

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	02/01/2026
Proyecto de Resolución:	<i>“Por la cual se convoca y define el primer mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica, en cumplimiento de los objetivos y lineamientos establecidos en el artículo 1 numeral 2.2.3.8.10.1 del Decreto 1091 de 2025”</i>

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

El mecanismo de contratación a largo plazo se sustenta en el mandato constitucional del artículo 365 de la Constitución Política, que impone al Estado la obligación de garantizar la prestación eficiente, continua y confiable del servicio público de energía eléctrica. En el sector eléctrico, la eficiencia comprende no solo la operación del sistema, sino también la adecuada gestión del portafolio de generación. La alta dependencia de la hidroelectricidad expone al Sistema Interconectado Nacional – SIN a riesgos asociados a eventos de hidrología crítica, lo que hace necesario promover una matriz más diversificada y resiliente.

En este contexto, la convocatoria de un mecanismo competitivo de contratación a largo plazo busca facilitar la incorporación de nueva capacidad de generación proveniente de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER, las cuales resultan complementarias a los recursos existentes y contribuyen a mejorar la confiabilidad del sistema, bajo criterios de eficiencia económica para el usuario final.

De conformidad con los artículos 2 y 4 de la Ley 143 de 1994, el Ministerio de Minas y Energía se encuentra facultado para definir los criterios de aprovechamiento económico de las fuentes de energía y garantizar el abastecimiento de la demanda bajo condiciones de seguridad, confiabilidad y viabilidad financiera. El mecanismo de contratación a largo plazo constituye un instrumento idóneo para cumplir estos objetivos, en la medida en que permite asegurar la suficiencia energética futura mediante la incorporación programada de nueva capacidad de generación.

La estabilidad de ingresos asociada a los contratos de largo plazo resulta esencial para la viabilidad financiera y la bancabilidad de los proyectos FNCER, caracterizados por una alta intensidad de capital y una elevada exposición a la volatilidad de los precios del mercado de corto plazo. En este sentido, el mecanismo mitiga el riesgo de mercado, facilita el acceso al financiamiento y permite la materialización de inversiones necesarias para la expansión del sistema sin comprometer la operación segura del SIN.

La competencia del Ministerio de Minas y Energía para diseñar y convocar este mecanismo se encuentra respaldada por el Decreto 381 de 2012, en virtud de su función de formular y dirigir la política energética nacional. En el marco de la Transición Energética, el desarrollo de las FNCER requiere instrumentos que complementen las señales de mercado de corto plazo y permitan su integración ordenada y sostenible a la matriz energética.

Adicionalmente, la Ley 2099 de 2021 reconoce el papel del almacenamiento de energía como un componente funcional de la matriz energética, en tanto facilita la gestión de la variabilidad de las FNCER, optimiza el aprovechamiento de la generación renovable y contribuye a la prestación de servicios esenciales para la confiabilidad del sistema. En este contexto, los sistemas de

almacenamiento pueden ser integrados en los esquemas de contratación a largo plazo como facilitadores de la operación segura y flexible del SIN.

La ampliación del umbral de capacidad de los Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos hasta 50 MW, introducida por el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, permite incorporar una oferta adicional de generación renovable con características de mayor predictibilidad relativa y menores impactos ambientales, fortaleciendo la diversificación tecnológica y la seguridad del abastecimiento, especialmente en zonas con restricciones de red.

El diseño del mecanismo, basado en un esquema competitivo de subasta, tiene como finalidad asegurar la incorporación de nueva capacidad de generación al menor costo posible para el sistema, garantizando la transparencia en la formación de precios y contribuyendo a la estabilidad tarifaria de largo plazo. De esta manera, el mecanismo se consolida como una herramienta de política pública para el cumplimiento de los objetivos de la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2021 y el Decreto 1091 de 2025, así como de los compromisos de descarbonización del sector eléctrico colombiano.

1.1 Fecha de inicio de los contratos de largo plazo

La experiencia derivada de las subastas de contratos de largo plazo CLPE 02-2019 y CLPE 03-2021 evidencia que los plazos originalmente previstos para la entrada en operación de los proyectos adjudicados han resultado insuficientes para una parte significativa de las iniciativas, particularmente aquellas basadas en fuentes no convencionales de energía renovable.

En la subasta CLPE 02-2019 se adjudicaron 8 proyectos (5 eólicos y 3 solares), con una capacidad total aproximada de 1.298,9 MW y una energía cercana a 10.186 MWh-día, a los cuales se sumaron 75 MW adicionales mediante el mecanismo complementario. No obstante, a la fecha, ninguno de los proyectos adjudicados ha entrado en operación comercial, lo que refleja las dificultades asociadas al desarrollo de proyectos de gran escala, especialmente los eólicos, que dependen de la disponibilidad oportuna de infraestructura de transmisión, procesos ambientales complejos y condiciones sociales particulares en sus áreas de influencia.

De manera similar, en la subasta CLPE 03-2021 se adjudicaron 11 proyectos solares, con una capacidad total aproximada de 796,3 MW y una energía cercana a 4.595,67 MWh-día (incluyendo el mecanismo complementario). De estos proyectos, únicamente 5 han iniciado operación comercial, sumando aproximadamente 348 MW, lo que representa cerca del 44% de los proyectos adjudicados y apenas el 17% de la capacidad total adjudicada entre ambas subastas.

En conjunto, entre las subastas de 2019 y 2021 se adjudicaron 2.086,2 MW en 19 proyectos solares y eólicos, de los cuales solo una fracción ha logrado entrar en operación dentro de los plazos inicialmente previstos. Esta situación pone de manifiesto que los horizontes temporales definidos en procesos anteriores no han sido plenamente consistentes con la realidad del desarrollo de proyectos renovables en el país, en particular cuando concurren riesgos asociados a licenciamiento ambiental, consulta previa, disponibilidad de infraestructura de conexión, cierre financiero y ejecución de obras.

En este contexto, la definición de una fecha de inicio de obligaciones contractuales a partir del 1 de enero de 2030, y de manera alternativa el 1 de enero de 2035 para el Producto 1, constituye una medida orientada a alinear las señales de política pública con las capacidades reales de desarrollo

del mercado, reducir el riesgo de incumplimientos contractuales y promover una participación más amplia y sostenible de agentes en los procesos de contratación de energía a largo plazo. Esta aproximación busca fortalecer la confiabilidad del mecanismo, garantizar el cumplimiento efectivo de las obligaciones y contribuir al desarrollo ordenado de la nueva capacidad de generación requerida por el sistema eléctrico.

La definición de la fecha de inicio de las obligaciones contractuales a partir del 1 de enero de 2030 responde a la necesidad de alinear los plazos contractuales con los tiempos reales requeridos para el desarrollo, estructuración financiera, construcción y entrada en operación de los proyectos de generación que respaldarán los contratos de energía a largo plazo. En particular, los proyectos basados en FNCER y aquellos que requieren infraestructura de conexión al SIN demandan horizontes de planeación amplios, asociados a procesos de licenciamiento ambiental, permisos sectoriales, cierre financiero y disponibilidad de activos de transmisión, por lo que esta fecha contribuye a mitigar riesgos de incumplimiento, incentivar la participación de agentes y asegurar que la energía contratada provenga efectivamente de nueva capacidad.

Adicionalmente, para el Producto 1, correspondiente al suministro de energía durante las 24 horas del día, se establece de manera alternativa un inicio de obligaciones el 1 de enero de 2035, reconociendo que este producto es pensado para proyectos renovables de tecnologías emergentes y soluciones complementarias para garantizar la entrega continua de energía. Esta diferenciación frente a los Productos 2, 3 y 4, concentrados en franjas horarias específicas entre las 08:00 y las 21:00 horas, resulta consistente con los perfiles de generación asociados y permite una adecuada asignación de riesgos, mayor eficiencia en la estructuración contractual y una señal clara al mercado, en línea con los objetivos de confiabilidad, viabilidad y planeación de largo plazo del sector eléctrico.

1.2 Definición de la Propuesta de Productos para los Contratos de largo plazo

Para efectos del análisis técnico, se emplea una desagregación horaria, la cual permite evaluar la competitividad económica y operativa de distintas configuraciones tecnológicas. No obstante, los productos definidos en la resolución corresponden a estructuras contractuales integradas, cuya finalidad es atender diferentes perfiles de oferta y demanda del sistema, razón por la cual la referencia a periodos horarios se utiliza únicamente como instrumento analítico para facilitar la comprensión del diseño del mecanismo para la definición de los productos. En la Figura 1 se muestra la definición de horas y periodos de liquidación que se especifican en la Resolución.

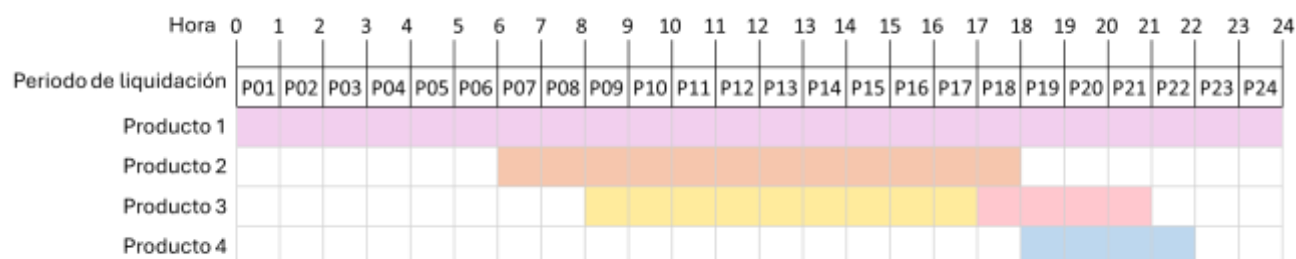


Figura 1: Horas de los productos y periodos de liquidación

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

En coherencia con los objetivos de diversificación tecnológica, eficiencia económica y seguridad de abastecimiento del SIN, el mecanismo de contratación de largo plazo se estructura a partir de productos diferenciados de suministro de energía. Cada uno de estos productos responde a perfiles específicos de generación, demanda y riesgo operativo, y tiene como finalidad facilitar la participación ordenada de las FNCER, así como de tecnologías complementarias, bajo esquemas contractuales que reflejen sus atributos técnicos y económicos. A continuación, se presenta la descripción y justificación técnica de cada uno de los productos definidos en el mecanismo.

Producto 1 “Producto plano”

El Producto 1 corresponde a contratos de suministro de energía con cobertura durante las veinticuatro (24) horas del día, orientados a atender perfiles de demanda relativamente planos y a facilitar la participación de tecnologías de generación con capacidad de entrega continua y predecible. Este producto contribuye a la estabilidad del sistema al garantizar una provisión constante de energía, reduce la exposición de los agentes demandantes a la volatilidad del mercado de corto plazo y permite una asignación eficiente de riesgos entre las partes contractuales. Asimismo, este producto favorece la participación de proyectos con altos niveles de disponibilidad y respaldo operativo, fortaleciendo la seguridad de abastecimiento del SIN.

Producto 2 “Curva solar”

El Producto 2 se define como un contrato de energía a largo plazo aplicable exclusivamente a proyectos de generación solar fotovoltaica, estructurado para reflejar de manera directa y transparente la curva horaria de producción declarada por cada proyecto. Este producto permite que la energía sea contratada de acuerdo con el perfil efectivo de generación solar reportado por el recurso, sin imponer una franja horaria fija y reconociendo que dicha curva puede variar entre proyectos según su localización, tecnología y características operativas.

La definición de este producto reconoce que los proyectos solares presentan un perfil de generación intrínsecamente variable y concentrado en horas diurnas, por lo que su participación en esquemas de contratación que exigen entregas constantes durante todo el día puede generar ineficiencias económicas o requerimientos adicionales de respaldo. En este sentido, el Producto 2 recoge explícitamente esta característica, permitiendo que la energía contratada corresponda a la curva solar completa efectivamente disponible.

