convirtiéndose en un mecanismo adecuado para un mercado colombiano moderno y eficiente.”* Por lo que, bajo las experiencias internacionales y los análisis realizados dentro del contexto colombiano, se concluye que dicha alternativa se identifica como un mecanismo con potenciales beneficios para el mercado energético del país, siempre y cuando se diseñe de manera articulada con la regulación y bajo una adaptación armonizada con la arquitectura y los principios de eficiencia del mercado eléctrico colombiano.

1.1.5 Diseño y características de un contrato por diferencias

Pueden encontrarse múltiples definiciones de un contrato por diferencias, pero, de manera general, el Instituto para Estudios en Energía de Oxford³¹ define los CpD como instrumentos de gestión de riesgos para proyectos de energías limpias que originalmente fueron adaptados de instrumentos financieros, más conocidos como opciones. En este contexto, sirven principalmente como instrumentos para apoyar los precios de las tecnologías emergentes y fomentar comportamientos deseados, como la inversión de agentes privados en métodos de producción más sostenibles. Al aportar estabilidad y previsibilidad a los futuros flujos de ingresos, las CpD fomentan la inversión en nuevos proyectos que, de otro modo, podrían tardar muchos años en desarrollarse o no llegar al mercado si dependieran únicamente de la volatilidad de los precios de mercado.

Los tipos de contratos por diferencias pueden clasificarse según los posibles beneficiarios de los pagos, teniendo en cuenta la diferencia entre un precio de referencia o flotante y el precio fijo acordado con la planta de generación. En este sentido se categorizan los CpD de una y de dos vías. A saber,

³⁰ RightSide. 2025. Simulación de impactos de la aplicación de los CfD en las tarifas de energía eléctrica en Colombia

³¹ Oxford Institute for Energy Studies. 2024. Contracts for difference -CfDs- in the energy transition: balancing market efficiency and risk mitigation.

Los CpD de una vía, también conocidos como cargo a la tarifa o *Feed-in-Tariff*, aseguran un precio mínimo que los generadores reciben por la energía que se genera en el mercado de bolsa. De esta manera, si el precio del mercado es inferior al precio pactado en el CpD, la contraparte paga el faltante. En caso de que el precio de bolsa supere el precio pactado (llamado también *strike price*), el generador recibe el valor del precio de bolsa, sin que el usuario reciba algún beneficio de regreso, tal como se muestra en la figura 14.

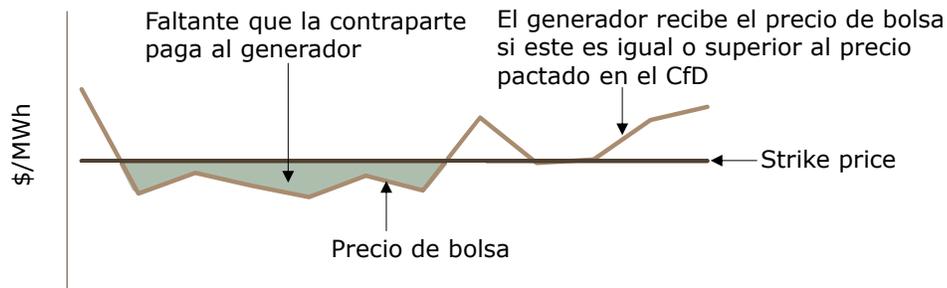


Figura 14 Funcionamiento de un CpD de una vía Fuente: AFRY, 2024

Los CpD de dos vías, el cual se considera como el mecanismo a desarrollarse en la regulación, garantiza un precio fijo por la energía generada en el mercado de bolsa. Del mismo modo que el CpD de una vía, la contraparte aporta los faltantes correspondientes en caso de que el precio de bolsa sea inferior al precio pactado en el CpD, pero en caso de que el precio del mercado supere el precio pactado en el CpD, el generador debe devolverle a la contraparte el excedente (figura 15)

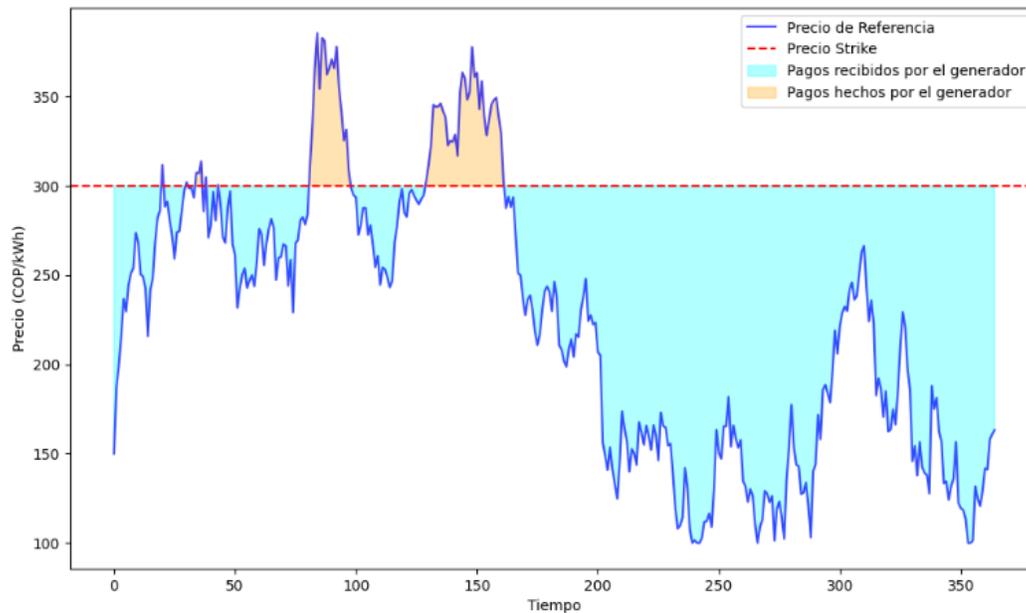


Figura 15 Funcionamiento de un CpD de dos vías Fuente: Rightside, 2025

1.1.5.1 Características de un contrato por diferencias

En el documento de la escuela de regulación de Florencia³² señala 7 aspectos fundamentales que deben definirse al diseñar un contrato por diferencias, estos incluyen el volumen de referencia, el mercado a partir del cual se forma el precio de referencia, el periodo de referencia o la agregación de periodos durante los cuales se calcula la diferencia, ajuste del precio fijo (*strike*), limitaciones ante condiciones críticas, y otras condiciones contractuales del mecanismo, tal como se evidencia en la tabla 15.

³² Florence School of Regulation (FSR). 2024. Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: considerations for design and implementation. Research report.

DIMENSION	Category	Discussed design options
Reference volume	Reference volume	<ul style="list-style-type: none"> Generation-based Capacity-based Generation-potential-based
	Reference market	<ul style="list-style-type: none"> Day-ahead only Mixed price index (e.g. incl. intraday and balancing)
Reference price design	Reference period	<ul style="list-style-type: none"> No aggregation (hourly / half hourly) Monthly Quarterly, Seasonal, Annual
	Referencing method	<ul style="list-style-type: none"> No averaging Technology-specific Technology-uniform RE Flat average (baseload price)
Further design elements	Strike price design	<ul style="list-style-type: none"> Cap-and-floor system (rubberband, bufferzone) Indexation Add-ons / Deductions
	Market integration safeguards	<ul style="list-style-type: none"> Payout limitations at negative prices Clawback limitations at low prices
	Contract design	<ul style="list-style-type: none"> Duration Administrative payment settlement rules Timing of referencing and payouts (ex-post, ex-ante) Exit option(s) for producer

Tabla 15 Elementos de diseño de un contrato por diferencias. Fuente: FSR, 2024

Teniendo en cuenta el grado de dinamismo que posee un instrumento como el contrato por diferencias, se establece la necesidad de fijar características mínimas de lo que se considera el mecanismo, pero con la posibilidad de realizar adaptaciones de acuerdo con la actualización de la regulación vigente.

Lo anterior, teniendo en cuenta que ante la misma penetración de FNCER las condiciones del mercado de energía mayorista, operativas, tecnológicas y financieras presentan una marcada tendencia de cambios en granularidad temporal, espacial y de la misma estructura del mercado. Ante esta variabilidad, se propone entonces un diseño atado a la regulación vigente, dando lugar a la realización de convocatorias con condiciones detalladas en cada una de estas.

Relación con los procesos de otorgamiento de derechos para la exploración y/o aprovechamiento de recursos energéticos

Dentro de la regulación que da acceso a derechos de exploración y posterior aprovechamiento de energéticos, como por ejemplo los Permisos de Ocupación Temporal para la energía eólica costa afuera y los Permisos de Exploración para la energía geotérmica, se establecen lineamientos para el desarrollo de las tecnologías asociadas a estos energéticos a partir de tiempos e hitos definidos. De esta manera, aquellos proyectos provenientes de este tipo de regulación suelen poseer compromisos de entrada en operación y relacionarse con

tecnologías con las condiciones características para las que es formulado un contrato por diferencias.

Dada la naturaleza centralizada del otorgamiento de estos derechos, los mecanismos de mercado que pudiesen incentivar una participación eficiente y competitiva deberían coordinarse en temporalidad y oportunidad con las particularidades de los recursos que se integrarían a la matriz energética.

Características mínimas del mecanismo bajo el contexto del mercado Colombiano

Precio fijo

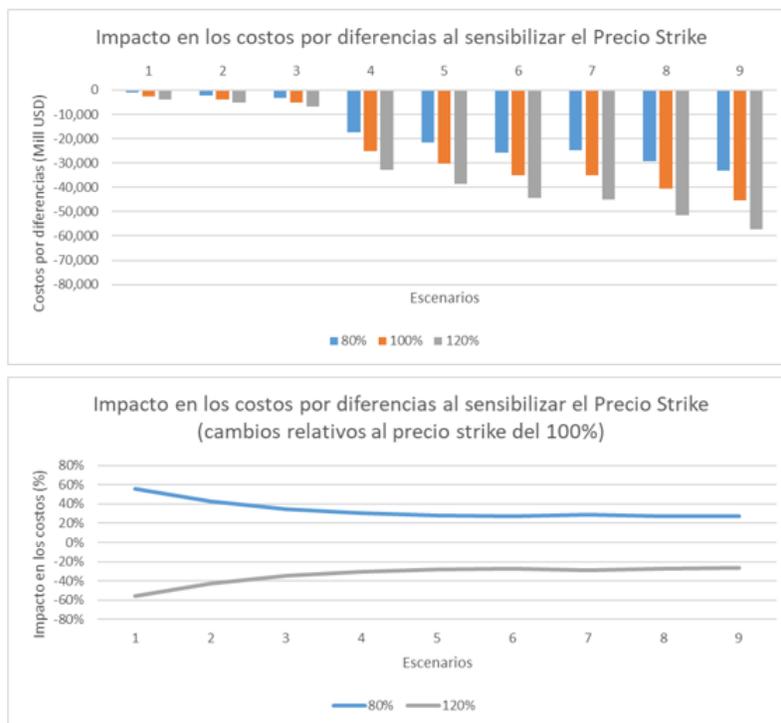
También llamado *strike Price* es la variable de principal interés para determinar la diferencia en precios en un cierto momento. La aplicación de este precio fijo dependerá de condiciones de actualización, vía indexación, y condiciones particulares como bandas de aplicación o limitación de la diferencia ante precios de referencia negativos. Dichas condiciones se asocian también a características del mercado en el que se adapta el mecanismo.

El precio fijo es usualmente determinado mediante subastas competitivas o administradas de manera centralizada por un regulador o entidad de carácter público, cuyo principio es el de, como mínimo, apalancar los costos a largo plazo en los que incurre el proyecto en periodos de recuperación de deuda superiores a 10 años, tal como se muestra en la tabla 4.

De acuerdo con Rightside, el precio *strike* puede considerar indexadores relacionados a factores como la inflación, los precios de materiales (por ejemplo, el acero y el cobre), índices relacionados al costo laboral e índice de precios al productor; sin embargo, también se pueden implementar sin ninguna indexación. También, se puede considerar un factor por ubicación geográfica para incentivar la instalación de generación en zonas con menor recurso energético (por ejemplo, bajas velocidades de viento) pero donde se puedan mejorar aspectos técnicos de la red como la congestión, tal como señala Kitzing et al³³.

³³ Kitzing, L., Held, A., Gephart, M., Wagner, F., Anatolitis, V., and Klessmann, C. (2024). *Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation*. European University Institute.

Sobre los efectos de la variación del precio fijo o *strike*, dentro del estudio de impactos de los CfD en Colombia, las simulaciones basadas en condiciones actuales del mercado muestran que existe una relación casi lineal para escenarios con ingreso importante de energías renovables, especialmente eólica costa afuera, entre el precio strike y los costos de los CfD para la demanda. Esto es importante ya que este supuesto puede ser usado para encontrar curvas de frontera eficiente al momento de analizar impactos sobre el usuario final, es decir, encontrar los valores de precio strike para los cuales el mecanismo se hace beneficioso para la demanda. Esto se expone en la figura 16.



Escenario	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidad OSW (GW)	1.5	1.5	1.5	9.0	9.0	9.0	13.0	13.0	13.0
Velocidad del Viento	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta

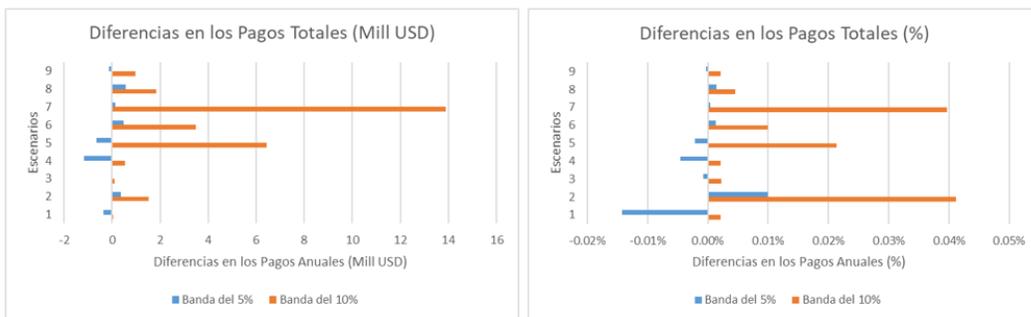
Figura 16 Impactos sobre la sensibilidad del precio fijo (strike price) para el despacho colombiano, usando plantas de generación de energía eólica costa afuera como caso de estudio. Fuente: Rightside

Para el caso colombiano, la variable hidrológica es fundamental dentro del diseño, pues puede generar incentivos en ambas vías, especialmente bajo condiciones de baja hidrología (beneficios principalmente orientados a la demanda) y de alta hidrología

(potencialmente hacia los generadores). Esta variable tiene una especial incidencia en las condiciones del mecanismo, acentuada durante periodos de estrés para el sistema eléctrico. Por lo que el poder regular condiciones específicas sobre la aplicación del precio fijo en momentos de altas o bajas hidrologías permiten una mayor flexibilidad para las dos vías.

Sobre el uso de variables dentro del diseño del mecanismo, Gallego³⁴ señala que *“la interacción entre la generación hidroeléctrica y los periodos de El Niño revela que las condiciones meteorológicas extremas amplifican aún más las distorsiones de precios, enfatizando la vulnerabilidad del mercado eléctrico colombiano a los shocks de oferta. Estos resultados subrayan la importancia del diseño de los contratos para garantizar la estabilidad del mercado, ya que las empresas pueden explotar las cláusulas endógenas para transferir los riesgos de los contratos a largo plazo al mercado spot a corto plazo.”*

Sobre el desarrollo de bandas de aplicación, la consultora Rightside señaló que los efectos de dichas bandas, con límites superiores e inferiores de baja magnitud podrían no tener un impacto considerable en los flujos de pagos en un año particular. Tal como se observa en las figuras 17.



Escenario	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidad OSW (GW)	1.5	1.5	1.5	9.0	9.0	9.0	13.0	13.0	13.0
Velocidad del Viento	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta

Figura 17 Efectos en los pagos al implementar bandas de 5% y 10% como condición de aplicación del strike price. Fuente: Rightside

³⁴ Gallego, C. 2025. Economic effects in wholesale electricity markets from endogenous long-term forward contracts indexed to spot conditions. Utilities Policy. Vol. 95.

Sin embargo, estas variables tienen la posibilidad de influir en las señales para el despacho que pueda tener una planta. Por lo que, su implementación requiere de una integración inicial del mecanismo para armonizar condiciones operativas y de mercado, con el fin de determinar la aplicabilidad de dichas bandas. De esta manera, se considera que su implementación puede permitirse, pero no sería un lineamiento para los primeros casos de implementación en el país.

Precio de referencia

Teniendo en cuenta la granularidad con la que realizan las ofertas en el mercado a corto plazo, y bajo la resolución temporal de las señales operativas y de precios, es necesario alinear con la señal de precios del mercado de energía mayorista vigente en cualquier país. Es por esto que, la gran mayoría de los casos que han implementado un CpD optan por una señal de precio proveniente del mercado de corto plazo, especialmente del mercado del día anterior o *day-ahead*. Dadas estas ventajas, se define como representativo y eficiente el precio de bolsa nacional fijado según las normas de despacho.

En este caso, el mercado y precio subyacente son variables a determinar según la regulación vigente. En Colombia, actualmente, existe un solo mercado spot subyacente y un único precio del mercado de corto plazo, que es el precio de bolsa calculado *expost* bajo las reglas de la Resolución CREG 024 de 1995 y sus modificaciones o adiciones posteriores.

Los ingresos de los activos de energías renovables se determinan principalmente (de forma directa o indirecta) a través del mercado *day-ahead*. Este es también actualmente el mercado de referencia predominante para las implementaciones de CpD. Pero también los mercados intradiarios y de equilibrio cobran importancia. En principio, el precio de referencia puede comprender diferentes precios de mercado, cada uno con su peso específico en la consideración. Cuanto más lejos de los precios de mercado alcanzados individualmente a través de los segmentos (o ingresos) se liquide el CpD, más riesgo de base estará expuesto el productor.

Por otra parte, es importante mencionar que el precio del mercado de referencia aplicable puede determinarse de diferentes maneras utilizando distintos niveles de agregación (periodos). En su forma más simple, se toma como el precio más desagregado del mercado subyacente elegido y no se realiza ninguna agregación o promedio. Pero también puede calcularse como el promedio de cualquier número

agregado de precios de mercado individuales a lo largo del tiempo (por ejemplo, un promedio mensual de los precios horarios del mercado diario). Las ventajas y desventajas de un nivel de agregación, también denominado periodo de referencia, se han registrado en diferentes mercados³⁵, tal como se expone en la tabla 6.

Tabla 6 Ventajas y desventajas de diferentes periodos de referencia o niveles de agregación

Periodo de referencia	Ventajas	Desventajas	Ejemplos
Horario	<ul style="list-style-type: none"> • Los generadores tienen más certeza sobre los ingresos • No hay distorsiones en las ofertas del day-ahead 	<ul style="list-style-type: none"> • Producir y olvidar: los generadores no tienen interés en maximizar el valor del sistema. 	Reino Unido, Irlanda, España, Italia, Polonia
Diario	<ul style="list-style-type: none"> • Las decisiones de los generadores se ven influidas por las fluctuaciones de precios intradía (por ejemplo, producir más en las horas punta). 	<ul style="list-style-type: none"> • Los incentivos para despachar/recortar durante determinados días de la semana/temporadas se atenúan (por ejemplo, se sigue maximizando la producción los fines de semana, cuando la demanda es menor). 	Polonia
Mensual	<ul style="list-style-type: none"> • Las decisiones de los generadores se ven influidas por las fluctuaciones de precios a lo largo del mes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los incentivos estacionales son moderados (por ejemplo, se sigue maximizando la producción en los meses de verano). • Distorsiones en las ofertas del day-ahead 	Francia, Bélgica, Grecia, Hungría, Rumania

³⁵ Trinomics. 2024. Design principles for 2-way CfDs for solar-PV & onshore wind. Report prepared for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. The Netherlands

Anual	<ul style="list-style-type: none"> •Las decisiones de los generadores se ven influidas por las fluctuaciones de precios a lo largo del año, en particular por las diferencias estacionales. 	<ul style="list-style-type: none"> •Las tendencias de precios a largo plazo pueden verse atenuadas •Distorsiones en las ofertas del Day-ahead 	Dinamarca, Países Bajos
-------	--	---	-------------------------

El consultor Rightside ha formulado diferentes escenarios para la definición del precio de referencia para el mercado Colombiano, con lo cual se sensibilizó el precio de referencia a través de una combinación lineal entre el precio de los contratos supuestos, y los costos marginales del sistema encontrados en la simulación, estimando el impacto en los pagos y costos para cada caso, así como para diferentes casos de integración de un recurso eólico, tal como se muestra a continuación,

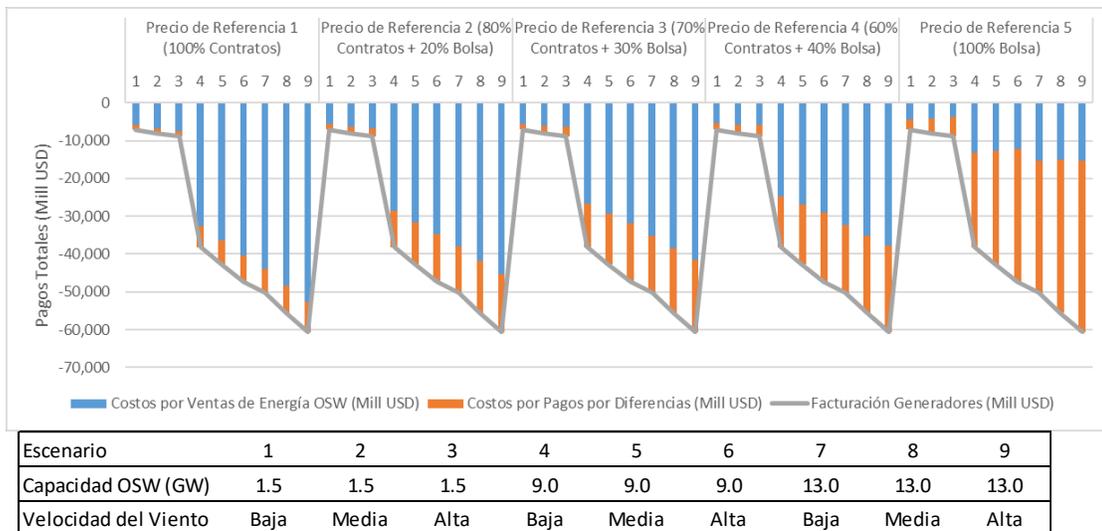


Figura 18 Pagos totales por energía y PpD según la distribución de la modalidad de contratación. Fuente: Rightside, 2025

A partir de esto concluye que, al tomar el precio de referencia como el precio de los contratos, los CpD serán una alternativa más costosa que los contratos de largo plazo actuales ya que además de tener que pagar el precio del contrato por la energía generada, la demanda deberá adicionalmente pagar

la diferencia entre el precio del contrato y el precio strike. La única forma de que los CpD representen una opción atractiva es si el precio strike es menor al precio de contrato.

Por otra parte, para alternativas de precio de referencia con mayor proporción de precio de bolsa, el mayor valor de los CfD se recauda a través del componente de diferencias. Si el efecto de bajar los costos marginales de largo plazo con la entrada de los proyectos de energías renovables, como la eólica costa afuera, se materializa, las diferencias son en promedio negativas, es decir, las paga la demanda. Si fenómenos climáticos extremos o retrasos en la expansión de otras tecnologías, no permiten que los costos marginales sean tan bajos, es posible que se generen diferencias positivas que deben pagar los generadores a la demanda. En resumen, los CfD se convierten a su vez en un instrumento de cobertura para incrementos súbitos o permanentes de los precios de bolsa en el largo plazo. Por lo que se concluye que el precio de bolsa nacional sería la mejor alternativa de precio de referencia dentro del cálculo del CpD en Colombia.

Sobre la temporalidad del precio de referencia, un nivel de agregación horario reduce la exposición del generador a riesgos de precio e incentiva la maximización de la generación, lo cual requiere de medidas regulatorias que promuevan la realización de mantenimientos adecuados y mecanismos adicionales que incentiven en los generadores una respuesta acorde a las señales de precio del mercado³⁶.

De igual manera, el estudio sobre la integración de CpD en el mercado colombiano³⁷ determinó que *“la alternativa natural para el cálculo de las diferencias es el precio de bolsa horario. Esto facilita la inclusión de los CfD en la liquidación y además, como se presentará más adelante, al usar el precio de bolsa horario como precio de referencia se convierte en un mecanismo de protección de precios para la Demanda. Si, por ejemplo, los precios de bolsa en las horas pico suben a causa de los valores más altos en la demanda de energía, la Demanda no pagará estos precios, si no que, por el contrario, recibirá unos ingresos en caso de que el precio de bolsa supere el precio strike.”*

Liquidación del pago por diferencias

Todo esquema de pago por diferencias tiene como base las variables de un precio fijo, un precio de referencia y un volumen de referencia. Por lo que se establece una fórmula básica de cálculo de los pagos en un tiempo de

³⁶ Florence School of Regulation (FSR). 2024. Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: considerations for design and implementation. Research report.

³⁷ RightSide. 2025. Impacto de la aplicación de los CfD en el CU de la tarifa de energía eléctrica en Colombia.

referencia, la cual debe ser especificada y desarrollada por el regulador (CREG) en el marco de sus funciones, pero necesariamente replicada en cada una de las convocatorias. Para las condiciones actuales del MEM, se ha formulado un marco general considerando costos incluidos en el precio de referencia como el CERE (Costo Equivalente Real de Energía) y la exclusión de volúmenes de energía con destino diferente a la demanda nacional. Sin perjuicio de esto, se presentan consideraciones relevantes sobre la adaptación del mecanismo en el mercado eléctrico del país, considerando la reducción de potenciales distorsiones en el mercado, así como su sencilla implementación dentro de las reglas comerciales y operativas.

En este sentido, se modificó el plazo otorgado a la CREG para definir la regulación aplicable, determinando que 18 meses es un tiempo razonable para analizar, proponer, publicar, ajustar y expedir esta regulación. Esto, teniendo en cuenta tiempos usuales de la Comisión para otros proyectos análogos.

En este sentido, Rightside conceptúa que los CpD no son considerados necesariamente como contratos de largo plazo dentro de la liquidación del MEM, ya que no existe una contraparte específica desde la demanda. Así que no son contratos bilaterales. Lo cierto es que la liquidación deberá garantizar el recaudo total de los ingresos del generador. De esta forma, Los generadores esperan que sus ingresos durante la duración de los contratos CpD sean iguales a su precio strike multiplicado por su generación real (ideal):

$$IG_{CfD_j} = GI_j \cdot Ps_j$$

Donde:

IG_{CfD} Ingresos esperados del generador OSW asociado a los CfD

GI_j Generación ideal del recurso asociado a los CfD

Ps_j Precio Strike del recurso j asociado a cada CfD

Por otra parte, el consultor propone que el cálculo de las diferencias se expresa como:

$$DCfD = \sum_j GI_j \cdot (Ps_j - Pb)$$

Donde:

Diferencias en pesos o dólares asociadas a todos los CfD del sistema

GI_j Generación ideal del recurso j asociado a cada CfD

PS_j Precio Strike del recurso j asociado a cada CfD

Pb Precio de bolsa horario (mercado spot)

El ingreso de cada proyecto puede escribirse en términos de la liquidación del spot en Colombia referenciada en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la siguiente forma:

$$IG_{CfD_j} = GI_j \cdot Pb + GI_j \cdot (PS_j - Pb)$$

Donde:

IG_{CfD} Ingresos del generador j asociado a cada CfD

PS_j Precio Strike del generador j asociado al CfD

Pb Precio de bolsa horario (mercado spot)

GI_j Generación ideal del generador j asociado al CfD

$GI_j \cdot Pb$ Ventas en bolsa del generador j asociado al CfD

$GI_j \cdot (PS_j - Pb)$ Componente de diferencias del generador j asociado al CfD.

Simplificando los términos de la ecuación, se llega a deducir que $IG_{CfD_j} =$

$$GI_j \cdot PS_j$$

Con lo cual el estudio demuestra entonces que la ecuación garantiza el recaudo del monto de los ingresos al generador asociado a los CfD. Asimismo, dispone que el nuevo componente que aparece en la liquidación de CfD definido como $GI_j \cdot (PS_j - Pb)$, es un dinero que debería ser recaudado a través de un concepto adicional en la liquidación. Y que, para complementar la propuesta y que la liquidación tenga un cierre adecuado, este dinero debe ser recaudado como un pago o ingreso adicional de la Demanda y junto con los pagos por la generación ideal, puede ser distribuida como parte de las compras o ventas en bolsa de la Demanda.

Se presenta a continuación la fórmula de los pagos que la Demanda o los comercializadores deben realizar teniendo en cuenta los CfD:

$$PD_k = (Dc^*_k - q_k) \cdot Pb + q_k \cdot Pc_k + \beta_k \cdot \sum_j GI_j \cdot Pb + \beta_k \cdot DCfD$$

Donde:

PD_k Pagos realizados por cada comercializador k. Los CfD también pueden ser asignados directamente a una demanda.