Desde la perspectiva de la demanda y de los agentes comercializadores, este producto habilita la adquisición de energía renovable alineada con el perfil real de producción solar, optimizando la cobertura del consumo diurno y reduciendo la exposición a precios de bolsa en las horas en que la generación solar está disponible.

De esta manera, el Producto 2 facilita un acoplamiento eficiente entre la oferta solar y una demanda dispuesta a asumir la variabilidad horaria inherente al recurso, sin imponer obligaciones de firmeza adicionales al generador.

En consecuencia, el Producto 2 contribuye a la incorporación eficiente de generación solar al SIN, promueve señales de mercado consistentes con las características técnicas del recurso y

complementa los demás productos del mecanismo, los cuales están orientados a cubrir perfiles de suministro continuo o la atención específica de la demanda en horas de mayor exigencia del sistema.

Producto 3 “híbrido”

Los bloques seleccionados para los contratos de largo plazo son como se ilustran en la Figura 2:

- **Bloque 1:** 0:00 h - 8:00 h. Duración de **(8 horas)**
- **Bloque 2:** 8:00 h - 17:00 h. Duración de **(9 horas)**
- **Bloque 3:** 17:00 h - 21:00 h. Duración de **(4 horas)**
- **Bloque 4:** 21:00 h - 24:00 h. Duración de **(3 horas)**



Figura 2: Distribución de bloques horarios del mecanismo de contratación

Metodología

El modelo desarrollado en este análisis tiene como objetivo minimizar el Costo Nivelado de Energía (*Levelized Cost of Electricity*: LCOE) de proyectos híbridos Solar+SAEB sujeto a que el agente propietario del proyecto maximiza los ingresos que puede alcanzar vendiendo energía en un contrato durante 15 años. El LCOE es también entendido como el precio de equilibrio del proyecto para garantizar viabilidad. El modelo abarca una resolución horaria con 24 periodos de un día típico mensual de producción solar fotovoltaica. En el ámbito operativo, se tiene en cuenta toda la gestión energética usando la dinámica del SAEB en función del perfil de generación solar.

El modelo no solamente retorna los menores precios posibles de venta de la energía, sino que también se ha estructurado para retornar el dimensionamiento del sistema híbrido Solar+SAEB (en potencia nominal y energía nominal), la mejor configuración de bloques horarios y la cantidad de energía a contratar en cada bloque.

El modelo asume que el propietario del proyecto híbrido solo percibirá ingresos exclusivamente por la venta de energía estructurada en cuatro bloques horarios. Una restricción fundamental en el contexto de la subasta y la posterior liquidación en la operación diaria es que la energía debe entregarse constante de manera horaria dentro de cada bloque; o lo que es lo mismo, que se contrate una potencia promedio para cada bloque. Esto garantiza que los resultados se alinean con las reglas reales de liquidación del mercado en el contexto colombiano.

Financieramente, se integra un flujo de caja que incorpora CAPEX y OPEX actualizados de tecnología (PV y SAEB), depreciación, impuesto de renta y los incentivos tributarios aplicables. El modelo, de

hecho, gestiona estos instrumentos fiscales a fin de lograr la máxima competitividad posible en términos del menor valor LCOE. Finalmente, mediante la evaluación de múltiples escenarios de dimensionamiento (potencia/duración del SAEB) y configuración de bloques, se han identificado las configuraciones que maximizan la competitividad del proyecto (minimizando LCOE) garantizando el suministro en horas punta. Los detalles del modelo se presentan en el anexo de este informe. Al considerar la combinación de casos mencionados se tuvieron 3402 resultados diferentes, que implicaron igual número de ejecuciones del modelo.

Los CAPEX y OPEX para el SAEB fueron originalmente tomados de [Cole, 2025], donde: $\text{CAPEX} = 240.8 * T_{\text{nom}} + 379.6$ [USD/kW].

Por ejemplo, para un SAEB de 4 horas, $\text{CAPEX} = 1342.8$ USD/kW o también 335.7 USD/kWh (resultado de dividir 1342.8 USD/kW entre 4 horas). Sin embargo, se realizó un escalamiento del costo teniendo en cuenta la actualización reportada recientemente en [BNEF, 2025] de manera que refleje un costo de 265 USD/kWh para SAEB de 4 horas. Este es un valor intermedio entre las fuentes citadas.

$$\text{CAPEX} = 190.09 * T_{\text{nom}} + 299.65 \text{ [USD/kW]}$$

$$\text{OPEX} = 4\% \text{ del CAPEX}$$

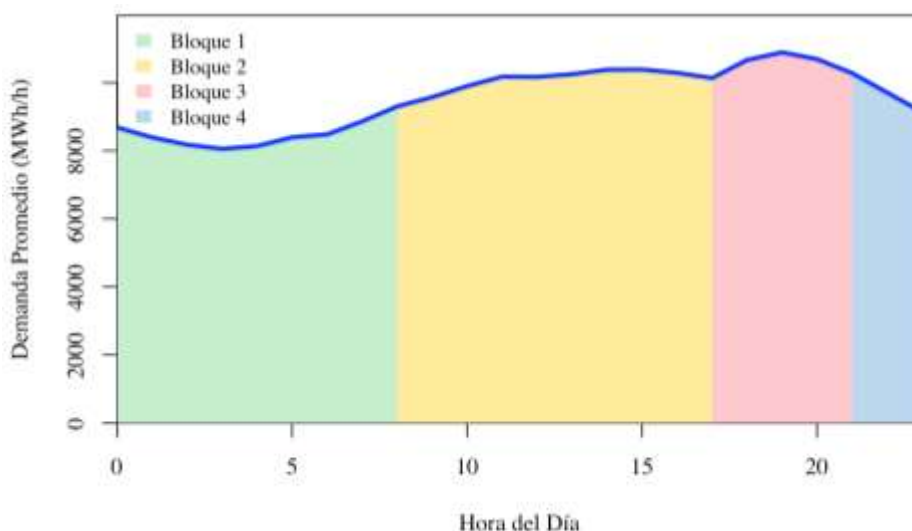


Figura 3: Demanda Promedio Primer Semestre 2025

Sin embargo, en este apartado se hace un análisis riguroso para la selección del bloque 3, puesto que este bloque involucra la punta de la demanda como se observa en la Figura 3. La subasta de 2026 también permitirá que la demanda adquiriera contratos de energía por bloques horarios. Por tanto, el bloque 3 se ha seleccionado para permitir que la demanda compre específicamente energía de la punta. Después de las 17:00 h, la demanda incrementa significativamente y, por tanto, se hace más costosa al tener que recurrir a despachar generación costosa.

Esto se manifiesta en los precios de bolsa de los últimos tres años en Colombia como se muestra en la Figura 4. Para entender la mejor selección del bloque 3, se plantearon 5 alternativas con el fin de

entender cuál de estas es la que mejor economía y viabilidad operativa desempeña teniendo en cuenta que corresponda a periodos de la punta donde haya disponibilidad de compra de energía por parte de la demanda. Las alternativas planteadas para los bloques fueron como se muestran en la Tabla 1.

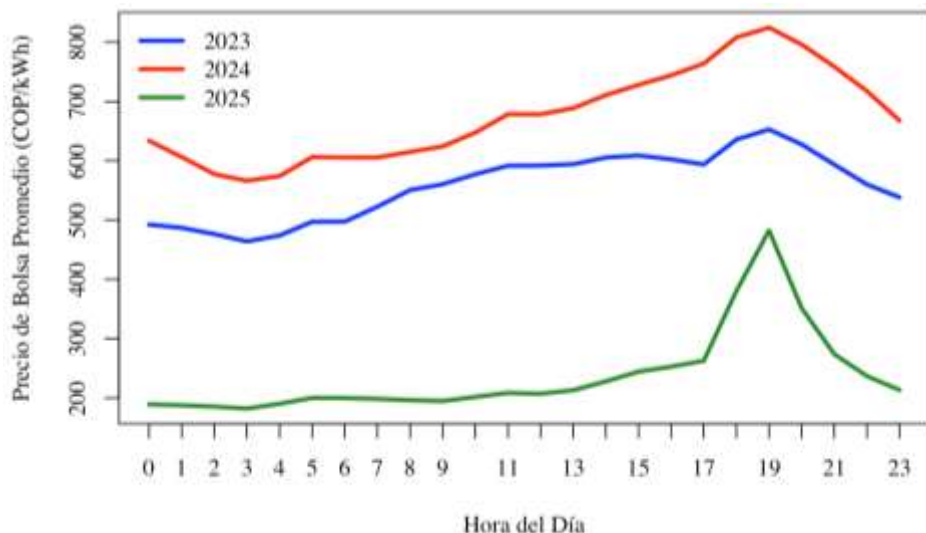


Figura 4: Precios de Bolsa Promedio

Tabla 1. Alternativas de horario para Bloques 2 y 3

Propuesta	Bloque 2	Bloque 3
1	8:00h – 17:00 h	17:00h – 20:00h
2	8:00h – 18:00 h	18:00h – 20:00h
3	8:00h – 17:00 h	17:00h – 21:00h
4	8:00h – 18:00 h	18:00h – 21:00h
5	8:00h – 18:00 h	18:00h – 22:00h

Justificación de la selección del bloque 2 y 3

Competitividad

El ejercicio de modelación mostró que cuando el bloque 2 inicia a las 8 am se pueden alcanzar los LCOE más competitivos para sistemas híbridos Solar+SAEB. Los sistemas híbridos permiten una coordinación importante al inicio del día. Se observó que entre las 6:00 h y las 8:00 h se puede aprovechar la producción solar para cargar el SAEB parcialmente y así poder tener suficiencia de recursos para atender los contratos a partir de las 8:00 h en el bloque 2. Esta situación fue observada a lo largo de los análisis y casos considerados.

Después de evaluar los 3402 casos sin establecer restricciones de precios (LCOE), se encontró que el menor LCOE es 99.9 \$/MWh, uniforme para todos los bloques. Estos precios se obtienen cuando el bloque 3 inicia a las 16:00 h independientemente de la hora final. La mejor configuración sería un SAEB con 20% de capacidad de potencia con respecto a la nominal solar y 2 horas de duración. Sin

embargo, iniciar el bloque 3 a las 16:00h probablemente no resulte atractivo para la demanda. Por tanto, esta opción no es considerada como una alternativa viable.

Si las alternativas para el bloque 3 se restringen a que inicien por lo menos a las 17:00h (según el cuadro anterior), se tienen los resultados de la Figura 5. De la gráfica, se observa que los menores LCOE llegan a 111.02 USD/MWh, y se encuentran cuando el bloque 3 inicia a las 17:00 h (propuesta 1 y propuesta 3). Cuando inician a las 18:00 h, los LCOE incrementan un 12.4%, es decir, 124.8 USD/MWh.