Dc^*_k Demanda de energía del comercializador k descontando la energía asociada a los CfD a través del factor β_k . Esto es para no considerar dos veces la generación ideal de los OSW en las compras/ventas en bolsa ya que este pago se presenta de forma separada en la ecuación.

q_k Cantidad de energía en contratos bilaterales del comercializador k

Pb Precio de bolsa horario (mercado spot)

Pc_k Precio de los contratos de cada comercializador k

$DCfD$ Suma total de las diferencias asociadas a los CfD.

$$DCfD = \sum_j GI_j \cdot (Ps_j - Pb)$$

β_k Porcentaje de la generación ideal de los generadores OSW asociado a cada comercializador k. El valor de β_k puede tomar el valor de cero dependiendo de la opción I,II, y III presentada anteriormente.

$\beta_k \cdot \sum_j GI_j \cdot Pb$ Término que recoge el pago de los comercializadores por compras en bolsa de los CfD.

Por lo que PD_k puede ser aplicada para cada una de las opciones propuestas de distribución de los CfD entre la demanda. El valor de β_k corresponde al porcentaje asignado a cada comercializador entonces dependerá de la alternativa elegida de distribución del valor de los pagos o ingresos asociados a los CfD.

Tabla 7. Ecuaciones de liquidación propuestas por Rightside, 2025

TIPO DE MECANISMO	INGRESO GENERADOR	PAGO COMERCIALIZADORES (DEMANDA)
LARGO PLAZO O CLPE	$IG = (Gi - q) \cdot Pb + q \cdot Pc$	$PD_k = (Dc_k - q_k) \cdot Pb + q_k \cdot Pc_k$
CfD	$IG_{CfD} = Gi_{CfD} \cdot Ps$	$PD_k = (Dc^*_k - q_k) \cdot Pb + q_k \cdot Pc_k + \beta_k \cdot \sum_j GI_j \cdot Pb + \beta_k \cdot DCfD$

Volumen de referencia

El Contrato por diferencias se ha caracterizado por ser un instrumento tipo “pague lo generado”, por lo que la definición del volumen utilizado para determinar los pagos se fija en la oferta de generación, dejando un margen de liquidación para el mercado de balance.

El enfoque más utilizado a nivel global es el volumen basado en la energía. En este enfoque, los pagos se basan en la electricidad realmente generada, por lo que existe un incentivo directo para que los generadores maximicen la producción siempre que los precios del mercado sean favorables, alineándose estrechamente con la demanda del mercado.

Sin embargo, lo anterior puede provocar distorsiones negativas del mercado, como una sobreproducción en épocas de baja demanda, si el precio de mercado sigue estando por encima del costo de producción. Además, los generadores pueden estar expuestos a riesgos de volumen debido a ineficiencias operativas (como la falta de producción prevista) o cortes no planificados. Para amortiguar estos efectos indeseados, en la literatura se están considerando enfoques alternativos para cubrir los riesgos de precios evitando al mismo tiempo las distorsiones de despacho típicamente asociadas con los CPD basados en generación real. Estos enfoques requieren vincular los pagos a la capacidad o a una producción potencial estimada que refleje escenarios operativos realistas en lugar de la generación real para fomentar prácticas de generación más alineadas con

el mercado³⁸. Estos nuevos enfoques en la literatura aún no tienen madurez en su implementación y serían cada vez más necesarios en sistemas con media y alta penetración de energías renovables.

Como las transacciones asociadas a las diferencias son calculadas como la diferencia entre el precio strike y el precio de bolsa horario, multiplicado por la generación real de los proyectos, Rightside³⁹ sugiere que una forma sencilla de garantizar que siempre el mercado liquide la totalidad de la energía asociada a los CfD, es garantizar que la generación real sea igual a la generación ideal. Esto sugiere entonces que una forma de representar los CfD dentro del mercado colombiano es asegurar que la generación real de los proyectos a partir de FNCER, sea igual a su despacho ideal. Esto significa en el Mercado Colombiano, una consideración de precio de oferta cero para los generadores con costos variables nulos o muy bajos, similar a las reglas que actualmente rigen para las plantas no despachadas centralmente (PNDC), que son las plantas con capacidad menor a 20MW. De aquí sale la primera regla que se propone aplicar a las plantas con CfD en el MEM:

$$Gr = Gi$$

Donde:

Gr Generación real del recurso asociado a los CfD

Gi Generación ideal del recurso asociado a los CfD

Se pueden considerar otras propuestas considerando que los proyectos participen con oferta de precio en el MEM. Esto haría que solo la generación que sea programada en el despacho sea liquidada y que además se generen reconciliaciones⁴⁰. Este supuesto complejizaría el recaudo de los ingresos a los proyectos ya que implicarían que los inversionistas deban estimar los despachos programados y considerar posibles ingresos o egresos por concepto de reconciliaciones. Este riesgo adicional para los inversionistas haría que la valoración del precio strike sea más alta. Con el supuesto de $Gr = Gi$ los proyectos OSW no generarán reconciliaciones ni aportan valores adicionales a la tarifa de energía a través del componente de restricciones R.

³⁸ Oxford Institute for Energy Studies. 2024. Contracts for difference -CfDs- in the energy transition: balancing market efficiency and risk mitigation

³⁹ RightSide. 2025. Impacto de la aplicación de los CfD en el CU de la tarifa de energía eléctrica en Colombia.

⁴⁰ La magnitud de las reconciliaciones es la diferencia entre la generación real y la ideal

Otra alternativa para la armonización de los CfD al MEM, sería valorarlos a la generación programada y no a la real. Cuando el despacho programado del día anterior define los montos a liquidar, se habla de un despacho vinculante. Este esquema ha sido propuesto por la CREG como una alternativa para la modernización del mercado colombiano. Sin embargo, actualmente este esquema no tiene aplicación.

Adicionalmente, se debe establecer que los recursos asociados a los CfD, declaren diariamente su disponibilidad⁴¹ para cada uno de los periodos del despacho. Al no tener precio (precio cero), la disponibilidad de los recursos será programada en el despacho diario y deberá tener las mismas reglas establecidas actualmente para las desviaciones entre el despacho programado y el despacho real.⁴²

Capacidad con permiso de conexión a la red y su relación con el mecanismo

En varios mercados en los que se ha implementado los contratos por diferencias, la asignación del mecanismo se asocia con obligaciones de conexión a la red. En el caso de Reino Unido, se establece contar con un acuerdo de conexión como condición para la obtención del contrato. Así mismo, dentro de las condiciones de asignación de un CpD, en Dinamarca se establecen obligaciones de conexión a la red amparados en una garantía que así lo establece. Todo lo anterior, teniendo en cuenta que la capacidad declarada en la conexión tendrá relación directa con la capacidad que se asocia con la energía reconocida como volumen de referencia del mecanismo asignado.

De esta manera, y teniendo en cuenta que la contraparte natural de un mecanismo de este tipo es la demanda, en su totalidad, se espera que el cubrimiento de los pagos hacia el generador se vean reflejados en energía efectivamente entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), y no hacia clientes o contrapartes con las que el agente generador posea compromisos de comercialización de energía y por la cual exista un cubrimiento por parte de usuarios que eventualmente no sean consumidores de esta energía generada por fuentes FNCE. De tal manera, que se mantiene la libertad de diversificar potenciales clientes, compradores o contrapartes diferentes a la demanda nacional. Pero, si esta capacidad instalada no estaría en condiciones de despachar para atender la demanda del SIN, se entiende que no hará uso de una capacidad de este sistema, por lo que no

⁴¹ Esta afirmación es considerada bajo las reglas actuales del mercado. En un contexto de mercados intradiarios las plantas deben participar de las diferentes rondas en donde puedan ajustar su disponibilidad.

⁴² Actualmente estas reglas están siendo revisadas por la CREG para los recursos de generación variable.

se ha de requerir del uso de infraestructura cuyos costos, además, también se estarían socializando entre la demanda que cubriría los pagos por las diferencias. Así pues, se define un requisito de coincidencia entre la capacidad que sería asociada al mecanismo y aquella que figura en la solicitud de conexión ante la UPME.

Entrega mínima de energía

Al señalar que el mecanismo se comporta como un contrato “pague lo generado”, en donde el generador compromete toda su energía a una contraparte de la Demanda. El riesgo en este caso queda en el lado de la demanda ya que el generador solo se preocupa por generar, pero si su generación es baja no asume ninguna responsabilidad. En el caso de los generadores a partir de FNCER esto puede resultar un problema ya que, por su naturaleza variable, el generador no tendrá una generación meta o mínima que garantice el cumplimiento a la demanda. La siguiente expresión adicional que es una devolución que los generadores FNCER hacen a la demanda cuando el precio de bolsa supere al precio strike: $P_b > P_{S_j}$ y su generación real sea menor a la generación mínima horaria.

$$Dev_{CfD_j} = \max(0, [G_{min_j} - G_{I_j}]) \cdot \max(0, [P_b - P_{S_j}])$$

De esta manera la Demanda recibe una compensación por el incumplimiento. Esto es muy importante ya que al final del año 2050 se muestra como la escasez se presenta en los meses de septiembre y octubre, justo cuando la generación es más baja. El valor de la generación mínima puede ser un valor declarado a partir del comportamiento de los energéticos primarios variables, como lo serían las series de vientos reportadas por los inversionistas. Este valor puede ser un percentil histórico de las series.

También se establece que se incorpora el parámetro de mínima generación en los CfD, se puede con esto hacer un balance con la demanda esperada, similar al que actualmente se hace con la energía firme. El anterior análisis concluye que los CfD ofrecen una cobertura natural para la demanda sobre los precios altos en el spot y no sería necesaria una remuneración adicional para las plantas de generación. De esta forma, al establecer un mínimo de generación, permitirá tomar acciones de balance, incentiva el uso de los activos de transmisión que habilitaron la capacidad de transporte del SIN requerida para la conexión de la planta de generación, así como de la vinculación sostenida de dicha generación con el mercado colombiano.

Dicho mínimo debería poder estimarse bajo un esquema, como el de energía en firme, bajo condiciones que estime la regulación vigente.

Recortes de energía, *curtailment* o vertimientos

Un aspecto importante en un sistema con alta penetración de energías renovables es el manejo del *curtailment*, restricción de generación o vertimientos. La reducción o vertimiento de las fuentes de energía renovables es una preocupación creciente a medida que aumenta su integración en los sistemas de energía. Ocurre cuando la producción de energía excede la capacidad del sistema o las restricciones de seguridad. Si bien la reducción de la producción puede reducir los costos de generación en sistemas con alta penetración de FNCER y generadores térmicos inflexibles, puede que no beneficie a todas las partes interesadas por igual.

Los factores que impulsan los vertimientos incluyen los requisitos de inercia y las limitaciones de flexibilidad del sistema. Las estrategias para reducir de los vertimientos incluyen relajar los límites de la tasa de cambio de frecuencia, permitir la contribución de las FNCER al equilibrio del sistema y mejorar la infraestructura de transmisión. En Brasil, la reducción es más común en las plantas hidroeléctricas, pero con el aumento de la capacidad eólica y solar, el estudio de las estrategias de reducción de vertimientos se vuelve crucial para maximizar la utilización de energía renovable. Los sistemas eficaces de gestión del despacho de energía y de almacenamiento también son soluciones potenciales para abordar este desafío.

Al respecto, Rightside señala que Un caso típico es cuando un generador no genera energía por causa de un evento interno. En este caso se habla de vertimientos porque la energía no despachable, como el viento, no puede ser aprovechada en generación eléctrica y se desperdicia. La remuneración en estos casos para sería cero o la cantidad de generación que pueda inyectar a la red. Si se establecen mínimos de generación, estos deberán compensar a la demanda con la energía no entregada por debajo del mínimo.

Para el caso de Colombia, se opta por la definición del volumen a partir de la generación, pues las demás alternativas no han tenido antecedentes que permitan corroborar sus beneficios, por lo que tampoco se presenta como una alternativa de interés para la atracción de inversión.

Se pueden presentar varios casos en los cuales, aun teniendo la posibilidad de generar, los generadores no pueden hacerlo. Por ejemplo, a causa de una restricción de la red que impida generar al máximo. Estas restricciones en la red pueden resultar como consecuencia de un evento de falla o una situación permanente por saturación de las redes de transmisión. También se presentan vertimientos cuando la generación total del sistema supera a la demanda. Esta condición también puede presentarse por una condición de desconexión súbita de demanda o por una sobre instalación de capacidad en el sistema, que resulta ser común en las horas de picos de generación solar.

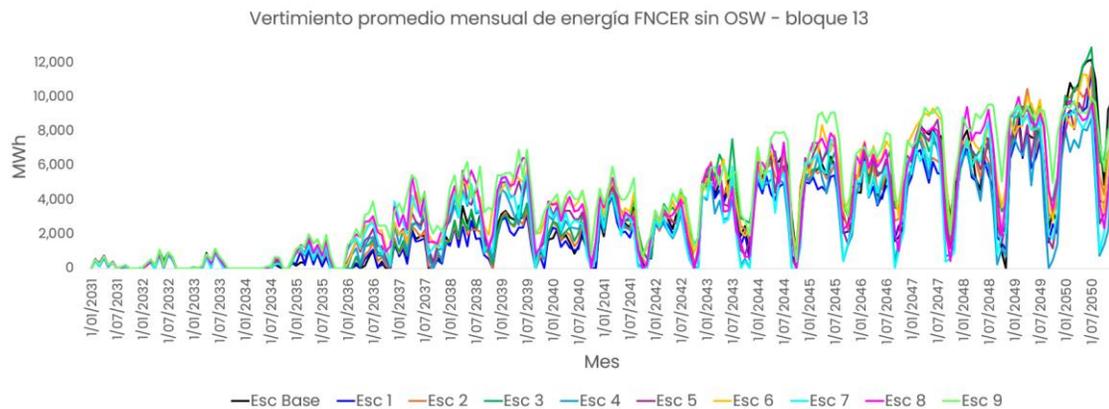


Figura 19 Vertimientos (curtailments) promedio mensuales en el bloque horario 13. Fuente: Rightside, 2025

Para reducir la incertidumbre de los ingresos de los proyectos, se debe entonces establecer medidas para que no se presenten vertimientos por causas externas atribuibles a la red de transmisión, y en caso de que se presente generación atrapada de varias tecnologías por esta causa, se debe establecer una priorización en el despacho de las plantas asociadas a CfD. Otra forma es considerar un mercado de Curtailment, en donde los generadores asociados a CfD estarían dispuestos a pagar a otros generadores con el fin de no perder su remuneración a su precio strike. Por ejemplo, un generador con ventas en bolsa, estaría interesado en ceder su prioridad en la generación a un generador. En el caso de vertimientos por sobre instalación, son los inversionistas los que deben asumir estas pérdidas ya que no son responsabilidad de ninguna entidad del estado. En todo caso, en la propuesta de Rightside no se consideran pagos de la demanda por *curtailment*, pero sí reconoce la posibilidad de un mercado adicional. Existen mecanismos en otros mercados que han sido implementados para evitar estas pérdidas, como por ejemplo, la instalación de dispositivos de almacenamiento

Para Colombia, aunque la política podría ofrecer lineamientos para el vertimiento de FNCER estratégicas, será la regulación la que finalmente determine las reglas específicas para armonizar la asignación del vertimiento con la optimización holística del sistema eléctrico.