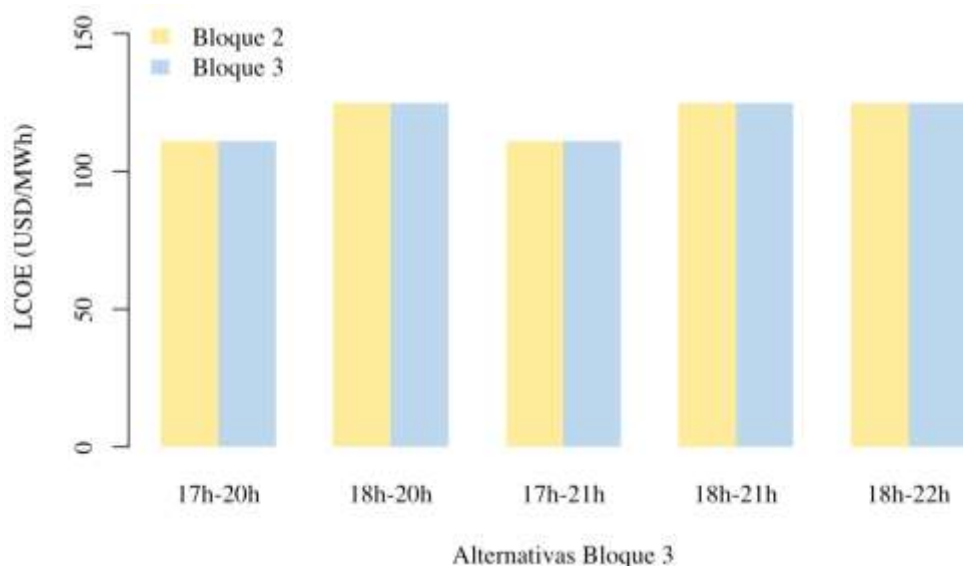


Figura 5. Menores LCOE's del sistema híbrido

En los casos donde los LCOE resultantes son uniformes, es decir, son iguales para todos los bloques, según el modelo, no es atractivo tener un SAEB lo suficientemente grande para almacenar energía solar del bloque 2 e inyectarla al sistema durante el bloque 3. No hay incentivo debido al alto CAPEX del SAEB y a las ausencias en diferencia de precios.

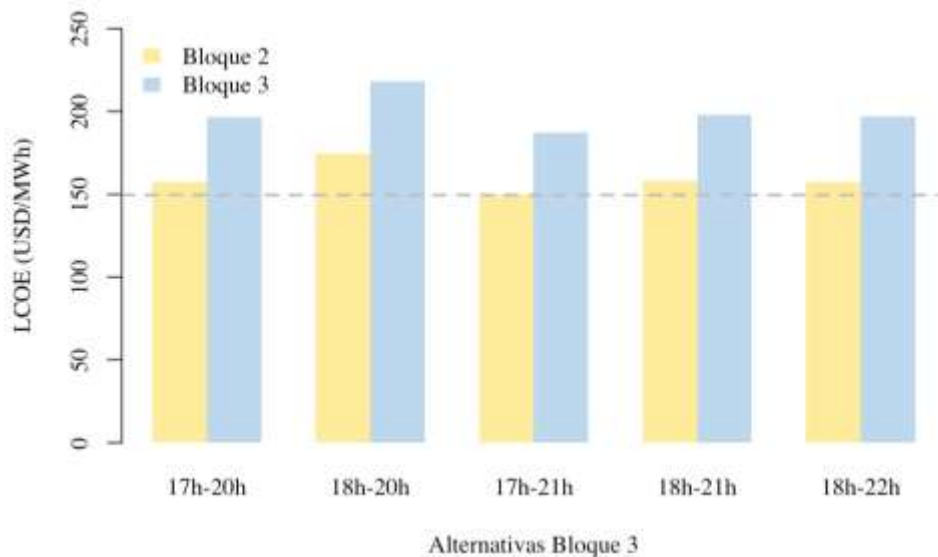


Figura 6: Menores LCOE cuando energía Bloque 3 es mayor que la Energía del Bloque 2

Para tener una situación más deseada en el contexto colombiano donde se pretende facilitar aún más integración de energías renovables a través de SAEB, se planteó que la energía que se contrate en el bloque 3 sea por lo menos igual a la energía a contratar en el bloque 4. En este caso, los LCOE encontrados se ilustran en la Figura 6, donde alcanzan los 149.6 USD/MWh y 187 USD/MWh para bloque 2 y 3 respectivamente para el bloque 3 entre las 17:00h y las 21:00h. Estos menores precios soportan la hipótesis de que la propuesta 3 es la mejor para el bloque 3.

Suficiencia Operativa

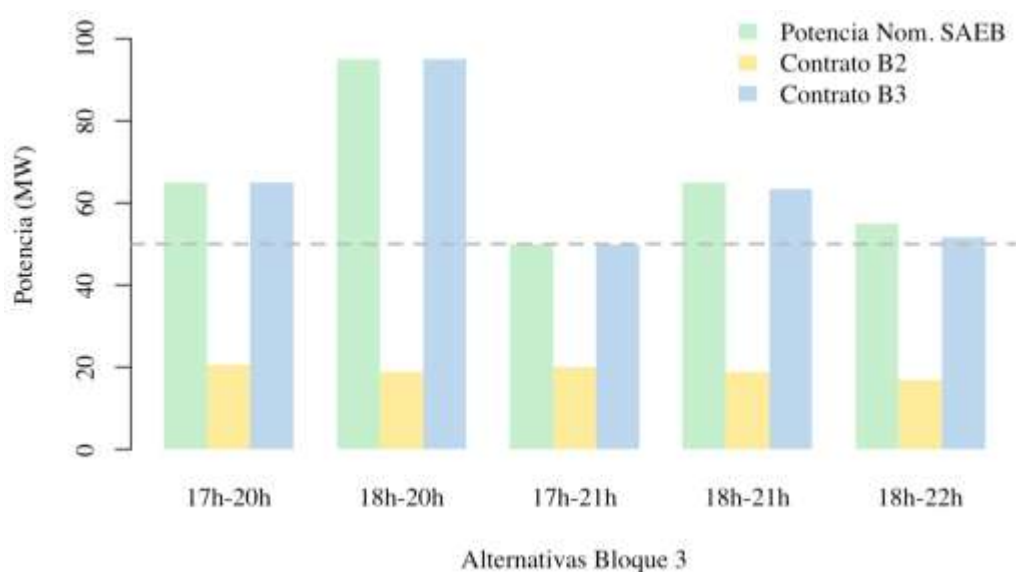


Figura 7: Dimensionamiento del SAEB

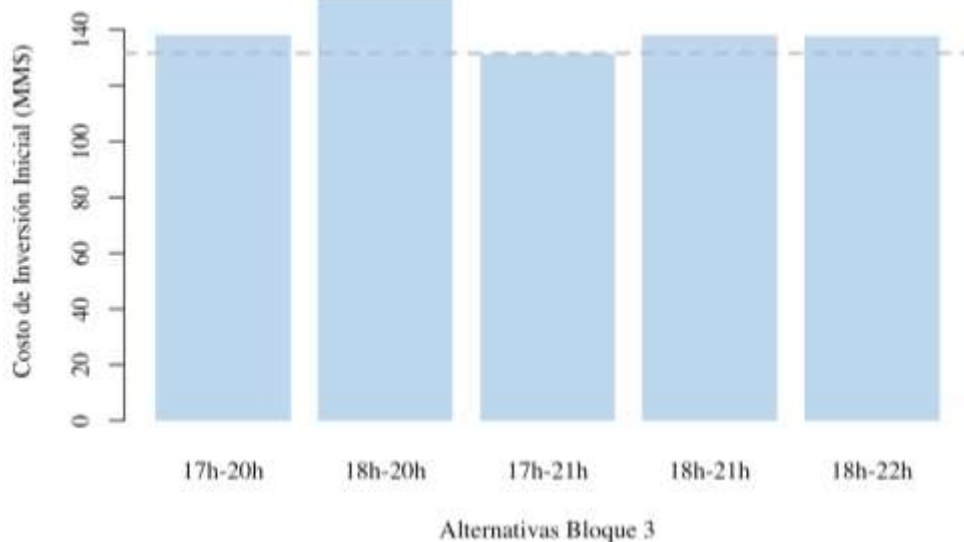


Figura 8: Costo de inversión del sistema híbrido Solar+SAEB.

El dimensionamiento óptimo del SAEB y el nivel de potencia promedio a contratar (durante la duración del bloque) para cada alternativa de bloque 3 se observa en la Figura 7. Se asume un sistema solar de referencia de 100 MW. El bloque 3 seleccionado (17:00h–21:00h) requiere el SAEB más pequeño (50 MW) a fin de contratar 20.03 MW y 49.87 MW de potencia promedio durante los bloques 2 y 3 respectivamente (por cada 100 MW solares). En términos de energía, el proyecto híbrido contrata 180.31 MWh en bloque 2 (energía total en las 9 horas) y 199.5 MWh en bloque 3 (energía total en las 4 horas).

En cuanto a costos de inversión, la propuesta 3 para los bloques es la de menor costo de inversión. Este valor alcanza los 131.6 MMUSD = 69.11 MUSD (CAPEX solar de 100 MW) + 62.5 MMUSD (CAPEX SAEB, calculado a 1.25 MUSD/kW o 250 USD/kWh para 5 horas de almacenamiento.) Como se observa en la Figura 8, el bloque 3 de 17:00h–21:00h conlleva al menor CAPEX del sistema híbrido.

Factibilidad en la operación

Como se mencionó previamente, el modelo encuentra que entre las 6:00 y 8:00 am se emplea la producción solar para cargar parcialmente el SAEB. Esto permite que el proyecto pueda ofertar potencia firme a partir de las 8 am usando la producción solar en conjunto con descarga de la batería. La Figura 9 muestra la estrategia de carga y descarga, y el SoC del SAEB para el mes de noviembre (mes con menor producción solar) cuando se asume que la capacidad instalada del sistema solar es de 100 MW y no hay restricciones en cuanto a la energía a contratar en cada bloque.

El bloque 2 puede tener una duración extensa ya que, durante el día, cuando la producción solar excede la potencia firme contratada, es posible retomar la carga del SAEB casi hasta su capacidad nominal. Al final de la tarde, el SAEB nuevamente usa parte de su energía almacenada para dar firmeza. En este caso, el sistema híbrido logra contratar el 84% de la energía solar. Sin embargo,

dado lo anterior, más del 99% de la energía contratada está en el bloque 2, y muy poca queda para el bloque 3.

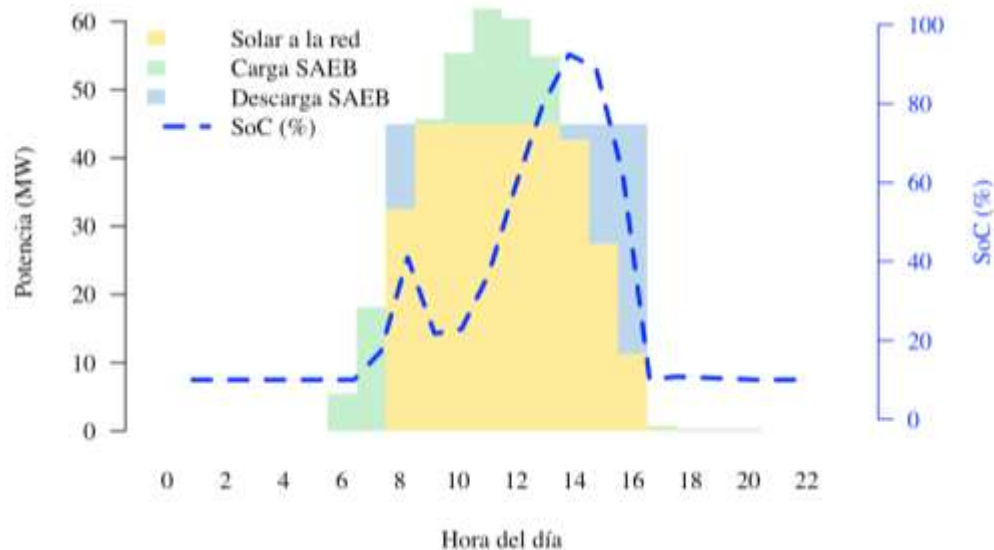


Figura 9: Operación sistema híbrido (noviembre) con precios uniformes en bloques 2 y 3.