Vigencia del mecanismo

La duración del mecanismo se asocia principalmente con variables de deuda a largo plazo, la cual respalda las inversiones en proyectos de generación de una escala de tipo centralizado. Por lo que, el plazo de dicha vigencia es naturalmente tendiente a extenderse para mejorar las condiciones de financiamiento. Igualmente, esto implica reducir impactos en precios para la demanda al aumentar el plazo, pero también mantiene por más tiempo un compromiso del sistema con el generador. Tal como se presentó en secciones anteriores, en la tabla 4 se expuso que todos los mecanismos de CpD han sido de duraciones superiores a 10 años en mercados donde se han implementado. Por esto, se establece que una duración más larga, además de incentivar aún más la inversión en las tecnologías propuestas, disminuye el valor del precio fijo o *strike*, tal como se presenta en la tabla 4, en la cual se realiza un análisis de sensibilidad utilizando precios fijos basados en costos nivelados de energía reportados y modelados según bases de datos aportados por ESMAP, tal como se muestra en la figura 20.

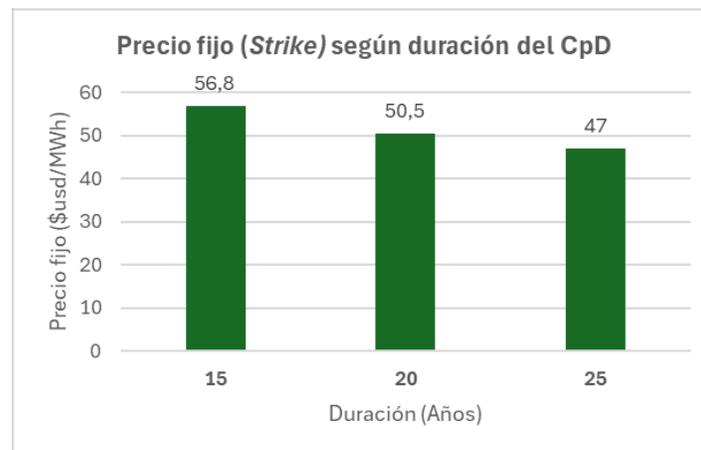


Figura 20 Sensibilidad del precio fijo ante variaciones en la duración del mecanismo. Fuente: ESMAP, 2025

Actualización del precio fijo

En el momento de la solicitud de un CpD, los desarrolladores elaborarán un modelo de negocio con todos los costos anticipados para el proyecto, tanto durante la construcción como en las operaciones. Dependiendo del momento de la ronda de subastas en relación con la decisión final de inversión del proyecto, habrá una distribución de incertidumbre variable en torno a este caso de negocio central. Una de las mayores incertidumbres que afectan los costos de los proyectos será la inflación: es decir, cómo los factores macroeconómicos afectan los costos finales del proyecto. Qué tan protegido esté el proyecto de la inflación dependerá de varios factores, incluidos, pero no limitados a:

- ¿Qué tan cerca está el proyecto de firmar contratos finales?
- ¿Cómo tienen en cuenta esos contratos la inflación (algunos serán precios totalmente fijos, mientras que otros están totalmente indexados, y todo lo demás)?
- ¿Cuál es la política de cobertura del desarrollador/consorcio (aunque las coberturas no es probable que se pongan en marcha hasta después de la decisión final de inversión)?

En última instancia, si el proyecto presenta una oferta que luego se vuelve insuficiente para cumplir con la tasa de obstáculo del proyecto, el desarrollador no continuará con el desarrollo de los proyectos. El desarrollador preferirá presentar su oferta más baja en una subasta competitiva, sin tener que establecer un buffer de riesgo para la inflación.

Los países donde el precio de la oferta está más alejado en el tiempo de la entrega sin ajustes por inflación tienen una alta tasa de abandono de proyectos. Así, un indexador que considere aspectos como la inflación asegura que el costo del contrato siga el costo cambiante de la inversión debido a las condiciones macroeconómicas. El desarrollador retiene el riesgo (y el incentivo) de entregar costos de acuerdo con el caso de negocio por el que solicitaron el mecanismo de soporte.

El ajuste por inflación efectivamente protege al desarrollador de aumentos de costos debido a factores fuera de su control. Para el gobierno, esto mejora la certeza de que los proyectos se construirán. Esto asegura que la contratación temprana para la red sea para un proyecto que se entregue, haciendo así que la inversión en la red sea rentable y valiosa. También asegura que la planificación adicional del

sistema necesaria para los volúmenes contratados en el sistema más amplio se pueda hacer sobre bases más sólidas.

Existen cuatro modelos de indexación:

- Sin indexación: esto trae tanto riesgo para la rentabilidad de los costos de inversión como para los costos operativos. Esto hace que el proyecto disminuya su certidumbre entre la adjudicación y la entrada en operación.
- Indexación desde las operaciones: esto protege al proyecto de las fuerzas inflacionarias del período operativo. Sin embargo, al no cubrir los costos de construcción, el proyecto aún está expuesto a movimientos de asociados a los costos de capital, y por lo tanto retiene un riesgo relativamente alto de no ser construido.
- Indexación de referencia única desde la adjudicación del mecanismo hasta el final de las operaciones. Este es el método más común. Protege al proyecto de aumentos de costos inflacionarios, y por lo tanto el proyecto tiene un riesgo mucho menor de no ser entregado.
- Tasas diferenciales de indexación entre el tiempo desde la adjudicación del subsidio hasta las operaciones comerciales, y el tiempo desde las operaciones comerciales hasta el final del proyecto. La principal motivación yace en que los factores inflacionarios que impactan el aumento de los costos de construcción no son los mismos que los que impactan las operaciones. Se considera esta opción para el caso de Colombia, lo que incentivaría financiación desde la banca local, así como estímulos al desarrollo de una cadena de suministros nacional.

Factores inflacionarios

Los costos de CAPEX se ven afectados por cambios en los costos de las materias primas, incluidos el acero, los índices de fabricación, la disponibilidad de la cadena de suministro, la fortaleza de la moneda del proyecto frente a la moneda de los mercados de origen de los proveedores.

Las operaciones se ven afectadas principalmente por los mismos elementos utilizados para calcular los índices generales de inflación. Los costos operativos están en gran medida impulsados por los costos laborales, el combustible, los costos de los barcos, así como en menor medida, las piezas de repuesto y los materiales. Esto está suficientemente cubierto por índices de inflación estándar como el IPP.

En el caso de mercados emergentes como Colombia, hay una consideración adicional, que es el grado en que los costos están sujetos a la inflación local, en lugar de a los factores macroeconómicos internacionales. En nuevos mercados donde una mayor proporción de bienes y servicios son proporcionados por empresas extranjeras, podría tener sentido usar un índice internacional, particularmente durante el período desde la adjudicación del mecanismo hasta las operaciones comerciales. Dada la importante proporción de los costos de capital asociados a bienes de origen internacional los índices locales probablemente no reflejarán adecuadamente los cambios en los costos que los proveedores buscarán trasladar a través de los contratos a los desarrolladores de proyectos.

El desarrollador aún retendrá el riesgo de aumentos de precios debido a restricciones en la cadena de suministro, cambios de diseño, cambios de costos y tiempos debido a factores inesperados durante la construcción, bajo rendimiento del activo, condiciones climáticas no esperadas que impactan la producción, etc.

1.1.6 Tipo de asignación:

Administrada:

La asignación administrada es recomendada para tecnologías entrantes al país o cuando es necesario generar las condiciones adecuadas para atraer la inversión.

La asignación se realizaría con base en criterios técnicos y económicos, como diversificación de la matriz, resiliencia, complementariedad de recursos primarios, atención de la curva de demanda horaria, características ambientales, desarrollo industrial, entre otros.

Este tipo de estructura de asignación administrada es muy útil para el despliegue de proyectos piloto, o cuando una tecnología se encuentra en fases poco maduras. Permite el despliegue de los primeros megavatios de capacidad. Sin embargo, para tecnologías que ya tienen un cierto recorrido tecnológico, donde lo que se busca es un despliegue a mayor escala.

Este tipo de asignación involucra la definición de condiciones límite para evitar ineficiencias que sean trasladadas a la tarifa final de usuario. Para poder establecer el precio fijo se requiere de un conocimiento extenso sobre los costos nivelados de energía asociados a los proyectos que de

desarrollarían bajo el mecanismo. Una manera alternativa es la negociación bilateral entre el regulador del mecanismo y la contraparte generadora.

En Reino Unido la definición de los precios fijos (o strike) es administrada. Esta metodología es el resultado de numerosas modificaciones al esquema de asignaciones que se han consolidado en 6 rondas (5 exitosas) de adjudicaciones de mecanismos para diferentes tecnologías. Los objetivos al seleccionar los precios fijos son los siguientes:

- Los precios fijos deben basarse en los últimos datos de costos de generación, así como condiciones del mercado, consideraciones de política, y otros factores de tecnologías específicas para asegurar un beneficio-costado adecuado para los usuarios.
- La definición del precio fijo debe promover la participación en cada ronda, de tal forma que este represente el nivel mínimo necesario para atraer nueva inversión para atender la curva de oferta.
- Se debe definir una metodología consistente para definir precios fijos para diferentes tecnologías, pero deben considerarse las curvas de oferta esperadas para mejorar la relación de beneficio-costado y alcanzar la meta de energía renovable, con criterios de innovación e inversión local los cuales suelen tener pesos inferiores.

El proceso general para definir un precio fijo administrado en Reino Unido se resume en la figura 21.

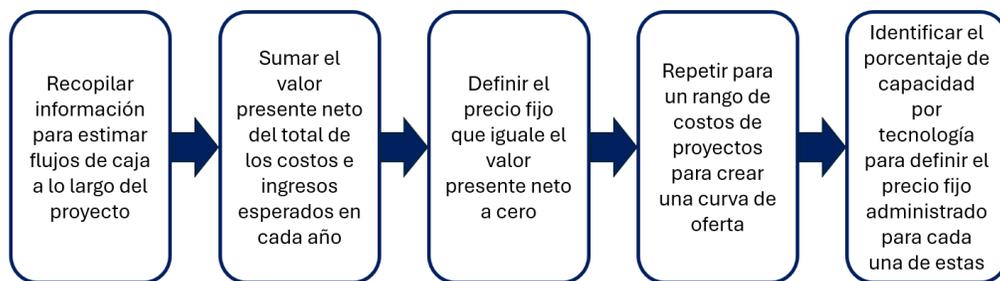


Figura 21 Proceso de definición del precio fijo administrado en las rondas CfD en Reino Unido. Fuente: The Crown State, 2023

Competitiva:

Este tipo de asignación es usual para mecanismos de largo plazo como lo son los contratos por diferencias, pues suele reconocer los precios que los oferentes están dispuestos a recibir mediante instrumentos que usualmente promuevan la eficiencia en la formación del (de los) precio(s) fijo(s).

Sobre esto, Rightside señala que *“lo más común a la hora de definir el precio strike es que el gobierno realice una subasta o algún proceso de licitación competitiva. Un punto de partida para definir el precio strike es que se debe tener una estimación muy aproximada del LCoE de la tecnología a incentivar.”*

Así, cuando se da una disparidad relevante entre las condiciones del precio del mercado eléctrico con el costo nivelado de una tecnología entrante, la demanda eléctrica, por sí sola, observará poco interés en participar en un proceso de asignación de dos puntas, hasta tanto se alcance por parte de la tecnología un nivel de competencia, por lo tanto, las primeras subastas competitivas podrían resultar en un diseño de una sola punta compuesta por vendedores.

1.1.7 Contraparte del mecanismo

Por ser el CpD un mecanismo comercial sistémico y centralizado, la contraparte del CpD es el Sistema Interconectado Nacional SIN, lo cual quiere decir que el CpD será liquidado de manera centralizada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC, o quien haga sus veces como operador del mercado.

Por este motivo, no se define al mecanismo como un contrato, pues con la demanda como contraparte, el mecanismo se centra en un pago dentro de la regulación. Aunque se desarrolla el concepto como un Contrato por Diferencias, el pago por diferencias representa la dinámica del mecanismo, por lo que, desde la regulación que defina la CREG se definirá si el mecanismo se trasladará a la tarifa a modo de cargo.

Sobre esto, Rightside argumenta que se pueden explorar diferentes alternativas teniendo en cuenta que finalmente, los pagos de la energía asociada a los CpD serán asignados como una decisión de política, fundamentada en la conveniencia país, pero que en algunos casos puede llegar a ser inconveniente para cierto tipo de usuarios. Como ejemplo se menciona la experiencia con el mecanismo complementario de las subastas

de contratos de largo plazo realizadas por el Ministerio de Minas y Energía en los años 2019 y 2021, en donde se obligó la participación a todos los comercializadores generando algunos inconvenientes posteriores durante la firma de los contratos; sin embargo, se aclara que en las subastas de CfD solo se asignarán los proyectos que cumplan las condiciones establecidas para el precio de cierre o precio de reserva, lo que significa que no se asignarán proyectos con precio strike más altos que los valores definidos.

A continuación, dentro del estudio de impactos de la aplicación de los CpD en las tarifas de energía eléctrica en Colombia se realizan 3 propuestas para distribuir los pagos a los proyectos FNCE, teniendo en cuenta el caso de energía eólica costa afuera, entre la demanda.

Se considera que estos pagos tienen un componente de:

Compras en bolsa = $\sum_j GI_j \cdot Pb$ y;

Pagos de diferencias $DCfD = \sum_j GI_j \cdot (Ps_j - Pb)$

Donde:

$DCfD$ Diferencias en pesos o dólares asociadas a todos los CfD del sistema

GI_j Generación ideal del recurso j asociado a cada CfD

Ps_j Precio Strike del recurso j asociado a cada CfD

Pb Precio de bolsa horario (mercado spot)

- **Pago asignado a la demanda total del SIN:** Distribuir los componentes $\sum_j GI_j \cdot Pb$ y $DCfD$ entre todos los comercializadores a prorrata de su demanda de energía o sus compras en bolsa. Se asume que los CfD serán distribuidos en toda la demanda, incluyendo usuarios regulados y no regulados a participar en los pagos o ingresos derivados de los CfD.
- **Pago asignado a la demanda regulada:** Distribuir los componentes $\sum_j GI_j \cdot Pb$ y $DCfD$ entre todos los comercializadores a prorrata de su demanda o de las compras en bolsa de la demanda regulada. En este caso solo la demanda regulada hace parte del mecanismo de CfD. Ofrece la posibilidad de tener una cobertura para el usuario final de precios altos por encima del precio strike.

- **Pago asignado a la demanda de los operadores de red del estado:** Distribuir los componentes $\sum_j GI_j \cdot Pb$ y $DCfD$ entre comercializadores estatales a prorrata de su demanda de energía o de sus compras en bolsa. En este caso los pagos o ingresos de la demanda generados por los CfD, se distribuyen entre la demanda regulada asociada a los comercializadores del estado, evitando la exposición a bolsa de estos comercializadores que son en algunos casos, los comercializadores que actualmente tienen más problemas al momento de contratarse.

Concluye, además, que “La forma más orgánica de asignar los pagos o cobros de la energía asociada a los CfD es a prorrata de la demanda de energía de cada comercializador, similar a como funciona hoy en día el componente de restricciones R.”. Por lo que en este sentido, y bajo los principios de neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, señalados en la ley 143 de 1994, se estima que el hacer partícipe a la demanda regulada y no regulada beneficiaría al sistema y al mercado, por cuanto la mencionada prorrata reduciría la carga de pagos desde la demanda y mantendría cobertura ante condiciones de volatilidad de precios junto con la comercialización de FNCE que aportaría a la descarbonización de grandes consumidores de energía, tal como lo son una importante proporción de los usuarios no regulados.

1.1.8 Participación con otros mecanismos

Autogeneración

Un generador asignado con un CpD no podrá optar por un esquema de Autogenerador con esa misma capacidad asignada en un CpD. Si dicho generador ha optado previamente por un esquema de Autogenerador, entonces no podrá participar con esa misma capacidad a un CpD. Si opta por un esquema de Autogenerador, entonces se someterá a las reglas que para tal efecto disponga la normativa vigente, incluyendo, pero sin limitarse, la normativa sobre la conexión a la red. Lo anterior, teniendo en cuenta que el volumen de referencia sería energía despachado a la contraparte, cuyo pago correspondería a energía efectivamente transada y así evitar una sobreremuneración

Contratos bilaterales

El mecanismo de contrato por diferencias es un mecanismo sistémico y centralizado que cumple los propósitos holísticos ya enunciados en este documento; por lo tanto, el precio y el volumen del CpD están

reservados para cumplir dichos objetivos del sistema en su conjunto y no podrán usarse para otros propósitos, como los de los contratos bilaterales existentes en Colombia. En este sentido, bajo el esquema inicial propuesto, el CpD puede asimilarse a un contrato físico, porque está asociado a la producción de un generador específico.

De la misma forma, un generador asignado con un CpD no podrá optar por un contrato bilateral con la misma energía asignada en un CpD. Por lo que, si dicho generador ha optado previamente por un contrato bilateral, entonces no podrá participar con esa misma energía en un CpD. Un mismo proyecto de generación asignado con un CpD podrá pactar contratos bilaterales con la energía complementaria, si la hubiere, bajo las reglas que establezca la CREG, de tal manera que sea armónico con el funcionamiento del MEM.

Mercado de corto plazo

Los proyectos adjudicados con un mecanismo podrán participar libremente bajo las reglas del mercado spot. La CREG establecerá las reglas que considere apropiadas para la integración de los proyectos asignados en los aspectos operativos y comerciales del mercado mayorista, y del mercado spot en particular.

Cargo por confiabilidad para proyectos con un CpD

Los proyectos que resulten asignados con un CpD, han de acogerse a las disposiciones que la CREG defina sobre la armonización con otros mecanismos asociados a demanda nacional, de acuerdo con los términos establecidos en la política y en la regulación. Todo esto, bajo el entendido que la remuneración del cargo por confiabilidad hace parte del modelo de negocio y, por lo tanto, constituye una parte de los ingresos totales del generador.

La CREG deberá definir las condiciones que regulen sobre los proyectos asignados con un CpD y su potencial participación dentro del esquema de confiabilidad, así como lo asociado con las reglas de cálculo de la ENFICC, en la asignación de las OEF, y las demás reglas y regulación que la CREG considere para que el CpD armonice con el mercado de energía mayorista en su conjunto.

1.1.9 Esquemas de seguimiento y cumplimiento de obligaciones

Con el objetivo de asegurar la entrada en operación proyecto, así como el cumplimiento de obligaciones frente al mercado, la seguridad

operativa y las medidas de eficiencia en la formación de precios se formula el uso de una curva S con hitos que aseguren el avance de los proyectos hasta el punto de registro del mecanismo.

El desarrollo de las garantías se alinea con el esquema de garantías solicitadas en otros mecanismos presentes en Colombia, así como en contratos por diferencias en países como Dinamarca, tal como se muestra a continuación:

La Agencia Danesa de Energía⁴³ formula un esquema de obligaciones y garantías que incluye la Penalización de retención la cual cubre la no construcción de las plantas de generación, ya sea que exista previo aviso o exceder el plazo definido en la adjudicación. Igualmente, cubre el incumplimiento de al menos un 85% de la capacidad de manera proporcional al porcentaje no conectado.

Además, se exige una garantía de demanda que se enfoca en el cumplimiento de obligaciones previas a la firma del mecanismo y a la entrada en operación efectiva de la capacidad anteriormente señalada.

Sobre la garantía de cantidad mínima de energía, se establece un esquema análogo de obligaciones de entrega de energía al sistema siempre que esta represente un grado de disponibilidad. Para este caso, se hace uso del concepto presente en la regulación colombiana de energía en firme, el cual permite estimar una cantidad de energía que cada tecnología puede entregar con un grado de certeza suficiente sobre un periodo de tiempo. Por lo que, el carácter vinculante a largo plazo de la entrega de energía se garantiza mediante este instrumento, incentivando una participación activa en el mercado de energía mayorista.

Impactos de la integración de los Pagos por Diferencias en el mercado eléctrico colombiano.

Dentro de los análisis realizados, el estudio denominado “Impacto de la aplicación de los CfD en las tarifas de energía eléctrica en Colombia” señala que la implementación de este mecanismo, en si mismo, no representa un impacto considerable en los componentes del Costo Unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, sin embargo, la integración fuente de energía sobre la cual aplicará, si tendrá un efecto ante su integración al SIN.

⁴³ Danish Energy Agency. 2020. Conditions for the technology neutral tender of hybrid CfD for electricity generated by onshore wind turbines, open door offshore wind turbines, wave power plants, hydroelectric power plants and solar PV installations. Draft documents
Página 54 de 78

Desde el punto de vista ambiental, se identifican reducción de emisiones ante el desplazamiento de fuentes contaminantes y la reducción de costos por el uso de combustibles, que serían utilizados en la generación de energía al considerar un caso base en el que la expansión adicione las plantas de generación térmicas, tal como se observa en la figura 22.

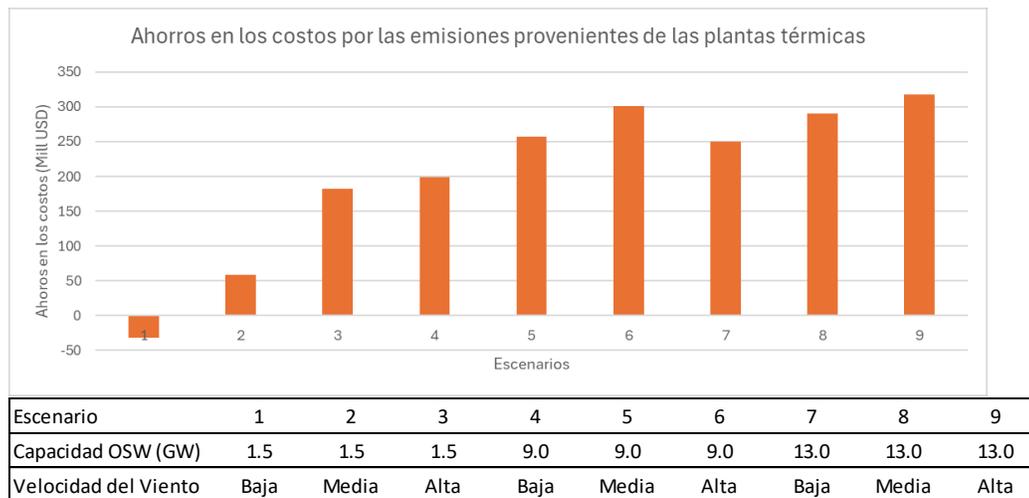


Figura 22 Ahorros en costos por emisiones provenientes de termoeléctricas. Fuente: Rightside, 2025

De acuerdo con el estudio, se define que el componente de transmisión, así como el de pérdidas podrían experimentar un aumento, esto debido a la necesidad de aumentar capacidad de transporte y por ende nueva infraestructura que sería remunerada por usuarios. Sin embargo, esto es independiente al mecanismo particular, sino a la integración de cualquier recurso y capacidad nueva. Lo anterior, requiere de un estudio eléctrico para constatar la hipótesis.

Por otra parte, los componentes de generación, comercialización y restricciones pueden presentar reducciones importantes dependiendo de la localización, tipo de tecnología y capacidad instalada.

Utilizando escenarios de integración de energía eólica costa afuera como FNCER beneficiaria del mecanismo, se formularon los siguientes escenarios de proyecciones,

*Tabla 8 Escenarios de expansión de proyectos eólicos costa afuera propuestos por el Ministerio de Minas y Energía.
Fuente: Rightside, 2025*

Escenario	MW	Año	Zona
Bajo 1500 MW	500	2035	Occidental
	500	2040	
	500	2045	
Medio 9000 MW	1000	2035	Occidental
	500	2036	
	1300	2038	
	500	2040	
	500	2038	Central
	600	2039	
	1000	2044	
	1500	2045	
	500	2046	
	1600	2047	
Alto 13000 MW	1000	2035	Occidental
	1500	2036	
	500	2038	
	1000	2039	
	500	2045	
	1000	2038	Central
	800	2039	
	1700	2044	
	1200	2045	
	500	2047	
	500	2048	
800	2047	Oriental	
2000	2048		

El estudio señala que La componente G del CU podría reducirse, como consecuencia de la disminución en los precios de bolsa que produce la generación de energía proveniente de FNCER, que para los escenarios proyectados se consideran los proyectos eólicos costa afuera. El impacto de esta reducción, a partir de los supuestos considerados en las simulaciones y cálculos realizados, podría oscilar entre 0.5 COP/kWh y 94.5 COP/kW, tal como se evidencia en la figura 23.

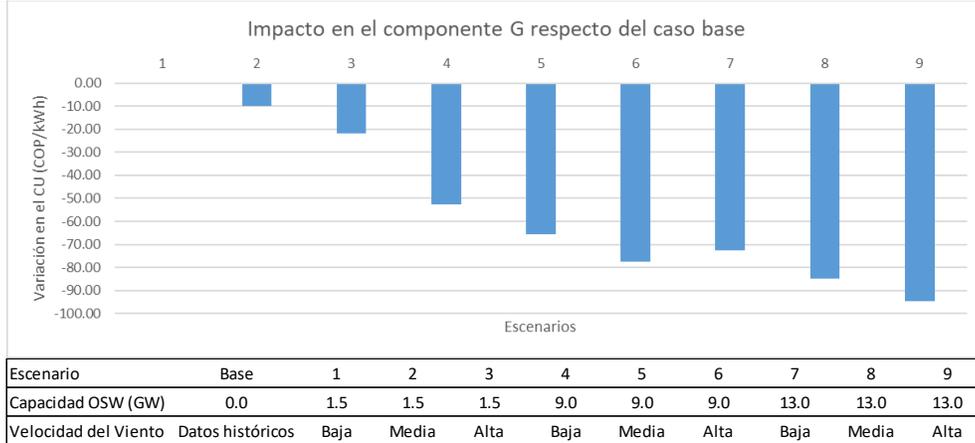


Figura 23 Impacto en la componente de generación ante el uso de CpD bajo diferentes escenarios frente al caso base. Fuente: Rightside, 2025

En contraste, se evidencia un aumento de los costos provenientes de las diferencias que se les pagan a los agentes generadores que resulten beneficiados del mecanismo. El impacto de este aumento, a partir de los supuestos considerados en las simulaciones y cálculos realizados, podría oscilar entre 7.1 COP/kWh y 109.4 COP/kWh de acuerdo con la figura 24. Estos valores dependerán de las condiciones finales del diseño propuesto para los contratos por diferencias, de los precios strike que se asignen a dichos contratos, y del comportamiento futuro del mercado de energía en el largo plazo.