En la Figura 10 se observa la estrategia operativa del perfil solar empleado para un día típico del mes de menor producción solar (noviembre) cuando se tiene que la energía del bloque 3 es mayor o igual a la energía a contratar en el bloque 2. La estrategia de operación, según la Figura 10, consiste en cargar el SAEB con producción solar entre 6:00 y 8:00 h. Cuando inicia el bloque 2, 20.03 MW solares se emplean para honrar el contrato y los excedentes se emplean para cargar el SAEB hasta las 16:00 h; y en este momento el SAEB alcanza un estado de carga del 100%. Entre las 16:00 h y las 17:00 h, el SAEB ya debe entregar 8.7 MW para completar los 20.03 MW del contrato en bloque 2. A partir de las 17:00 h, el SAEB es quien se hace cargo del contrato en bloque 3 entregando los 49.9 MW entre las 17:00 h y las 21:00 h.

Es importante mencionar que, dada la eficiencia del SAEB del 85%, el SAEB se carga durante el día con 244.05 MWh/día y retorna al sistema un total de 207.44 MWh/día. Tanto al inicio como al final del día, el SAEB tiene un estado de carga del 10%.

De esta manera, por ejemplo, un proyecto híbrido Solar+SAEB puede alcanzar a entregar un porcentaje importante de la energía solar total. Esto, sin embargo, es posible cuando existen diferencias de precio entre el bloque 3 y los demás bloques como se presentó en la Figura 6, donde el precio del bloque 3 fue un 25% mayor que el del bloque 2.

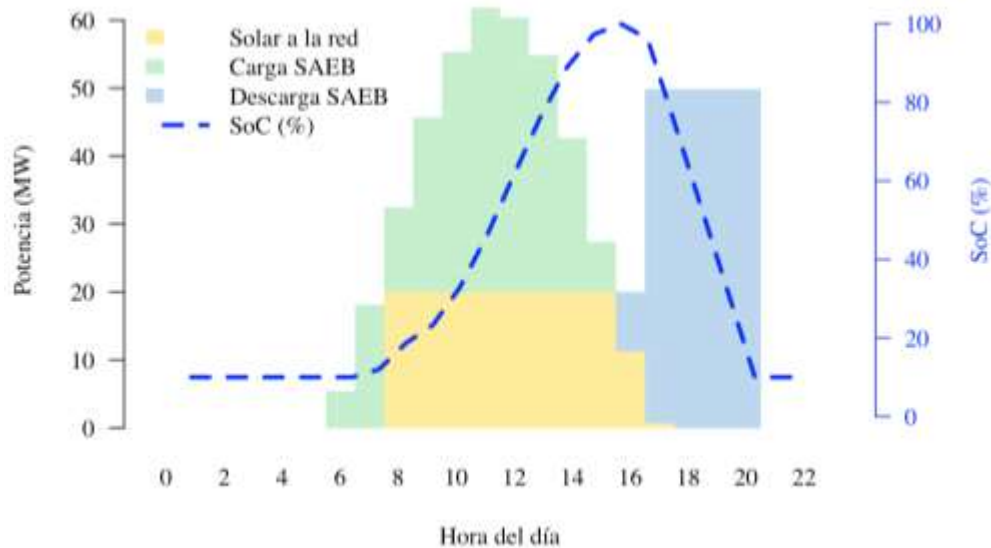


Figura 10: Operación sistema híbrido (noviembre) con restricción de energía en bloque 3 mayor a energía en bloque 2.

Validación de la selección del Bloque 3

También se ha realizado un análisis de precios (LCOE) del sistema híbrido empleando el dato más reciente de CAPEX para SAEB de 108 \$/kWh de 4 horas [BNEF, 2025]. Para obtener el CAPEX de otros tiempos de duración del SAEB, se ha empleado el patrón de cambio de NREL [Cole, 2025]. También se asume un caso optimista también para el CAPEX solar de 500 USD/kW con respecto al valor de 691 USD/kW de [IRENA, 2024]. Por tanto, la ecuación del CAPEX de SAEB adaptada analizada en este ejercicio es:

$$\text{CAPEX} = (122.1233 / T_{\text{nom}}) + 77.4692 \text{ $/kWh}$$

$$\text{OPEX} = 4\% * T_{\text{nom}} * \text{CAPEX}.$$

Los CAPEX resultantes empleados para SAEB son los mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2: CAPEX de SAEB según duración. Supuestos propios a partir de datos de Bloomberg para SAEB de 4 horas.

Duración (Horas)	CAPEX (\$/kWh)
1	199.59
2	138.53
3	118.18
4	108.00
5	101.89
6	97.82

El dimensionamiento sigue siendo SAEB del 20% de la potencia solar con 2 horas de almacenamiento. Las propuestas de bloque 3 que inician a las 17:00 h son las de los menores precios iguales 71 USD/MWh. Las demás propuestas de bloque 3 alcanzan precios de 77 USD/MWh (8.3%

mayores). Como ocurre en el caso base, no hay incentivo para ofertar energía significativa en el bloque 3, toda la producción se oferta en el bloque 2.

Cuando el modelo se restringe a que exista mayor energía contratada en el bloque 3 comparada con el bloque 2, se encuentra el mismo dimensionamiento del SAEB con el 50% de la capacidad solar y 5 horas. El costo de inversión del sistema híbrido alcanza los 75.5 MMUSD, siendo el más económico entre las alternativas de bloque 3 consideradas.

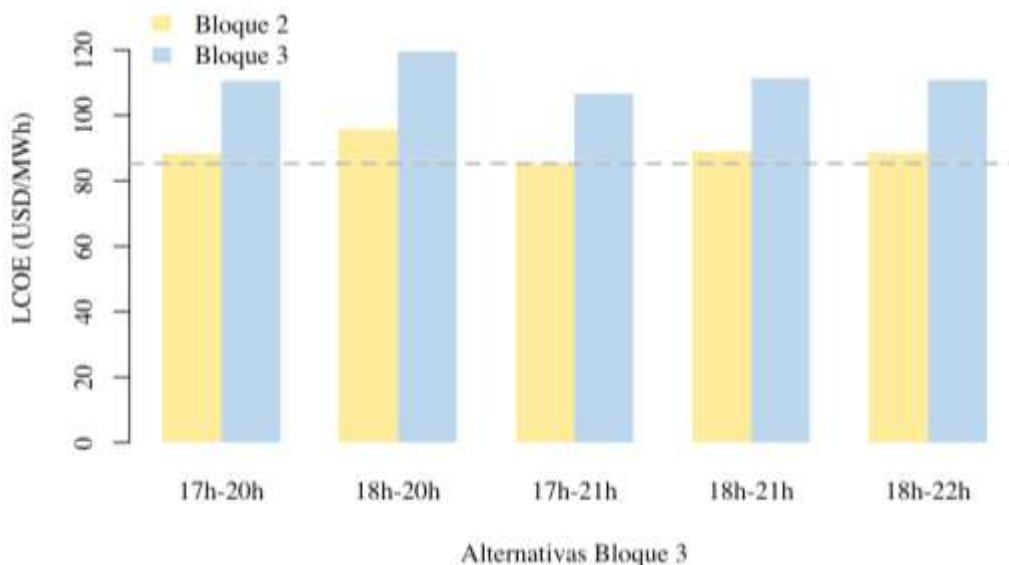


Figura 11: Menores LCOE's del sistema híbrido cuando la energía contratada en bloque 3 es mayor o igual que la energía contratada en bloque 2 empleando CAPEX de Bloomberg.

El sistema óptimo dimensionado permite contratar potencias medias de 29.03 MW en el bloque 2 y 49.87 MW en el bloque 3, que equivalen a 180.3 MWh y 199.5 MWh de energía en ambos bloques respectivamente.

Los menores LCOE nuevamente se obtienen para la propuesta del bloque 3 entre las 17:00 h y 21:00 h como se muestra en la Figura 11. En las demás alternativas, los LCOE son mayores. Esto corrobora nuevamente la selección de esta alternativa para el bloque 3. En cuanto al valor numérico, los LCOE se han reducido significativamente a 85.3 USD/MWh y 106.6 USD/MWh para bloque 2 y bloque 3 respectivamente con estos valores de CAPEX mencionados.

En conclusión, tras evaluar múltiples escenarios operativos y financieros para sistemas híbridos Solar+SAEB, el análisis permite establecer las siguientes conclusiones determinantes para la definición de los bloques horarios de la Subasta 2026:

- (a) Las franjas horarias de 8:00h–17:00h y de 17:00–21:00 h para Bloque 2 y 3 respectivamente representan el equilibrio técnico-económico óptimo para el sistema. Esta ventana del Bloque 3 permite aprovechar la descarga del almacenamiento en el momento crítico de la demanda punta y simultáneamente minimiza el Costo Nivelado de Energía (LCOE) del proyecto híbrido.

- (b) Se demuestra que retrasar el inicio del bloque de punta a las 18:00 h puede conllevar una ineficiencia económica. Tal desplazamiento incrementa el LCOE en un 12.4%, lo que le resta competitividad a la subasta sin aportar beneficios técnicos marginales.
- (c) La ventana seleccionada para el bloque 3 (17:00 h–21:00 h) minimiza la intensidad de capital requerida. Para cumplir con los compromisos de firmeza en este bloque, se requiere el menor dimensionamiento del SAEB (50 MW por cada 100 MW solares, con 5 horas de almacenamiento) y el menor costo de inversión inicial en comparación con ventanas más extensas o tardías.
- (d) El análisis evidencia que, sin una señal de precio diferenciada y una obligación contractual específica en el Bloque 3, los desarrolladores tenderían a concentrar la oferta en el Bloque 2, dejando desatendida la hora punta. La definición propuesta, junto con el requisito de contratación balanceada (Energía Bloque 3 $\geq$ Energía Bloque 4), asegura la participación activa del almacenamiento durante el pico de demanda.
- (e) La operación simulada valida que es factible cargar el SAEB con los excedentes solares entre las 6:00h y 8:00h, y los adicionales durante el día, para garantizar una descarga constante durante los bloques donde se establece compromiso contractual, cumpliendo estrictamente con las reglas de liquidación del mercado.
- (f) Los resultados son consistentes ante variaciones en los costos de tecnología. Al sensibilizar el modelo con precios actualizados de mercado (Bloomberg), la franja de 17:00 h a 21:00 h se ratifica como la opción de menor costo y aún reduce el LCOE proyectado a niveles de 133.2 USD/MWh para el bloque de la punta.

Producto 4 “Hora Punta”

El Producto 4 se define como un contrato de energía a largo plazo orientado a la cobertura de la demanda en las horas de mayor exigencia del SIN, específicamente durante el periodo comprendido entre las 17:00 y las 21:00 horas. En este producto podrán participar proyectos de generación existentes que incorporen Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías – SAEB u otras tecnologías de almacenamiento dentro de sus activos de generación.

La definición de este producto reconoce que una parte relevante de la capacidad instalada existente cuenta con infraestructura que puede ser adaptada o complementada mediante almacenamiento, permitiendo desplazar energía desde horas de menor costo hacia las franjas de mayor demanda y mayor estrés operativo del sistema. De esta manera, el Producto 4 habilita una respuesta eficiente y de rápida implementación frente a las necesidades de cobertura de la punta, sin requerir exclusivamente el desarrollo de nuevos proyectos de generación.

Desde la perspectiva de la demanda y de los agentes comercializadores, este producto permite adquirir energía específicamente orientada a mitigar la exposición a precios elevados durante las horas pico, fortaleciendo la gestión del riesgo de precio y contribuyendo a la estabilidad del suministro. Al mismo tiempo, para los generadores existentes, el Producto 4 genera una señal económica clara para la incorporación de almacenamiento como mecanismo de flexibilidad y respaldo operativo.

En consecuencia, el Producto 4 complementa los demás productos del mecanismo al focalizarse en la atención directa de la punta de demanda, promoviendo el uso eficiente del parque de generación existente, incentivando inversiones en almacenamiento y contribuyendo a la seguridad y confiabilidad del SIN en escenarios de alta exigencia operativa.