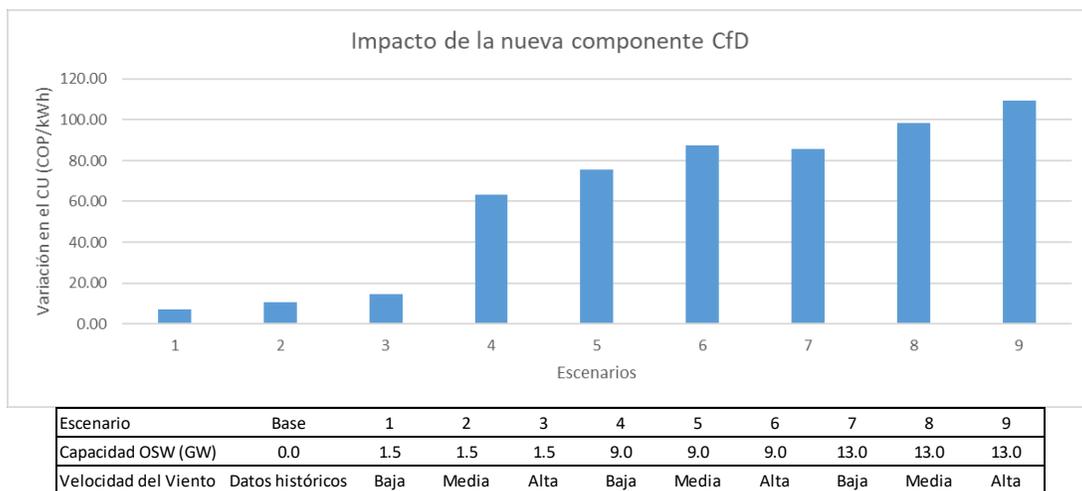


Figura 24 Impacto los pagos de CpD ante el uso de CpD bajo diferentes escenarios frente al caso base. Fuente: Rightside, 2025

Asimismo, los costos anuales de este componente de CpD se visualizan a continuación,

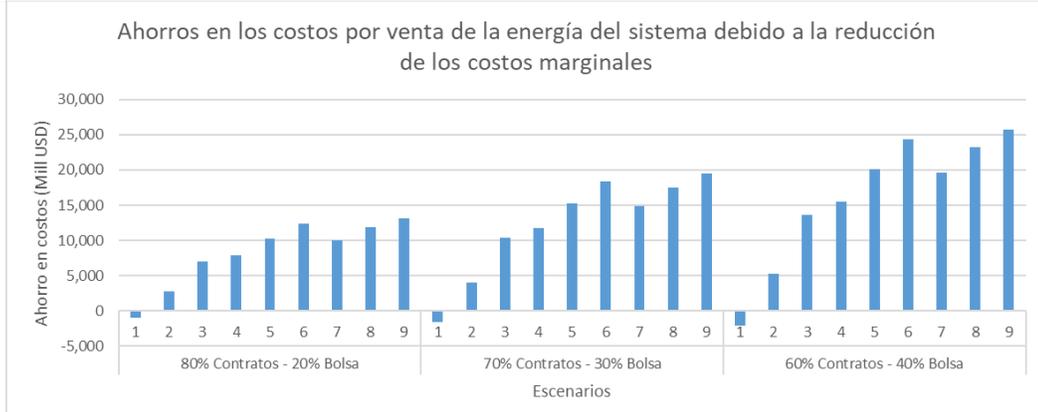
Año	Expansión baja			Expansión media			Expansión alta		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2035	21,596	47,528	153,995	106,472	220,546	529,619	119,511	273,591	575,983
2036	165,152	239,607	395,329	890,640	1,219,710	1,735,224	2,190,461	2,997,736	3,911,907
2037	504,084	659,059	845,972	2,040,892	2,444,056	2,778,345	3,847,461	4,425,710	4,906,623
2038	452,946	609,260	819,734	4,828,947	5,630,341	6,277,554	5,961,225	6,804,565	7,573,567
2039	234,385	365,831	566,503	4,970,561	6,094,217	7,137,740	8,096,466	9,591,861	10,767,684
2040	214,382	387,959	960,872	4,914,973	6,520,300	8,262,963	7,387,683	9,613,020	10,783,900
2041	256,997	457,662	961,348	4,082,320	5,780,009	7,590,559	6,615,003	8,828,330	10,266,864
2042	429,367	646,640	1,063,995	3,712,192	5,678,155	7,652,317	6,663,242	8,701,105	10,493,533
2043	1,114,738	1,527,686	1,793,790	6,385,006	7,417,680	8,399,195	8,387,478	9,653,912	10,851,313
2044	1,091,075	1,520,604	1,771,477	7,787,846	8,958,152	10,094,693	11,020,836	12,519,287	14,000,036
2045	1,186,162	1,932,839	2,442,691	9,788,585	11,331,598	12,832,615	13,096,946	14,765,801	16,505,989
2046	791,011	1,433,787	2,215,704	10,454,234	12,319,854	14,025,298	13,002,577	14,956,796	16,839,475
2047	649,511	1,242,419	1,969,281	12,456,627	14,843,240	17,088,613	14,329,509	16,514,924	18,941,120
2048	927,284	1,415,410	2,107,326	12,537,407	15,410,694	17,342,244	18,531,407	20,471,898	22,146,669
2049	1,884,708	2,343,750	2,742,979	13,438,907	15,313,286	17,271,395	18,047,417	19,619,643	20,900,054
2050	1,265,725	1,564,204	1,818,480	11,849,641	13,516,720	15,334,178	16,617,152	18,174,129	19,591,700
Total	11,189,125	16,394,244	22,629,475	110,245,250	132,698,557	154,352,553	153,914,374	177,912,307	199,056,417

Escenario	Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidad OSW (GW)	0.0	1.5	1.5	1.5	9.0	9.0	9.0	13.0	13.0	13.0
Velocidad del Viento	Datos históricos	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta

Figura 25 Costos anuales de los PpD según el escenario de expansión de eólica costa afuera. Fuente: Rightside, 2025

Por lo que, señala también que, La incorporación masiva de proyectos renovables intermitentes podría requerir de la contratación de servicios y/o productos adicionales en el sector eléctrico, que permitan garantizar la confiabilidad de la operación en el largo plazo, y que, a su vez, podrían impactar el CU. La determinación de estos impactos requiere del desarrollo de estudios eléctricos detallados que permitan determinar el impacto de la intermitencia y la variabilidad de estas fuentes en la operación del sistema. Así mismo, estos proyectos también pueden generar impactos positivos (externalidades) en otros sectores económicos (salud, generación de empleo, entre otros), que requerirían del desarrollo de estudios económicos detallados para cuantificar el impacto de estos en la economía local.

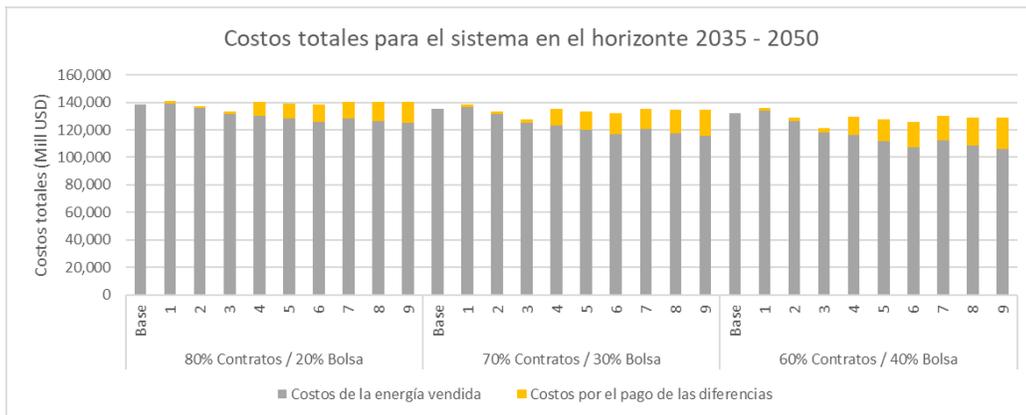
Por otro lado, al considerar una distribución diferente de la participación de las transacciones en la bolsa frente al total de energía contratada en el largo plazo, se observa que los beneficios aumentan ante una mayor exposición a la bolsa de la demanda en general, tal como se aprecia en la figura 26.



Escenario	Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidad OSW (GW)	0.0	1.5	1.5	1.5	9.0	9.0	9.0	13.0	13.0	13.0
Velocidad del Viento	Datos históricos	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta

Figura 26 Ahorro en los costos de compra de energía según la distribución de modalidad de contratación de energía. Fuente: Right Side, 2025

Igualmente, se puede observar en la figura 27 que los costos por la compra de energía del sistema, ante eventuales cambios en la distribución de transacciones en bolsa frente al mercado de contratos, presentan casos de beneficios frente a un escenario base, en el que no se implementa un CpD, para el caso de la energía eólica costa afuera.



Escenario	Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidad OSW (GW)	0.0	1.5	1.5	1.5	9.0	9.0	9.0	13.0	13.0	13.0
Velocidad del Viento	Datos históricos	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta

Figura 27 Costos totales por venta de energía y por PpD según la distribución de modalidad de contratación de energía. Fuente: Right Side, 2025

Finalmente, algunas de las conclusiones generales sobre la implementación del mecanismo que el consultor realizó a partir del estudio citado son las siguientes:

- En el análisis de la componente de comercialización y en el contexto de la propuesta desarrollada, se concluye que el componente de comercialización de la energía asociada a los CfD puede reducirse, ya que para esta contratación no hay una gestión directa de los comercializadores y su participación se limitaría al recaudo de los pagos de los CfD en la tarifa del usuario final
- Puede afirmarse que la introducción de los CfD en el mercado colombiano reduce el componente G del CU
- El beneficio para la demanda se captura de forma directa para las compras en bolsa, pero en contraprestación, la demanda pagará un nuevo componente de diferencias que aumentará a medida en que los precios de bolsa disminuyan
- El mecanismo de CfD es un mecanismo de estabilización tarifaria. Horas de vientos bajos, indisponibilidades programadas y no programadas, retrasos en la expansión, crecimientos en la demanda y otros fenómenos climáticos, pueden elevar los precios de bolsa a niveles superiores a las señales de escasez. En estos casos la demanda que este asignada a los CfD, no percibirá estas alzas en precio ya que, en el contexto de la propuesta de este estudio, la demanda siempre paga el precio strike por la energía asociada a los CfD.
- En general, el mecanismo de CfD presentó beneficios adicionales que protegen a la demanda ante situaciones que pueden generar precios más altos de los esperados y simulados en el presente estudio, y adicionalmente, pueden eliminar intermediarios en el proceso de compra de la energía, convirtiéndose en un mecanismo adecuado para un mercado colombiano moderno y eficiente.
- El mecanismo de CfD se convierte en un nuevo mecanismo de expansión en Colombia, que puede garantizar la confiabilidad en la atención de la demanda en el largo plazo y a su vez, aporta a los compromisos de descarbonización y reducción de tarifas de energía.

1.1.10 Criterios y tecnologías de la primera ronda de adjudicaciones del mecanismo de Pago por Diferencias

Energía eólica costa afuera

Desde el punto de vista de la seguridad, resiliencia y complementariedad, se ha identificado un gran potencial de la energía eólica costa afuera. Al ser un recurso que presenta una clara complementariedad con la generación hidráulica a escala temporal, especialmente con el fenómeno de El Niño (figura 28), con lo cual, investigaciones como la realizada por Echeverri⁴⁴, señalan que esta capacidad podría apoyar en la expansión de la oferta de bajas emisiones requerida para suplir la demanda en el mediano y largo plazo

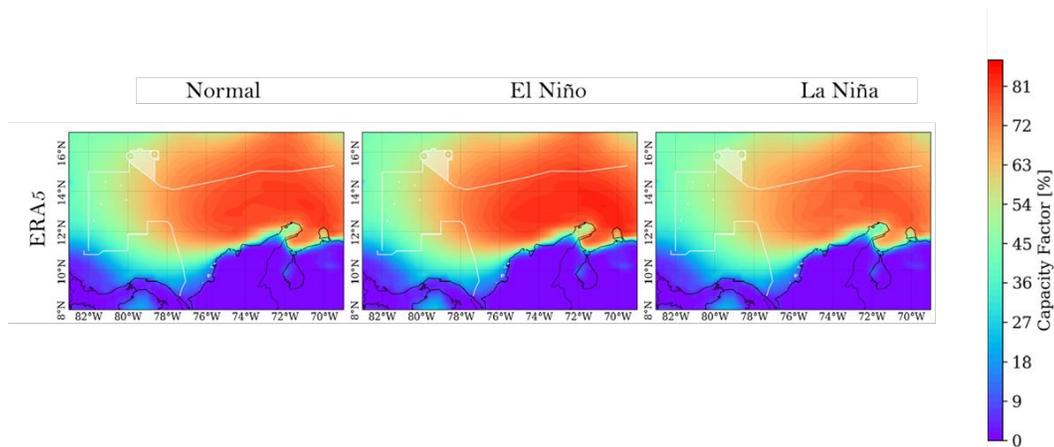


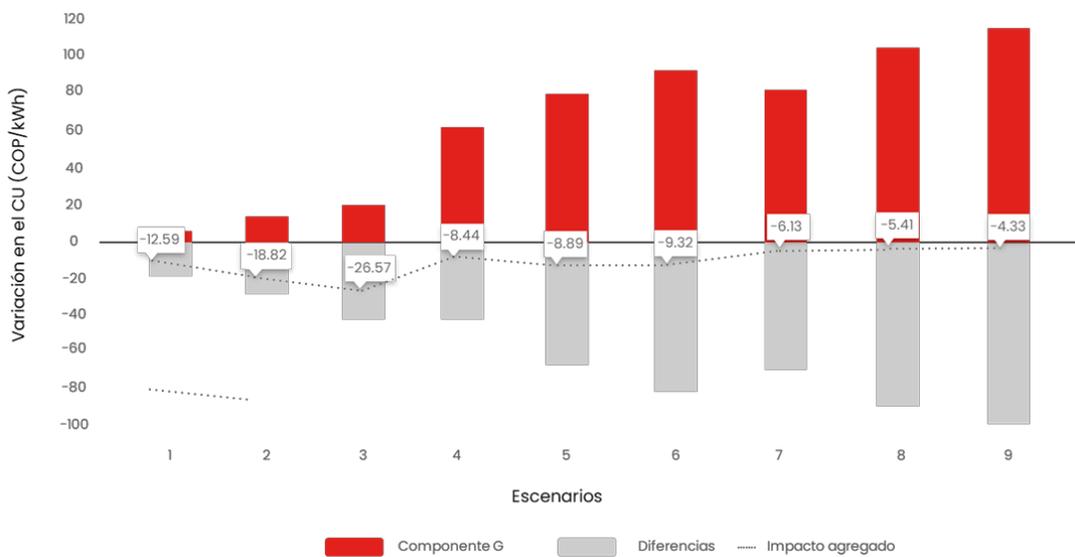
Figura 28 Factores de planta según ciclo temporal en el caribe Colombiano. Fuente: Echeverri 2021

Adicionalmente, bajo los escenarios de penetración de la energía eólica costa afuera, la consultora RightSide ha concluido que “En las simulaciones energéticas realizadas se evidencia la complementariedad energética que se logra con las OSW. Los precios futuros se muestran con tendencia a la baja; además, los veranos fuertes dejan de ser un problema, fortaleciendo la confiabilidad energética del sistema interconectado”.

Igualmente, ha señalado que “*estos proyectos también pueden generar impactos positivos (externalidades) en otros sectores económicos (mejoras en la salud, generación de empleo, desarrollo portuario, beneficios para las comunidades locales, entre otros),*”

⁴⁴ Echeverri, J. 2021. Estudio del Potencial Eólico en Colombia y su complementariedad con fuentes de generación hidráulica. Universidad Nacional de Colombia

Finalmente, indica que “El impacto en el CU de los CfD analizados en este estudio, que fueron diseñados para generadores OSW, presentan beneficios que se traducen en disminución de los componentes del CU. Específicamente: reducción en el componente de generación, reducción en el componente de comercialización y posible reducción en el componente de restricciones. Por otra parte, estos beneficios son neutralizados por el nuevo componente de diferencias que hace que, en términos netos, el componente CU de la tarifa presente un leve incremento⁴⁵. En la Figura, se muestran escenarios con reducciones de 6.56 COP/kWh y aumentos de hasta 14.82 COP/kWh en el CU, que se consideran muy bajos, lo que quiere decir que los CfD, no representarían un sobrecosto importante para la demanda. Incluso, se realizaron simulaciones comparando con un caso base menos renovable y se obtuvo un CU más bajo en todos los casos, llegando a disminuciones hasta de 26.57 COP/kWh,” Tal como se presenta en la siguiente figura,



Escenario	Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidad OSW (GW)	0.0	1.5	1.5	1.5	9.0	9.0	9.0	13.0	13.0	13.0
Velocidad del Viento	Datos históricos	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta

Figura 29 Impactos consolidados tras la implementación de los PpD bajo diferentes escenarios de expansión de eólica costa afuera y sus regímenes de viento. Fuente: Rightside, 2025

Por lo que, al identificar potenciales beneficios, no solo en precios al usuario final en el mediano y largo plazo, sino ante condiciones de resiliencia y

⁴⁵ El resultado solo considera el impacto en el componente G más las diferencias.

seguridad energética, se establece la inclusión de esta FNCE en la primera ronda de adjudicaciones del mecanismo. Lo anterior aunado a la ronda de asignaciones de Permisos de Ocupación Temporal que actualmente se encuentra en curso en el país, y bajo la cual se establecerían los primeros proyectos a realizarse en el caribe colombiano.

Geotermia

Igualmente, bajo la experiencia de la sexta ronda de asignaciones de contratos por diferencias realizada por Reino Unido, en las cuales se otorgaron dichos mecanismos a proyectos geotérmicos, así como el análisis que realizó Rightside sobre la integración de energía geotérmica en Colombia (figura 30). Dicha tecnología cumple con características de complementariedad, firmeza, las cuales apuntan a una rápida descarbonización, y respaldo a la generación variable, pero con riesgos de precio y necesidades de apalancamiento a largo plazo para su integración a la matriz energética del país.

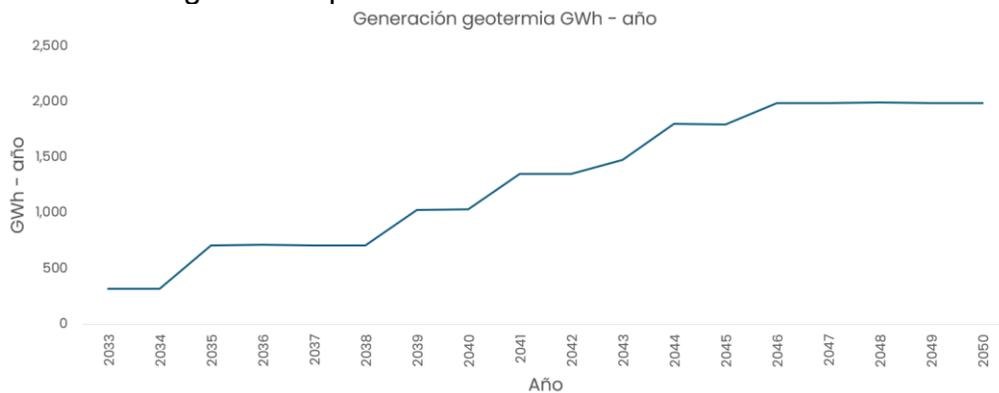


Figura 30 Generación geotérmica proyectada según expansión optimizada. Fuente: Rightside, 2025

Distribución de diferentes divisas en la indexación

Sobre las condiciones de la primera ronda, y con el objetivo de establecer los límites de indexación bajo n indicador de carácter local, se tuvieron en cuenta los costos de capital que podrían ser asociados a comportamientos propios de la economía nacional, considerando que estos podrían responder a indexadores como el IPP de oferta interna, al menos hasta la FPO del proyecto. Por lo que se analizó la estructura de costos y se encontró que un límite adecuado podría ser el 15% del total de costos siendo indexado por un indicador que se ligase a la economía colombiana, o local, tal como lo señala la tabla 9, en la que se presenta el ejemplo de caso de Reino Unido y una cadena de suministro madura.

Tabla 9 Distribución de costos de capital en un proyecto eólico costa afuera y su participación porcentual frente al valor total. Fuente: ESMAP, 2025

Actividad intensiva en costos de capital (CAPEX)	Costo medio de un proyecto en el mercado de Reino Unido (\$usd/MW)	% del total	% del total que puede ser atendido localmente
Instalacion de turbinas	\$131,960.00	2.71%	2.71%
Suministro de turbina	\$2,203,992.00	45.32%	
Suministro de transmision	\$382,815.00	7.87%	
Instalacion de subestacion offshore	\$97,675.00	2.01%	2.01%
Suministro de subestacion offshore	\$115,129.00	2.37%	
Cimentaciones (suministro y instalacion)	\$928,270.00	19.09%	4.0% (20% de costos)
Cables (suministro y instalacion)	\$846,000.00	17.40%	3.4% (20% de costos)
Costos de desarrollo	\$157,624.00	3.24%	1.5%
Total	\$4,863,465.00	100.00%	13.62%

Tipo de adjudicación del mecanismo

Al tener en cuenta los procesos activos de otorgamiento de derechos de exploración o aprovechamiento de FNCE, como lo son la ronda eólica costa afuera, reglamentada por la resolución 40284 de 2022, así como el otorgamiento de permisos de exploración de la energía geotérmica mediante la resolución 40302 de 2022, se identifica que estas tecnologías no se han integrado en la matriz eléctrica del país. Además, las condiciones para el desarrollo de los proyectos asociados a estas tecnologías serán estimables y predecibles por parte del Estado, por cuanto cada permiso de los mencionados permitirá modelar precios que faciliten definir precios que puedan cubrir costos y maximizar el beneficio para el sistema.

En este sentido, bajo los criterios que se consideran en un marco regulatorio maduro como el del Reino Unido¹, pero con un diseño adaptado a tecnologías incipientes, se identifica una alineación de las tecnologías formuladas con las características perseguidas para su desarrollo en Colombia. A continuación, se listan dichas condiciones:

- Los precios administrados se basan en los costos más actualizados de la generación de electricidad, considerando las condiciones políticas, de mercado y otros factores que permitan garantizar eficiencia de precios para los consumidores.

- Los precios administrados fomentan una participación en las rondas de asignación como un nivel mínimo necesario para fomentar nuevas inversiones razonables, al mismo tiempo que se garanticen beneficios para el sistema.
- Con la construcción de curvas de oferta, que pueden asociarse a tecnologías o grupos de ellas, que permitan mantener una rentabilidad suficiente para los proyectos al mismo tiempo que se garantice el cumplimiento de metas de adiciones de capacidad, innovación e inversión.

Con lo anterior, y de acuerdo con lo señalado por el Departamento para la seguridad energética y cero neto de Reino Unido, los precios administrados desempeñan un rol importante en la protección de los consumidores ante altos costos de la energía.

Dentro de la selección de un tipo de asignación considerando la energía eólica costa afuera y sus características incipientes, se debe considerar el concepto de sesgo cognitivo el cual surge debido a escasez de información histórica o asimetría de información del recurso primario, derivado del hecho que es una tecnología emergente en el país. Para el caso de la eólica marina, la información especializada del recurso primario no existe en Colombia y será recolectada por las propias empresas, lo cual genera asimetría de esa información y potencial poder de mercado para las empresas que han recolectado los datos.

La asimetría se presenta no solo entre las mismas empresas, sino entre las empresas y la entidad que convoca la subasta. En un entorno competitivo, la asimetría de información incentiva el comportamiento estratégico de los competidores. Por tanto, para la primera convocatoria es recomendable amortiguar los impactos de la asimetría de la información, mediante una asignación administrada, ya que será la entidad convocante quien tenga la información agregada suministrada por las empresas, pero que, en un principio, no será compartida entre las empresas mismas.

Por lo anterior, se prioriza la asignación administrada bajo los criterios de control sobre los precios de las tecnologías incipientes, la mitigación de posibles efectos adversos sobre los consumidores y la predictibilidad sobre los resultados de las asignaciones del mecanismo frente a proyectos que avanzarían en el desarrollo de procesos de exploración y posterior aprovechamiento de FNCE que se materialicen en tecnologías que resulten beneficiadas del pago por diferencias. Este esquema podría cambiar a uno competitivo cuando el mercado tenga algunos proyectos implementados, permitiendo así esquemas competitivos bajo los cuales se puedan predecir

resultados alineados con las metas y ambiciones de integración de cada FNCE.

Volumen y precio de referencia en la primera ronda

Desde el análisis realizado por la consultora Rightside se define que, bajo las condiciones vigentes del mercado de energía mayorista, las características de cantidad de energía y el precio de mercado o de referencia deberían ser la energía despachada, así como el precio de bolsa, respectivamente. Lo anterior, fue desarrollado por el estudio citado en la sección 1.1.5.1 de este documento, específicamente adoptando las recomendaciones descritas en el literal denominado “**Características mínimas del mecanismo bajo el contexto del mercado Colombiano**” se fijan las condiciones aplicables para la primera ronda de adjudicaciones del mecanismo.

Plazo de ejecución de la primera ronda de adjudicaciones del mecanismo

Dadas las condiciones de la primera ronda, se establece un plazo dependiente de las obligaciones asociadas a las FNCE incluidas en la primera ronda. En este sentido, se permite desarrollar un tiempo flexible ante el desarrollo de los potenciales proyectos, pero en coordinación con los hitos relevantes de estos, así como con el tiempo suficiente para la expedición de la regulación necesaria y la construcción de pliegos que detallan las condiciones de la ronda.

1. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La resolución aplica a los promotores y/o representantes de proyectos de generac asociados a las tecnologías de FNCE identificadas en cada convocatoria mecanismo, así como para agentes comercializadores de energía eléctrica y demanda nacional definidos a continuación en estos lineamientos. Igualmente, apl a las personas y entidades que tengan interés o competencia en el objeto de resolución.

2. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo.

El proyecto normativo se expide con sustento en las competencias otorgadas en las siguientes normas:

Ley 143 de 1994 *“por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia de energética.”*,

Artículo 2º. El Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

Artículo 4º. El Estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá los siguientes objetivos en el cumplimiento de sus funciones:

a) Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país;

b) Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector;

c) Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Parágrafo. Si los diversos agentes económicos desean participar en las actividades de electricidad, deben sujetarse al cumplimiento de los anteriores objetivos.

Artículo 6º. Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

El principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.

En virtud del principio de calidad, el servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos que se establezcan para él.

El principio de continuidad implica que el servicio se deberá prestar aun en casos de quiebra, liquidación, intervención, sustitución o terminación de contratos de las empresas responsables del mismo, sin interrupciones diferentes a las programadas por razones técnicas, fuerza mayor, caso fortuito, o por las sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones.

El principio de adaptabilidad conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.

El principio de neutralidad exige, dentro de las mismas condiciones, un tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio.

Por solidaridad y redistribución del ingreso se entiende que al diseñar el régimen tarifario se tendrá en cuenta el establecimiento de unos factores para que los sectores de consumo de mayores ingresos ayuden a que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los consumos de electricidad que cubran sus necesidades básicas.

Por el principio de equidad el Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población.

Artículo 20. En relación con el sector energético la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible.

Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su

integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.

Decreto 381 de 2012, por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, Art 2 funciones:

“(....)

3. *Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.*

4. *Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía.*

5. *Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país.”*

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

El Decreto 381 de 2012 se publicó en el Diario Oficial 48.345 del 16 de febrero de 2012 y se encuentra vigente, especialmente los artículos 2 y 5.

La Ley 1715 de 2014 se publicó en el Diario Oficial 49150 del 13 de mayo de 2014 y se encuentra vigente.

El Decreto 1073 del 2015 se publicó en el Diario Oficial 49.523 del 26 de mayo de 2015 y se encuentra vigente.

La Ley 2099 de 2021 se publicó en el Diario Oficial 51731 del 10 de julio de 2021, se encuentra vigente, especialmente los artículos 21, 21-1 y 21-2.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

El proyecto normativo no deroga, modifica, adiciona o sustituye expresamente ninguna norma.

2.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción).

Mediante correo electrónico de fecha 29 de enero de 2025, el Grupo de Defensa Judicial y Seguimiento a Fallos de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía rindió el informe sobre decisiones judiciales en los siguientes términos:

El proyecto “Por medio de la cual se definen las reglas generales para la implementación de un mecanismo bajo un esquema de pago por diferencias, que promueva la contratación de energía a largo plazo a partir de tecnologías de bajas emisiones y se establecen los lineamientos para la primera ronda de adjudicaciones del mecanismo”. Para la elaboración del mismo se verificó la base de datos de los procesos judiciales que manejamos de la OAJ y otras fuentes de información oficial disponibles:

- *Artículo 2, 4, 6, 20 y 85 de la ley 143 de 1994;*
- *Los numerales 3, 4 y 5 del artículo 2 del decreto 381 de 2012.*
- *Artículo 1 de la Resolución MME 90325 de 2014*
- *Artículo 6 de Ley 1715 de 2014*

Una vez revisada la base de datos, se tiene que, contra las demás normas consultadas, no aparecen a la fecha demandas y/o notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos. Así mismo se consultó la página de SUIN-JURISCOL y no se encontraron anotaciones de vigencia, por lo que se encuentra aparentemente “vigente”.

Tampoco aparecen en la página de la Corte Constitucional demandas contra estas disposiciones normativas que se encuentren pendientes o con sentencia, de acuerdo con lo cual se entiende que están surtiendo plenos efectos.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las resoluciones 40310 y 41304 de 2017 expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, el texto del proyecto de resolución se publica para comentarios de la ciudadanía en la página web del Ministerio de Minas y Energía por un periodo de quince (15) días calendario desde el día 11 de febrero al 26 de febrero del 2025.

De conformidad con los artículos 2.2.2.30.5 y 2.2.2.30.6. del Decreto 1074 de 2015, y en el marco de las buenas prácticas regulatorias, el Ministerio de Minas y Energía solicitó concepto sobre abogacía de la competencia a la Delegatura para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio. Mediante oficio 25-284104-8-0 radicado en el Ministerio de Minas y Energía con el número 1-2025-035679 del 17 de julio de 2025, la Superintendente Delegada para la protección de la competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio – SIC emitió el concepto de abogacía de la competencia, presentando recomendaciones al proyecto de resolución, suscitando complementos y ajustes a esta memoria justificativa, las cuales se listan y atienden respetivamente a continuación:

1) En relación con el artículo 8: **i) Priorizar** los esquemas competitivos para la asignación de los mecanismos de **PpD**, de modo que los esquemas administrados tengan una aplicación residual y excepcional; y **ii) Precisar** los criterios que deberán ser tenidos en cuenta para determinar los eventos en que será procedente –de manera residual y excepcional– la asignación mediante esquemas administrados.

Frente a lo anterior, se dispusieron dentro del acto administrativo características particulares bajo las cuales se consideraría un proceso de asignación administrado, el cual debe ser justificado dentro del análisis de conveniencia cuya publicación a comentarios de los interesados permitirá avalar esta misma justificación ante la Superintendencia de Industria y Comercio - SIC, tras el análisis de las observaciones presentadas por los actores relevantes e involucrados.