1.3 Incentivo para la entrada temprana de los proyectos adjudicados

La inclusión de un incentivo para la entrada temprana en operación de los proyectos adjudicatarios del mecanismo de contratación de largo plazo tiene como objetivo promover la aceleración voluntaria del desarrollo de los proyectos, sin afectar las condiciones económicas ni contractuales definidas en el proceso de adjudicación.

La Resolución permite a las partes, de común acuerdo, anticipar la fecha de inicio de las obligaciones contractuales reconoce que algunos proyectos pueden superar de manera más ágil las etapas de licenciamiento, cierre financiero, construcción y conexión al Sistema Interconectado Nacional. En estos casos, habilitar el inicio anticipado de obligaciones permite aprovechar de forma eficiente la disponibilidad temprana de nueva capacidad de generación, contribuyendo oportunamente al abastecimiento del sistema eléctrico.

Este incentivo resulta particularmente relevante en un contexto en el que la experiencia de subastas anteriores ha evidenciado retrasos significativos en la entrada en operación de los proyectos adjudicados. Al permitir que los proyectos que logren materializarse antes del plazo previsto puedan extender proporcionalmente la duración del contrato, se genera una señal positiva al mercado para mejorar la gestión de riesgos, optimizar cronogramas y fortalecer la disciplina en la ejecución de los proyectos, sin imponer obligaciones adicionales a aquellos agentes que requieran el plazo completo originalmente definido.

Adicionalmente, el diseño del incentivo preserva la estabilidad y transparencia del mecanismo, en la medida en que la modificación de la fecha de inicio de obligaciones no altera las condiciones adjudicadas de precio, cantidades, fecha de finalización ni demás elementos esenciales del contrato, y no requiere autorización previa del Ministerio de Minas y Energía. De esta forma, se promueve la flexibilidad contractual necesaria para capturar eficiencias operativas, manteniendo la neutralidad competitiva y la integridad del proceso de contratación.

En conjunto, este incentivo contribuye a mejorar la confiabilidad del abastecimiento, facilitar la incorporación temprana de nueva capacidad de generación y reforzar los objetivos de eficiencia y planeación de largo plazo del sector eléctrico, alineando los intereses de los adjudicatarios con las necesidades del sistema.

1.4 Cesión de los contratos

La inclusión de reglas específicas para la cesión de los contratos de energía de largo plazo adjudicados en el marco del presente mecanismo responde a la necesidad de preservar la confiabilidad del abastecimiento, la continuidad de las obligaciones contractuales y la integridad del proceso de contratación, reconociendo al mismo tiempo los riesgos inherentes al desarrollo de proyectos de generación de mediano y largo plazo.

La experiencia derivada de procesos de contratación anteriores ha evidenciado que los proyectos de generación, en especial aquellos basados en fuentes no convencionales de energía renovable, pueden enfrentar contingencias durante sus etapas de desarrollo y construcción, tales como retrasos en la entrada en operación de los activos de transmisión, dificultades en el licenciamiento ambiental,

retos sociales, limitaciones financieras o eventos jurídicos que escapan al control directo del adjudicatario. En ausencia de un marco regulatorio claro para la cesión, este tipo de situaciones podría traducirse en incumplimientos contractuales, afectaciones a la señal de largo plazo del mecanismo y riesgos para el abastecimiento del sistema eléctrico.

En este contexto, el artículo establece de manera taxativa y restrictiva los casos en los que procede la cesión de los contratos, limitándolos a situaciones debidamente acreditadas y diferenciando entre cesiones temporales (aplicables a retrasos temporales no imputables al titular del proyecto o a demoras en su desarrollo) y cesiones definitivas, reservadas exclusivamente para eventos de imposibilidad definitiva de construcción del proyecto. Esta diferenciación permite gestionar adecuadamente los riesgos sin alterar las condiciones económicas ni temporales adjudicadas, tales como el precio, la fecha de finalización y las cantidades contratadas.

Asimismo, las condiciones establecidas para la cesión buscan evitar comportamientos especulativos, preservar la transparencia del mecanismo y asegurar que las obligaciones contractuales permanezcan en cabeza de agentes técnicamente y financieramente habilitados. En particular, la exigencia de autorización previa por parte del Subastador, la limitación temporal para realizar la cesión y la continuidad de la responsabilidad del cedente hasta la formalización de la cesión garantizan el control regulatorio y operativo del proceso, así como la adecuada gestión de riesgos para el mercado.

Finalmente, la definición de los cesionarios habilitados permite asegurar que la cesión contribuya efectivamente al cumplimiento de las obligaciones contractuales, ya sea mediante otro agente del mercado debidamente registrado o a través del mismo adjudicatario cuando cuente con otro proyecto en operación comercial de la misma tecnología, reduciendo riesgos operativos y facilitando la continuidad del suministro de energía comprometido.

1.5 Actualización del precio del contrato en contratos de largo plazo

El mecanismo de subasta convocado mediante esta Resolución establece la celebración de contratos de energía a largo plazo entre Vendedores y Compradores del Mercado de Energía Mayorista, con una duración de quince (15) años y un precio ofertado en pesos colombianos por kilovatio hora [COP\$/kWh]. En este tipo de contratos, la definición de un esquema adecuado de actualización del precio resulta determinante para la viabilidad financiera de los proyectos y para la asequibilidad de la energía para los usuarios finales.

En el momento de presentar sus ofertas, los desarrolladores elaboran modelos de negocio que incluyen todos los costos anticipados del proyecto, tanto en la fase de construcción (CAPEX) como en la fase de operación y mantenimiento (OPEX). Una de las principales fuentes de incertidumbre que afecta dichos costos es la inflación, entendida como la variación de los precios asociada a factores macroeconómicos internos y externos. La medida en que el proyecto esté protegido frente a la inflación depende, entre otros aspectos, de: (i) la cercanía entre la fecha de adjudicación del contrato y la decisión final de inversión, (ii) la forma en que los contratos de EPC, suministro de equipos, O&M y financiación reconocen o no ajustes por inflación, y (iii) la política de cobertura cambiaria y de precios que adopte el desarrollador.

En ausencia de un esquema de indexación adecuado, los oferentes se verían obligados a incorporar una prima de riesgo inflacionario ex ante en el precio de sus ofertas, con el fin de protegerse frente a posibles desviaciones de la inflación frente al escenario central. Ello conduciría a precios iniciales más altos y, en escenarios extremos, a que algunos proyectos resulten inviables si la inflación futura supera los supuestos incorporados en el modelo. La experiencia internacional muestra que, en aquellos casos en los que el precio adjudicado permanece prácticamente fijo en términos nominales durante largos periodos, sin ajustes que reflejen la evolución de los costos, se incrementa la probabilidad de que los proyectos adjudicados no alcancen cierre financiero o no se construyan, generando tasas elevadas de abandono y retrasos en la expansión de la oferta.

En contraste, la indexación del precio del contrato permite mantener, en términos aproximados, la equivalencia real del precio a lo largo de la vida del contrato, alineando la senda de pagos con la evolución de los costos de inversión y operación asociados al proyecto. Esto reduce la necesidad de inflar el precio ofertado por motivos precautorios, facilita el cierre financiero y mejora la probabilidad de que los proyectos adjudicados efectivamente entren en operación, en beneficio del sistema y de los usuarios. Para el Estado y para los compradores del MEM, un esquema de indexación bien diseñado contribuye, además, a la estabilidad regulatoria y disminuye la probabilidad de litigios y renegociaciones futuras asociadas a la pérdida del valor real del precio contractual.

Sobre esta base, la Resolución incluye en su Artículo 5 un mecanismo explícito de actualización del precio del contrato, que indexa el componente correspondiente al precio de la oferta de venta, preservando un indexador transparente y verificable para las partes, mientras que la componente asociada al CERE se actualiza conforme a su propia regulación específica.

Factores inflacionarios relevantes para la subasta

La definición del indexador no puede ser ajena a la naturaleza de los costos que enfrentan los proyectos que participan en la subasta. En términos generales, los costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) responden a dinámicas inflacionarias distintas:

- Los costos de CAPEX están fuertemente influenciados por el precio de materias primas (acero, cobre, combustibles), los índices de fabricación de equipos, la disponibilidad y congestión de las cadenas de suministro globales y, de manera muy relevante, por la fortaleza relativa de la moneda local frente a las monedas de los países de origen de los proveedores de tecnología.
- Los costos de OPEX se explican principalmente por los costos laborales, de servicios, de transporte, de combustible en el caso de determinadas tecnologías, y en menor medida por repuestos y materiales. Estos componentes suelen estar razonablemente capturados por índices de inflación estándar, como el Índice de Precios del Productor (IPP) de producción nacional.

En economías emergentes como Colombia, existe una consideración adicional: una parte significativa de los bienes de capital para proyectos de FNCER y almacenamiento es de origen internacional y está expuesta a la inflación en dólares y a la evolución del tipo de cambio, mientras que otros insumos, servicios y mano de obra son predominantemente locales. En este contexto, los índices puramente locales pueden no reflejar adecuadamente las variaciones de costos que los proveedores

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

internacionales trasladan a los desarrolladores, en especial entre la adjudicación del contrato y la entrada en operación comercial.

Los proyectos objeto de la subasta –incluyendo plantas solares, eólicas, recursos híbridos con sistemas de almacenamiento de energía en baterías (SAEB) y otras FNCER– presentan, en general, una estructura de costos donde: (i) una fracción importante del CAPEX (módulos, turbinas, baterías, inversores, transformadores, sistemas de control) y de la deuda de largo plazo está denominada o referenciada en dólares estadounidenses, y (ii) una fracción relevante del OPEX (operación local, servicios, personal, seguros y gastos corrientes) está denominada en pesos colombianos y se ve afectada por la inflación interna. En consecuencia, el indexador debe ponderar de forma equilibrada tanto la inflación internacional relevante para los equipos y la financiación, como la inflación interna que afecta los costos locales.

Modelos de indexación considerados

Con el fin de seleccionar el esquema de indexación más adecuado para la subasta, el Ministerio adelantó un ejercicio cuantitativo, tomando como referencia un precio base de 160 COP/kWh en 2020 y proyectando su evolución hasta 2034 bajo distintos esquemas de indexación. Para cada año y escenario se calcularon los precios en COP/kWh y en USD/MWh, a partir de trayectorias históricas y proyectadas del IPP Colombia, el *Producer Price Index – Final Demand* de Estados Unidos (US PPI) y el tipo de cambio COP/USD, con base en fuentes oficiales.

En total se evaluaron cinco escenarios representativos: (i) indexación 100% al IPP Colombia, (ii) indexación 100% al US PPI – *Final Demand*, (iii) un esquema mixto 85% US PPI / 15% IPP Colombia, y dos esquemas intermedios (70% US PPI / 30% IPP Colombia y 50% US PPI / 50% IPP Colombia), que permiten ilustrar el gradiente de resultados entre los extremos. El objetivo central del ejercicio fue comparar el crecimiento acumulado del precio, su volatilidad y las implicaciones en términos de costo para la demanda y de cobertura de riesgos para los desarrolladores.

Desde la perspectiva del *offtaker* (compradores del MEM y, en última instancia, los usuarios), la indexación 100% al IPP Colombia reproduce de forma casi directa los choques inflacionarios internos sobre el precio del contrato, lo que se traduce en una mayor volatilidad y en un crecimiento más acelerado de las obligaciones de pago en moneda local. Aunque este esquema ha sido el referente histórico en Colombia, la experiencia reciente de episodios de IPP superiores al 20% anual pone de manifiesto su sensibilidad frente a choques internos y su potencial impacto en las tarifas.