2) En relación con el artículo 32: **i) Evaluar** la posibilidad de incluir en el **proyecto** una disposición que especifique que, en el evento en que decida delegar la administración del proceso, dicha delegación deba realizarse mediante un proceso competitivo que garantice la concurrencia, la libre competencia y la selección objetiva del administrador. Así mismo, se recomendará **fijar** las condiciones que se deberán tener en consideración para la selección de este agente teniendo en cuenta a la independencia entre el administrador del proceso competitivo y los proponentes como uno de los principales criterios a respetar.

Con el fin de atender a los lineamientos de transparencia y selección del administrador, desde el regulador se dispone de un lineamiento en el contenido del acto administrativo sobre la selección de dicho administrador bajo un proceso sujeto a los principios de transparencia, economía, responsabilidad y aquellos que rigen la administración pública en consonancia con la normativa vigente de administración y contratación pública.

3) En relación con el artículo 35: **i) Complementar** y fortalecer la justificación de su decisión de realizar la convocatoria para la primera adjudicación del mecanismo **PpD** mediante un esquema de asignación administrada.

Desde el Ministerio de Minas y Energía se complementaron y detallaron las condiciones que sustentan la selección de un esquema administrado de adjudicación del mecanismo para la primera ronda. Estas adiciones se realizan en la memoria justificativa que acompaña el acto administrativo.

4) En relación con la convocatoria para la primera adjudicación del mecanismo **PpD**: **i) Fortalecer** la justificación de todos los criterios definidos para la primera convocatoria del mecanismo **PpD** en la memoria justificativa, así como considerar de manera sustantiva los comentarios presentados por los agentes del mercado. **ii) Considerar** publicar el estudio realizado en el marco de la “Consultoría para la simulación y cálculo de impactos de la incorporación de energía eólica costa afuera en el mercado de energía mayorista colombiano a través del mecanismo de contratos por diferencias” desarrollada por **RIGHTSIDE S.A.S.** con el apoyo del **WORLD BANK GROUP**.

Respecto a la recomendación de fortalecer la justificación sobre las condiciones y criterios de la primera ronda, se complementaron las razones de selección y definición de principios generales de la primera ronda de asignación de mecanismos, la cual, además, deberá detallarse y desarrollarse en el análisis de conveniencia. Desde el regulador se deja explícito que la mayoría de estos criterios han tenido en cuenta los resultados de la consultoría de análisis técnico-económico realizado por el estudio citado por la SIC, con lo cual se aclara y referencia el sustento correspondiente dentro de la memoria justificativa final del acto administrativo.

Por otra parte, desde el Ministerio de Minas y Energía se están planeando y coordinando espacios y jornadas de socialización en los cuales se invitará al consultor citado por la Superintendencia para presentar los estudios en mención.

5) En relación con las tecnologías consideradas: se recomienda en futuras convocatorias **i) garantizar** condiciones abiertas, competitivas y técnicamente justificadas para evitar que el mecanismo derive en esquemas cerrados que limiten innecesariamente la competencia. Así mismo, puntualmente se deberá **ii) Reforzar** la justificación técnicaeconómica de la inclusión de la energía eólica costa afuera en la primera ronda de adjudicación del mecanismo y de las otras tecnologías que finalmente sean seleccionadas por el **MME** o el administrador del proceso que éste seleccione para ser parte de la primera ronda.

Al considerar esta recomendación de la SIC, desde el Ministerio de Minas y Energía se interpreta como una recomendación de proceso e implementación del mecanismo, la cual no suscita cambios en el contenido ni justificación particular del acto administrativo. Lo anterior, teniendo en cuenta que los lineamientos presentes en el proyecto remitido contienen principios de objetividad, libre concurrencia y demás aspectos legales y deseables en el marco de procesos de adjudicación regulados por entidades estatales. En este sentido, se puntualiza que dentro del análisis de conveniencia se deben sustentar las condiciones de asignación que este Ministerio deberá definir en la convocatoria y cuyas características deberán surtir el proceso de publicación a comentarios, así como de evaluación de abogacía de la competencia, de acuerdo con la normativa actualmente vigente.

Respecto a reforzar la justificación de la inclusión de la energía eólica costa afuera como una de las Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE, desde el regulador del mecanismo se aclaró en la memoria justificativa que dichos análisis fueron presentados en secciones previas del documento. Además de remitirse en la memoria justificativa al estudio citado por la Superintendencia, es importante puntualizar que esta última establece en el concepto remitido que:

“(...) la Superintendencia reconoce que desde el punto de vista técnico existen fundamentos que respaldan la inclusión prioritaria de la eólica costa afuera y la geotérmica. La matriz energética nacional, de carácter hidrotérmico, es vulnerable a fenómenos como El Niño, lo cual exige diversificación para garantizar la seguridad del sistema.

Tecnologías como la solar, eólica, biomasa y geotérmica presentan complementariedades temporales con la hidroelectricidad y pueden contribuir a la resiliencia operativa. Además, su incorporación ha sido asociada con posibles reducciones en el componente de generación (G) del Costo Unitario (CU) y con mayor estabilidad tarifaria frente a la volatilidad del precio de bolsa. En particular, la energía eólica costa afuera ha sido identificada como una fuente con alto potencial para mejorar la confiabilidad del sistema, sobre todo en periodos secos, y con externalidades positivas en términos de inversión portuaria, empleo y desarrollo regional. Por su parte, la tecnología geotérmica ofrece generación firme y estable, aunque requiere mecanismos específicos de apalancamiento financiero debido a sus altos costos iniciales y riesgos exploratorios”.

Además, señala que,

“(…) la Superintendencia recomienda que, en futuras convocatorias, se garanticen condiciones abiertas, competitivas y técnicamente justificadas para evitar que el mecanismo derive en esquemas cerrados que limiten innecesariamente la competencia. Así mismo, puntualmente se deberá reforzar la justificación técnica-económica de la inclusión de la energía eólica costa afuera en la primera ronda de adjudicación del mecanismo y de las otras tecnologías que finalmente sean seleccionadas por el MME o el administrador del proceso que éste seleccione para ser parte de la primera ronda.”

Con lo cual se interpreta como una recomendación centrada en la justificación que se deberá realizar al momento de convocar la ronda de asignaciones. Por lo que, desde el Ministerio de Minas y Energía, se considera aclarada y abordada esta recomendación.

- 6) En relación con el Análisis de Conveniencia: i) **Fortalecer** el contenido del análisis de conveniencia a través de la incorporación de criterios mínimos obligatorios. Entre ellos, se sugiere incluir una evaluación del impacto esperado sobre la estructura del mercado, el número de agentes potencialmente afectados con la medida y los efectos proyectados en los precios y tarifas al usuario final. Así mismo, el análisis debería contener una justificación sobre la selección entre esquemas de asignación competitiva y administrada según la recomendación ya dada, así como entre distintas tecnologías, considerando sus costos nivelados, madurez tecnológica, tiempos de desarrollo y riesgos asociados. ii) Evaluar la pertinencia de definir una metodología estándar para la elaboración

del análisis, incluyendo los modelos, supuestos, fuentes de información y escenarios utilizados.

En este sentido, dentro del acto administrativo se incluyeron análisis particulares mínimos que deberán incluirse dentro del análisis de conveniencia, por lo que, alineado con la recomendación, se incluyeron análisis de impacto sobre el mercado energético, los potenciales efectos sobre los agentes, de las alternativas de asignación, de alineación con los planes de expansión, de costos de cada tecnología en el mercado, de aportes a la seguridad energética, de alivio de requerimientos operativos, así como efectos en los precios y tarifas para el usuario final, entre otros análisis particulares que se consideren relevantes.

Por otra parte, se incluye un lineamiento en la regulación, el cual establece que *“el análisis de conveniencia que se publica a comentarios deberá describir la metodología bajo la cual se realizan las evaluaciones y selección de características de la ronda y la justificación de la misma.”*, con lo cual se considera atendida la recomendación específica de la Superintendencia.

- 7) En relación con el Capítulo IV ^{Tu texto aquí 1} sobre Garantías del Mecanismo: **i) Considerar** establecer rangos orientativos o criterios técnicos para el cálculo de la garantía de seriedad, de modo que se garantice su proporcionalidad frente al tamaño del proyecto; **ii) Considerar** dar un lineamiento general para que la garantía de entrega de energía considere niveles diferenciados de exigencia según el tipo de tecnología, el grado de madurez del proyecto y los riesgos técnicos asociados; y **iii) Justificar** de manera amplia y suficiente los términos y porcentajes estipulados para la garantía de puesta en operación. Adicionalmente, **iv) Ampliar** la justificación de cada una de las garantías dentro del proyecto o de su memoria justificativa; **v) Considerar** implementar un proceso transparente y objetivo para la sustitución de garantías por otras equivalentes y **vi) Revisar** si procede la expedición de parámetros preliminares sobre montos o modalidades admisibles sobre cada tipo de garantía.

Dentro de los alcances de la regulación a expedirse, desde el Ministerio de Minas y Energía se considera que la regulación y términos de las garantías que se establecen en el acto administrativo que dispondrá una regulación para estas, tales como las garantías de conexión del proyecto al Sistema Interconectado Nacional – SIN, compromisos de entrega de

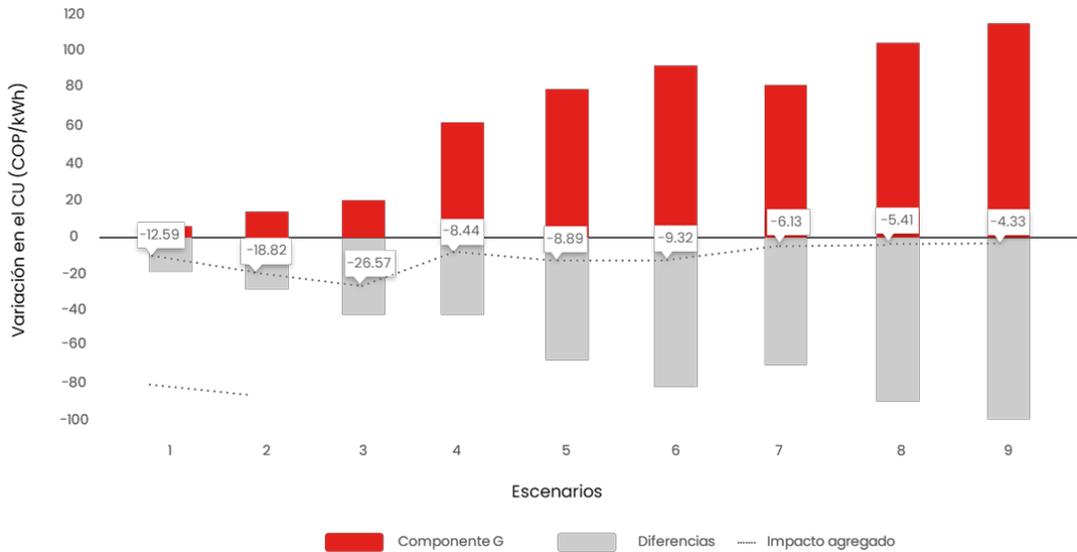
energía mínima, seriedad del proceso de asignación. Por lo anterior, se considera que, si bien los rangos orientativos o criterios técnicos señalados por la SIC representan señales tempranas de estas condiciones, es a través de los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas en los cuales se deberán señalar de manera sustentada estos parámetros de articulación con los criterios señalados por la SIC.

En este sentido, se atienden las recomendaciones particulares en la medida que, dentro del contenido del acto administrativo, se hicieron explícitas las condiciones de proporcionalidad, la diferenciación tecnológica y la justificación apropiada para la definición de las garantías, así como el sustento de equivalencias y sustitución de garantías existentes o aplicables a los potenciales proyectos beneficiados del mecanismo.

4. IMPACTO ECONÓMICO

Dentro del estudio realizado por Rightside, el cual se ha citado a lo largo del documento, indica que “El impacto en el CU de los CfD analizados en este estudio, que fueron diseñados para generadores OSW, presentan beneficios que se traducen en disminución de los componentes del CU. Específicamente: reducción en el componente de generación, reducción en el componente de comercialización y posible reducción en el componente de restricciones. Por otra parte, estos beneficios son neutralizados por el nuevo componente de diferencias que hace que, en términos netos, el componente CU de la tarifa presente un leve incremento⁴⁶. En la Figura, se muestran escenarios con reducciones de 6.56 COP/kWh y aumentos de hasta 14.82 COP/kWh en el CU, que se consideran muy bajos, lo que quiere decir que los CfD, no representarían un sobre costo importante para la demanda. Incluso, se realizaron simulaciones comparando con un caso base menos renovable y se obtuvo un CU más bajo en todos los casos, llegando a disminuciones hasta de 26.57 COP/kWh,” Tal como se presenta en la siguiente figura,

⁴⁶ El resultado solo considera el impacto en el componente G más las diferencias.



Escenario	Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capacidad OSW (GW)	0.0	1.5	1.5	1.5	9.0	9.0	9.0	13.0	13.0	13.0
Velocidad del Viento	Datos históricos	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta

Figura 31 Impactos consolidados tras la implementación de los PpD bajo diferentes escenarios de expansión de eólica costa afuera y sus regímenes de viento. Fuente: Rightside, 2025

Con lo cual se identifican beneficios potenciales al implementar el mecanismo dependiendo de diferentes escenarios de integración de la energía eólica costa afuera.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

No aplica. No genera ningún costo para la Entidad.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

El proyecto de resolución genera impacto ambiental positivo, por cuanto contribuye a las metas de reducción de emisiones de CO2 equivalente, según la Contribución Determinadas a Nivel Nacional (NDC) y la descarbonización de la matriz energética, señaladas para el subsector de generación de energía eléctrica del SIN en el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector Minero Energético (PIGCCME) 2050. Lo anterior, mediante la integración de Fuentes No Convencionales de Energías ambientalmente sostenibles, de acuerdo

con la definición establecida en la Ley 1715 de 2014. Por otra parte, este proyecto no genera impacto sobre el patrimonio cultural de la Nación.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	X
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	NA
Cuestionario de abogacía de la competencia	X


DANIEL AUGUSTO JORGE EL SAIH
Jefe Oficina Asesora Jurídica


JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
Jefe Oficina Asuntos Regulatorios y Empresariales

Jorge Arturo Pulido Pérez
Ingrid Johanna Amaya Sáenz
Elaboró: Jorge Arturo Pulido Pérez / Ingrid Johanna Amaya Sáenz

Juan Carlos Bedoya Ceballos
Angela Solanyi Pabón Rojas
Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / Angela Solanyi Pabón Rojas

Daniel Augusto Jorge El Saieh
Juan Carlos Bedoya Ceballos
Aprobó: Daniel Augusto Jorge El Saieh / Juan Carlos Bedoya Ceballos