Por otra parte, la indexación 100% al US PPI – *Final Demand* introduce disciplina inflacionaria y se alinea mejor con la estructura de costos de inversión y financiación en dólares de los proyectos, tal como se ha reconocido en otros instrumentos regulatorios del sector eléctrico colombiano. Sin embargo, al mantenerse el contrato denominado en COP, este esquema concentra el riesgo cambiario en el desarrollador: si la moneda local se deprecia más rápido que la diferencia de inflación entre Colombia y Estados Unidos, el valor de los ingresos en USD puede verse erosionado, lo cual obliga a los desarrolladores a incorporar una prima de riesgo cambiario en sus ofertas o a recurrir de forma más intensiva a coberturas financieras.

Los esquemas mixtos (50/50, 70/30 y 85/15) constituyen alternativas intermedias que buscan compartir de manera más equilibrada los riesgos entre desarrolladores y *offtaker*. En particular, el

memorando técnico evidencia que el 100% US PPI produce el nivel de precio más bajo para la demanda, mientras que el 100% IPP Colombia arroja el más alto; los esquemas de mezcla se ubican entre estos extremos, ilustrando el *trade-off* entre protección al desarrollador y contención del crecimiento del precio de la energía para los usuarios.

Justificación de la selección del esquema 85% US PPI – 15% IPP Colombia

A partir del análisis cuantitativo y de las consideraciones conceptuales expuestas, el Ministerio optó por adoptar, en el Artículo 5 de la Resolución de Convocatoria, un esquema de indexación mixto 85% US PPI – *Final Demand* / 15% IPP Colombia (Producción Nacional, DANE) para el componente del precio correspondiente a la oferta de venta adjudicada, manteniendo la actualización del CERE conforme a su propia regulación. Este esquema es consistente con el habilitado por la Resolución 40337 de 2025 para el mecanismo de pago por diferencias, lo que garantiza coherencia regulatoria entre la convocatoria de la subasta de contratos de energía a largo plazo y el diseño del mecanismo PfD.

El indexador 85/15 refleja, de manera aproximada, la estructura real de costos de los proyectos: la ponderación del 85% al US PPI captura adecuadamente la inflación de los equipos y servicios denominados en dólares, así como la de buena parte de la deuda de largo plazo; el componente de 15% IPP Colombia introduce, por su parte, sensibilidad a la inflación local relevante para los costos de operación, servicios y mano de obra, manteniendo una señal vinculada al contexto económico interno.

En términos de resultados, el esquema 85/15 entrega una senda de precios que se mantiene sustancialmente por debajo de la que resultaría de una indexación 100% IPP Colombia, reduciendo la exposición de la demanda a choques inflacionarios internos, pero sin llegar al mínimo absoluto asociado al 100% US PPI. Este “punto intermedio” permite contener el crecimiento esperado de los pagos por energía, a la vez que mejora la cobertura de los riesgos de inflación y de tipo de cambio que enfrentan los desarrolladores frente a un esquema puramente internacional.

Adicionalmente, al reducir parcialmente la concentración del riesgo cambiario en los desarrolladores, el esquema 85/15 contribuye a mejorar la bancabilidad de los proyectos y a facilitar condiciones de financiación más favorables, al disminuir la prima de riesgo que, de otro modo, debería incorporarse en el precio ofertado. Con un componente IPP Colombia acotado al 15%, parte de los choques asociados a episodios de devaluación fuerte se incorporan de manera moderada a la senda de precios, reduciendo el volumen de coberturas financieras que los desarrolladores deben contratar y alineando mejor la “moneda económica” de sus ingresos con la de sus pasivos.

En síntesis, la selección del esquema de indexación 85% US PPI – 15% IPP Colombia para la actualización del precio del contrato en la subasta de largo plazo responde a los siguientes objetivos:

1. Proteger la viabilidad financiera de los proyectos adjudicados, manteniendo la equivalencia real del precio frente a la evolución esperada de los costos y reduciendo la probabilidad de abandono o retraso de proyectos.
2. Contener el crecimiento de las obligaciones de pago para la demanda y los usuarios, evitando la plena traslación de choques inflacionarios internos al precio de la energía, como ocurriría bajo un esquema 100% IPP Colombia.

3. Compartir de manera equilibrada los riesgos inflacionarios y cambiarios entre desarrolladores y *offtaker*, reduciendo la necesidad de primas de riesgo elevadas en las ofertas y favoreciendo condiciones de financiación competitivas.
4. Asegurar coherencia regulatoria y estabilidad institucional, al armonizar el diseño de la indexación de los contratos de la subasta con el esquema previsto en la Resolución 40337 de 2025 para el mecanismo de pago por diferencias.

1.6 Proyectos que pueden participar en el mecanismo

La resolución define los criterios de elegibilidad de los proyectos que podrán participar en el mecanismo de contratación de largo plazo, con el propósito de alinear las características técnicas de la oferta con las necesidades horarias del sistema eléctrico, preservar la eficiencia del proceso competitivo y asegurar el cumplimiento efectivo de las obligaciones contractuales. La diferenciación de proyectos por producto responde a la heterogeneidad de los perfiles de generación y busca evitar que tecnologías con capacidades operativas distintas compitan en condiciones no comparables.

La priorización de proyectos nuevos en los Productos 1, 2 y 3 obedece al objetivo de promover la incorporación de nueva capacidad de generación, garantizando la adicionalidad del mecanismo y su contribución efectiva a la expansión del parque de generación. Esta definición permite que los contratos de largo plazo actúen como una señal de inversión, reduciendo riesgos de desarrollo y facilitando el cierre financiero de proyectos que aún no han entrado en operación comercial.

La habilitación de proyectos que cuentan con obligaciones de energía firme asignadas en el marco del Cargo por Confiabilidad para participar en el Producto 1 reconoce que estos proyectos aportan atributos relevantes para el suministro continuo de energía durante las 24 horas del día. Esta participación se circunscribe a un producto con mayores exigencias operativas y no modifica las condiciones económicas ni regulatorias de las obligaciones previamente asignadas, evitando distorsiones en las señales del mercado y garantizando la coherencia entre los distintos mecanismos de confiabilidad y contratación de largo plazo.

La inclusión diferenciada de SAEB u otras tecnologías de almacenamiento como requisito habilitante en los Productos 3 y 4, y como componente elegible en el Producto 1, responde a la necesidad de gestionar la variabilidad de los recursos renovables y asegurar la entrega de energía en las franjas horarias comprometidas. En particular, el almacenamiento permite desplazar energía entre periodos, mejorar la firmeza horaria de la oferta y reducir riesgos de incumplimiento, lo cual resulta fundamental para productos que atienden ventanas horarias específicas o suministro continuo.

La diferenciación entre proyectos nuevos y proyectos existentes con almacenamiento busca reconocer inversiones incrementales en activos ya operativos sin desplazar la señal de expansión asociada a los proyectos nuevos. En este sentido, la participación de proyectos existentes con SAEB se limita al Producto 4, cuya naturaleza horaria es consistente con el aprovechamiento de capacidades de almacenamiento sobre infraestructura existente, promoviendo eficiencia y evitando la canibalización de los demás productos.

El establecimiento de un umbral mínimo de capacidad efectiva neta de 5 MW responde a criterios de eficiencia operativa y económica del mecanismo, al reducir costos transaccionales, facilitar la

supervisión contractual y asegurar una participación alineada con el impacto sistémico esperado de los contratos de largo plazo.

Los requisitos técnicos exigidos a los proyectos tienen como finalidad permitir al Subastador evaluar de manera objetiva la viabilidad técnica y operativa de la oferta, reducir asimetrías de información y mitigar riesgos de incumplimiento.

En particular, en el requisito que exige que cada proyecto solar fotovoltaico declare, hora por hora, cuál es su factor de planta esperado, expresado como un número entre 0 y 1, para cada una de las horas del Producto 2, se especifica para que el proyecto no declare un solo factor de planta promedio, sino un perfil horario de generación.

Qué significa factor de planta horario en el periodo:

$$\text{Factor de planta horario} = \frac{\text{Energía esperada a entregar en la hora}}{\text{Capacidad efectiva neta del proyecto}}$$

- Valor 0 → no se espera generación en esa hora.
- Valor 1 → el proyecto estaría generando al 100% de su capacidad efectiva neta en esa hora.
- Valores intermedios → generación parcial.

Ejemplo conceptual para un solar típico:

- Horas nocturnas (p. ej. 0–6): factor = 0
- Mediodía (11–14): factores altos (0,6 – 0,9, dependiendo del recurso)
- Tarde (17–18): factores decrecientes

Finalmente, la flexibilización del requisito de contar con concepto de conexión para los proyectos del Producto 1 con inicio de obligaciones en 2035 reconoce la incertidumbre inherente a la planeación de la expansión de la transmisión en horizontes de largo plazo y busca evitar barreras de entrada innecesarias para proyectos de mayor maduración, manteniendo al mismo tiempo la coherencia con los objetivos de confiabilidad y planeación del sistema eléctrico.

1.7 Funcionamiento del mecanismo: presentación de ofertas, adjudicación y estructuración contractual

En el mecanismo de contratación, tanto los compradores como los vendedores presentan sus ofertas en términos de energía diaria total (MWh-día) y un precio por producto, tal como se establece en los Artículos 11 y 12. Los participantes no ofertan cantidades horarias de manera directa, sino un volumen agregado diario asociado a cada producto, utilizando el término MWh-día como una convención que permite representar la energía total del producto, la cual posteriormente se desagrega en obligaciones horarias conforme a la estructura propia de cada uno.

El modelo de adjudicación utiliza estas ofertas diarias agregadas para realizar la asignación de energía entre compradores y vendedores. El resultado del mecanismo corresponde, por tanto, a una energía total adjudicada por día y por producto, junto con los precios definidos en las ofertas aceptadas.

Con el fin de facilitar la comprensión del mecanismo, a continuación, se presenta la estructura de las ofertas de compra y venta por producto, seguida de una ilustración de cómo la energía diaria adjudicada se traduce en obligaciones horarias dentro de los contratos.

Elemento	Ofertas de compra	Ofertas de venta
Participante	Comprador habilitado	Vendedor habilitado (proyecto de generación)
Número de ofertas	Una por producto	Una para un solo producto
Cantidad ofertada	Energía máxima a comprar (MWh-día)	Energía a vender (MWh-día)
Precio	Precio máximo dispuesto a pagar (COP/kWh)	Precio de venta del proyecto (COP/kWh)
Cantidad mínima	No aplica	Cantidad mínima de venta (MWh-día)
Diferenciación por periodos	Producto 3 (cantidad y precio)	Producto 2 (cantidad) y Producto 3 (cantidad y precio)

El Producto 3 comprende dos bloques horarios: el primero entre las 08:00 y las 17:00 horas (periodos de liquidación 9 a 17), con una duración de nueve (9) horas, y el segundo entre las 17:00 y las 21:00 horas (periodos de liquidación 18 a 21), con una duración de cuatro (4) horas.

Para este producto, tanto los compradores como los vendedores pueden presentar cantidades y precios diferenciados para cada uno de los periodos horarios que lo conforman. En consecuencia, la adjudicación y los contratos resultantes mantienen dicha diferenciación horaria, reflejando obligaciones específicas para cada bloque.

Para ilustrar la oferta daremos un ejemplo a continuación:

Oferta de compra: el comprador A decide presentar una oferta para el producto 3

Periodo horario	Horas	Cantidad ofertada (MWh-día)	Precio de compra (COP/kWh)
08:00–17:00	9	90	420
17:00–21:00	4	40	480

Esto significa que el comprador está dispuesto a:

- Comprar hasta **90 MWh-día** en el bloque 08:00–17:00 a **420 COP/kWh**, y
- Comprar hasta **40 MWh-día** en el bloque 17:00–21:00 a **480 COP/kWh**.

Oferta de venta: de manera análoga, el vendedor B decide presentar una oferta para el producto 3

Periodo horario	Horas	Cantidad ofertada (MWh-día)	Precio de compra (COP/kWh)
08:00–17:00	9	80	400
17:00–21:00	4	50	450

Esto implica que el vendedor ofrece:

- Vender hasta 80 MWh-día en el bloque 08:00–17:00 a 400 COP/kWh, y
- Vender hasta 50 MWh-día en el bloque 17:00–21:00 a 450 COP/kWh.

En el Producto 2, la oferta de venta no se realiza en términos de una cantidad máxima de energía (MWh-día), como ocurre en los demás productos. En su lugar, los proyectos solares ofertan su forma de entrega horaria mediante la declaración de factores de planta horarios.

Los factores de planta horarios:

- Se declaran para cada una de las horas que conforman el producto, es decir, entre las 06:00 y las 18:00 horas.
- Son valores adimensionales entre 0 y 1.
- Representan la proporción de la capacidad instalada del proyecto que se espera generar en cada hora.
- Sustituyen la oferta de una cantidad diaria de energía, ya que permiten caracterizar completamente la curva solar asociada al proyecto.

Con el fin de ilustrar de manera práctica la forma en que los Vendedores presentan sus ofertas en el Producto 2, a continuación, se muestra un ejemplo hipotético de un proyecto solar que declara factores de planta horarios para cada una de las horas que conforman el producto. Este ejercicio permite evidenciar cómo, a partir de la capacidad instalada del proyecto y de los factores horarios ofertados, el Subastador puede calcular la energía horaria y la energía total diaria asociada al contrato, sin que el Vendedor deba ofertar explícitamente una cantidad de energía en MWh-día.

Supongamos un proyecto solar con una capacidad instalada de 100 MW, que presenta la siguiente oferta de venta para el Producto 2:

Hora	Factor de planta ofertado
06–07	0,00
07–08	0,10
08–09	0,30
09–10	0,55
10–11	0,75

11-12	0,85
12-13	0,90
13-14	0,85
14-15	0,70
15-16	0,50
16-17	0,25
17-18	0,10

Por ejemplo:

- Entre 11:00 y 12:00 → $100 \text{ MW} \times 0,85 = \mathbf{85 \text{ MWh}}$
- Entre 12:00 y 13:00 → $100 \text{ MW} \times 0,90 = \mathbf{90 \text{ MWh}}$

A partir del resultado de la adjudicación del mecanismo, la energía diaria asignada por producto se materializa en contratos de largo plazo mediante la definición de obligaciones horarias, conforme a la estructura propia de cada producto. Este proceso aplica de manera equivalente tanto para compradores como para vendedores y puede involucrar la distribución de las cantidades adjudicadas entre múltiples contrapartes, sin modificar ni los precios ni los volúmenes totales resultantes del proceso de adjudicación, sino definiendo la forma operativa en que la energía es entregada y liquidada en cada periodo horario. Cuando una de las contrapartes representa múltiples proyectos o unidades de generación, las obligaciones contractuales se agrupan y se estructuran por agente, de acuerdo con las reglas del mecanismo.

La única particularidad corresponde al Producto 2, en el cual la energía asignada al comprador se expresa mediante una curva solar horaria calculada a partir de los factores de planta declarados por el vendedor, la cual en ningún caso supera la cantidad máxima de energía ofertada por el comprador. A continuación, se presentan ejemplos ilustrativos de la estructuración contractual para cada producto.

Producto 1

Energía adjudicada: 240 MWh-día

Contrato:

Producto plano con 24 horas → distribución uniforme

$$240 \div 24 = 10 \text{ MWh/h}$$

El contrato establece una obligación de 10 MWh en cada periodo del día

La Figura 12 ilustra de manera esquemática la forma en que la energía diaria adjudicada para un producto se distribuye en obligaciones horarias. En este ejemplo, una energía total adjudicada de 240 MWh-día se reparte de manera uniforme a lo largo de las 24 horas del día, resultando en una obligación horaria constante de 10 MWh en cada periodo. La franja superior representa la energía total asignada al contrato, mientras que la desagregación inferior muestra su traducción operativa en bloques horarios equivalentes, manteniendo inalterados tanto el volumen total adjudicado como el precio resultante del mecanismo.



Figura 12: Representación gráfica de la distribución horaria de la energía adjudicada – Producto 1

- Precio = precio ofertado por el vendedor

Producto 2 – Solar (06:00–18:00)

Para efectos del análisis ilustrativo que se presenta a continuación, se considera como energía adjudicada la energía total asociada a la oferta de venta del proyecto, determinada a partir de su capacidad instalada y de los factores de planta horarios declarados. No obstante, la representación gráfica se realiza únicamente con la energía correspondiente a una oferta de compra individual, con el propósito de facilitar la comprensión del mecanismo de asignación y de la traducción de la curva solar en obligaciones horarias. En la operación real del mecanismo, la energía total adjudicada a un vendedor puede distribuirse entre múltiples compradores conforme a las reglas de prorrateo establecidas, situación que no se representa de manera explícita en el ejemplo gráfico.

Oferta:

- Vendedor:

Hora	Factor de planta ofertado
06–07	0,00
07–08	0,10
08–09	0,30
09–10	0,55
10–11	0,75
11–12	0,85

12-13	0,90
13-14	0,85
14-15	0,70
15-16	0,50
16-17	0,25
17-18	0,10

- Comprador: 300 MWh/día

La Figura 13 presenta una representación esquemática de la estructuración contractual del Producto 2, en la cual la energía adjudicada se expresa mediante una curva solar horaria. La curva superior corresponde a la forma de entrega horaria ofertada por un vendedor, definida a partir de los factores de planta horarios declarados y de su capacidad instalada, cuya área total representa la energía diaria potencial asociada a dicha oferta.

La curva inferior ilustra, a modo de ejemplo, la energía asignada a un comprador como resultado del proceso de adjudicación, la cual conserva la misma forma horaria de la curva solar ofertada, pero con un área menor, consistente con la cantidad máxima de energía adjudicada al comprador. Esta representación permite visualizar que, en el Producto 2, la energía asignada se obtiene como una proporción de la curva solar del vendedor y se traduce en obligaciones horarias que no exceden el volumen adjudicado de las ofertas de los compradores.

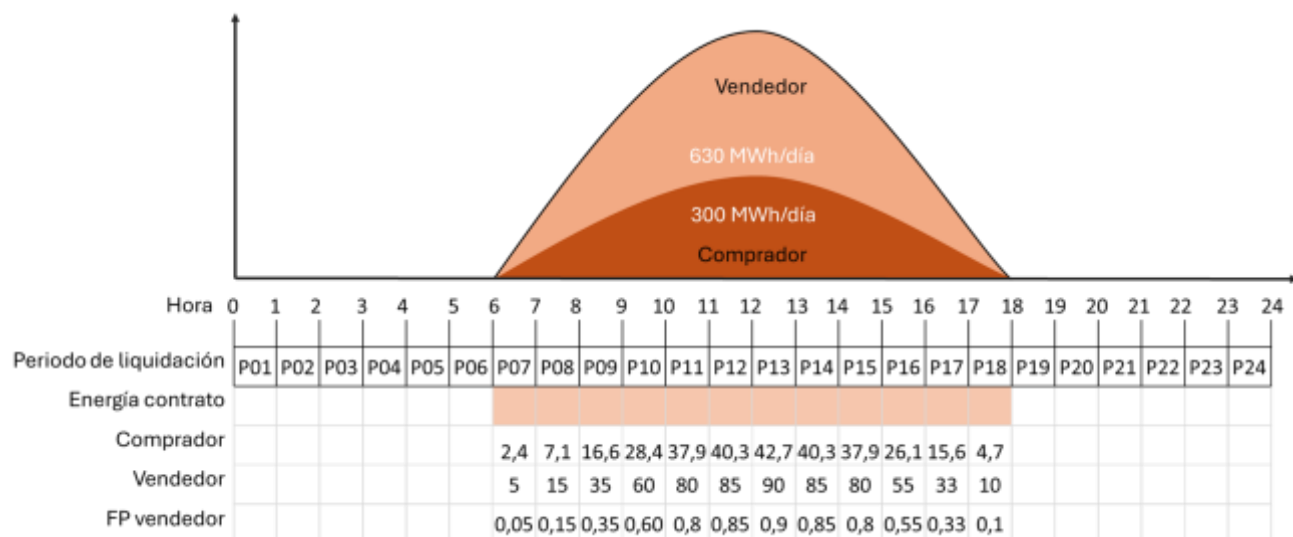


Figura 13: Representación gráfica de la distribución horaria de la energía adjudicada – Producto 2

Producto 3 – producto Híbrido

Supongamos que la energía adjudicada:

- Periodo 08–17: 90 MWh-día
- Periodo 17–21: 240 MWh-día

El contrato:

- Distribuye uniformemente dentro de cada periodo
 - Periodo 08–17: $90 \div 9 = 10$ MWh/h
 - Periodo 17–21: $240 \div 4 = 60$ MWh/h
- Mantiene los precios diferenciados para cada bloque si así fueron ofertados

La Figura 14 presenta una representación esquemática de la estructuración contractual del Producto 3, el cual se compone de dos bloques horarios independientes. En este ejemplo, la energía adjudicada para el primer bloque, comprendido entre las 08:00 y las 17:00 horas, asciende a 90 MWh-día y se distribuye de manera uniforme a lo largo de sus nueve (9) horas, resultando en una obligación horaria constante de 10 MWh en cada periodo.

Para el segundo bloque, comprendido entre las 17:00 y las 21:00 horas, la energía adjudicada es de 240 MWh-día, la cual se reparte uniformemente en sus cuatro (4) horas, dando lugar a una obligación horaria de 60 MWh en cada periodo.

La figura ilustra que, en el Producto 3, cada bloque horario mantiene su propia cantidad de energía y su propia distribución horaria, reflejando que la adjudicación y la ejecución contractual se realizan de manera diferenciada por bloque, conforme a las cantidades ofertadas y adjudicadas para cada uno.

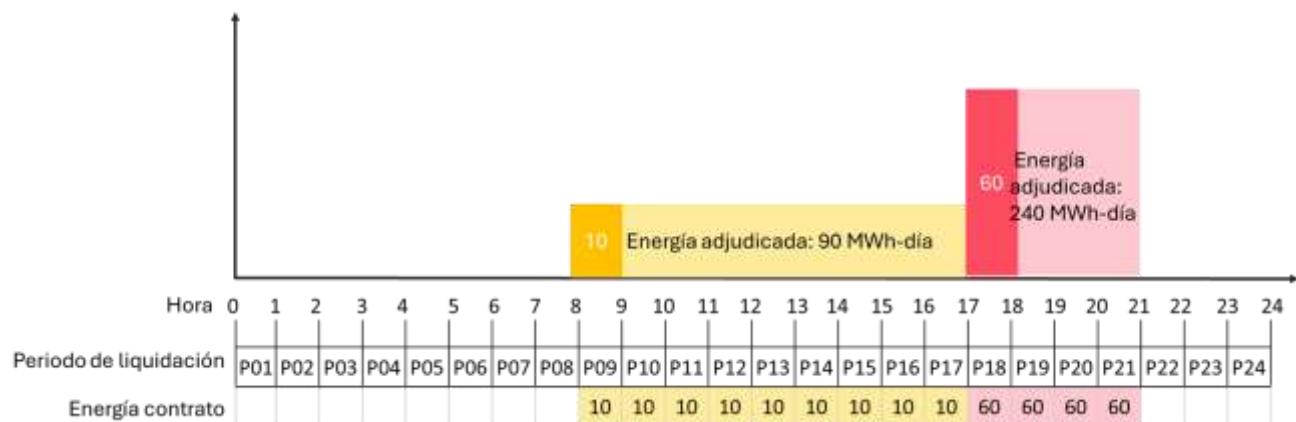


Figura 14: Representación gráfica de la distribución horaria de la energía adjudicada – Producto 3

Producto 4 –

Energía adjudicada: 400 MWh-día

Contrato:

Producto horas punta con 4 horas (18:00–22:00)

$$400 \div 4 = 100 \text{ MWh/h}$$

La Figura 15 ilustra de manera esquemática la forma en que la energía diaria adjudicada para un producto de horas punta se traduce en obligaciones horarias. En este caso, una energía total adjudicada de 400 MWh-día se concentra en el bloque horario comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas. Dado que el producto abarca cuatro (4) horas, la energía se distribuye de manera uniforme dentro de dicho intervalo, resultando en una obligación horaria constante de 100 MWh en cada periodo.

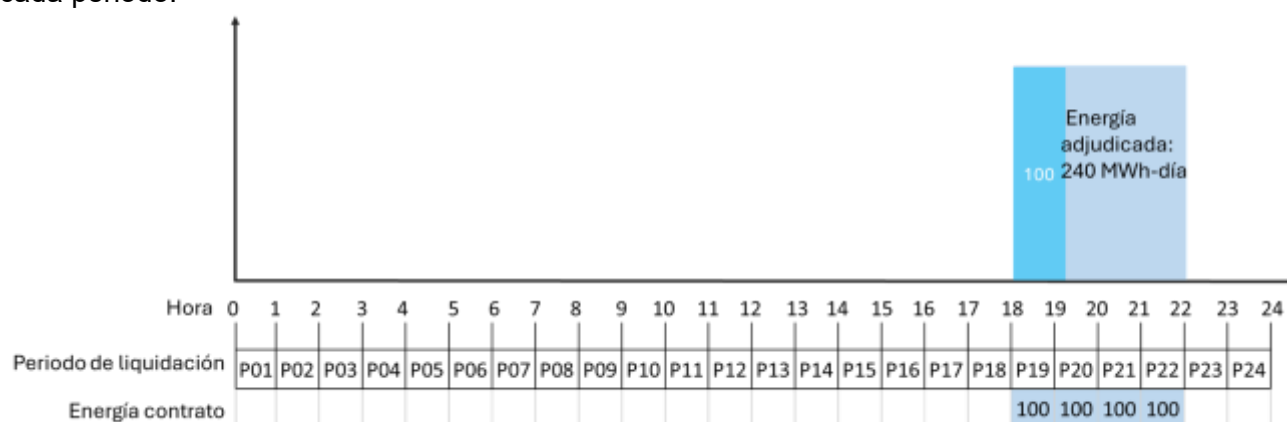


Figura 15: Representación gráfica de la distribución horaria de la energía adjudicada – Producto 4

1.7 Criterios de desempate

Con el propósito de garantizar una asignación eficiente, transparente y consistente con los objetivos del mecanismo de contratación a largo plazo, se establecen criterios de desempate aplicables a los escenarios en los que se presenten ofertas con igualdad de precios que puedan resultar adjudicables. Estos criterios permiten resolver de manera objetiva situaciones de concurrencia entre ofertas, preservando la integridad del proceso competitivo, la formación eficiente de precios y el adecuado balance entre la oferta y la demanda.

Con el fin de ilustrar la aplicación de los criterios de desempate definidos para el mecanismo de contratación de largo plazo, se presenta el siguiente caso hipotético:

Caso 1 – Desempate entre ofertas de compra

Supóngase que, durante la ejecución del mecanismo, tres agentes comercializadores presentan ofertas de compra para un mismo producto y bloque horario, todas al mismo precio ofertado como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3: Ejemplos de ofertas de compra

Agente comercializador	Precio ofertado (COP/kWh)	Exposición promedio en bolsa (%) – últimos 12 meses	Hora de llegada de la oferta
Comercializador A	95	42%	10:15 a.m.
Comercializador B	95	35%	10:05 a.m.
Comercializador C	95	42%	10:20 a.m.

De acuerdo con las reglas del mecanismo, al presentarse ofertas de compra con el mismo precio, estas se priorizan en orden descendente según el valor promedio de la exposición del agente en bolsa, calculado para los doce (12) meses anteriores al mes de ejecución del mecanismo.

En este caso, los comercializadores A y C presentan la mayor exposición promedio en bolsa (42%), por lo que sus ofertas tienen prioridad frente a la del Comercializador B (35%). Al persistir el empate entre A y C, el criterio de desempate adicional corresponde al orden de llegada de la oferta, asignándose prioridad al Comercializador A, cuya oferta fue recibida primero.

Orden final de priorización de las ofertas de compra:

1. Comercializador A
2. Comercializador C
3. Comercializador B

Este criterio incentiva la participación de agentes con mayor exposición al mercado, contribuyendo a una mejor cobertura del riesgo de precio y a la estabilidad del mercado.

Caso 2 – Desempate entre ofertas de venta

Supóngase ahora que dos proyectos de generación presentan ofertas de venta para un mismo producto al mismo precio ofertado como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4: Ejemplos de ofertas de venta

Proyecto generador	Precio ofertado (COP/kWh)	Hora de llegada de la oferta
Proyecto X	88	09:40 a.m.
Proyecto Y	88	09:55 a.m.

En este caso, conforme a las reglas del mecanismo, las ofertas de venta que presenten el mismo precio se priorizan de acuerdo con su orden de llegada. En consecuencia, la oferta del Proyecto X tiene prioridad sobre la del Proyecto Y.

Caso 3 – Empate entre una oferta de compra y una oferta de venta

Supóngase que, durante la ejecución del mecanismo, se presentan una oferta de compra y una oferta de venta para un mismo producto, ambas con igual precio ofertado y susceptibles de resultar adjudicadas dentro del proceso de asignación como se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5: Ejemplos empates de ofertas

Tipo de oferta	Agente / Proyecto	Precio ofertado (USD/MWh)	Cantidad ofertada (MWh)
Oferta de compra	Comercializador D	90	50
Oferta de venta	Proyecto Z	90	50

En este escenario, al existir igualdad entre el precio de la oferta de compra y el de la oferta de venta, y siendo ambas potencialmente adjudicables, la regla de desempate establece que la adjudicación se resolverá dando prioridad a la oferta de compra, manteniendo en todo caso los precios originalmente ofertados.

En consecuencia, la energía correspondiente será adjudicada atendiendo la oferta de compra presentada por el Comercializador D, sin que ello implique modificación alguna del precio ofertado por las partes.

Este criterio busca asegurar la correcta formación del resultado del mecanismo, privilegiando la señal de demanda en situaciones de igualdad de precios, sin distorsionar las condiciones económicas originalmente propuestas por los participantes.

1.8 Condiciones para los precios de oferta

En la resolución de la convocatoria se han incluido límites de precio para los agentes participantes consistentes en precios mínimos de venta para los generadores y precios máximos de compra para los comercializadores, cuya justificación se detalla en esta sección.

1. *El precio de venta deberá ser mayor que el precio de venta mínimo calculado por el Subastador. Los parámetros para calcular el precio mínimo de venta serán publicados en los pliegos de condiciones elaborados por el Subastador.*

Esta condición tiene el propósito de garantizar que las ofertas de los vendedores reflejen costos mínimos razonables y eviten precios destructivos o estrategias que distorsionen el proceso competitivo. Ello busca asegurar la viabilidad financiera de los proyectos participantes en el proceso, la eficiencia de la subasta y la seguridad del suministro pues evita la presentación de ofertas que no cubran costos básicos o que busquen manipular el resultado de la subasta.

Su justificación se resume como sigue:

- Contribuye a preservar una competencia efectiva pues reduce incentivos a prácticas predatorias y asegura que la competencia se dé entre ofertas técnica y económicamente viables.
- Busca una mayor transparencia en el proceso pues define parámetros claros para los participantes y financiadores, facilitando evaluación de riesgos y el acceso al financiamiento para los nuevos proyectos.
- Evita distorsiones regulatorias y de mercado pues contribuye a que las señales de precio sean representativas del costo real de suministro y de la inversión requerida.
- Protege la sostenibilidad del suministro pues evita que precios artificialmente bajos lleven a retiros de proyectos no financiables, afectando la confiabilidad del sistema, al disminuir la probabilidad de que adjudicatarios no puedan cumplir contratos por haber ofertado por debajo de umbrales financieros sostenibles.

Para seleccionar los precios mínimos de oferta se propone considerar las principales características económicas y técnicas asociadas a los proyectos potencialmente participantes, consistentes en costos unitarios fijos y variables (capex y opex), factores de planta, vida útil, rentabilidad mínima requerida y factores regulatorios o fiscales aplicables. Con base en ello se establecerán umbrales de precios mínimos (USD/MWh) para la subasta diferenciados por tecnologías de generación operadas

con fuentes no convencionales de energía renovable (hidro, solar, solar y eólica, con opciones para proyectos híbridos con baterías).

2. *El precio de compra no podrá superar el valor promedio, actualizado con IPP, de los nuevos contratos suscritos para la demanda regulada del año anterior a la ejecución del mecanismo. Se recibirán ofertas por encima de este valor, pero serán ajustadas al Precio Máximo de Compra en el modelo de adjudicación. El Precio Máximo de Compra para el periodo entre las 17:00 y las 21:00 horas y el periodo comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas asociado a los productos 3 y 4 respectivamente, no podrá ser mayor al precio de escasez superior, de acuerdo con la regulación vigente.*

Esta condición tiene el propósito principal de evitar precios excesivos que distorsionen la competencia y transfieran riesgos injustificados a los compradores por eventuales rentas monopolísticas, incrementos en el costo del abastecimiento y distorsión de las señales de inversión en el mercado eléctrico.

Su justificación se resume como sigue:

- Protege a la demanda regulada pues limita la exposición de los consumidores finales a precios que superen niveles razonables para los contratos de largo plazo, manteniendo tarifas y previsibilidad financiera para la cadena comercializadora.
- Preserva la competitividad de la subasta pues evita que actores con capacidad de mercado impongan precios excesivos aprovechando posiciones dominantes; contribuye a que la subasta refleje competencia efectiva entre oferentes.
- Proporciona señales de precio coherentes para inversión pues la implementación de un techo razonable ayuda a que las adjudicaciones recompensen eficiencia y no rentas extraordinarias, facilitando evaluación regulatoria y credibilidad del proceso.

Para definir los precios máximos de compra se tomarán como referencia los precios promedio actualizados de los contratos nuevos suscritos dentro de los procesos competitivos realizados para la demanda regulada en el año anterior a la ejecución del mecanismo. Mediante este umbral se busca capturar las condiciones técnicas y económicas asociadas a los proyectos nuevos y recientes de generación realizados en el país, lo cual constituye una referencia pertinente para los procesos de subasta.

Resulta también pertinente observar cómo se prevé que el sistema eléctrico colombiano evolucionará hacia una menor participación de la generación hidroeléctrica, ocasionada por el incremento en la instalación de nueva capacidad de otras tecnologías de generación, como son las FNCER. Históricamente la expansión de la capacidad generadora del SIN ha sido determinada principalmente por requerimientos de energía para atender la demanda diaria en épocas de sequía y con apoyo del despacho flexible de una suficiente capacidad de las hidroeléctricas, y no tanto por requerimientos de potencia para atender la demanda en las horas de punta. Sin embargo, hacia el futuro se observa como las necesidades de expansión tenderán a progresivamente hacia mayores requerimientos de capacidad y de servicios complementarios para satisfacer la demanda en las horas de punta, lo cual implica mayores costos horarios de la generación eléctrica asignables al suministro en estas horas. Por esta razón una consideración importante en la limitación del precio de compra es la flexibilización del precio para las compras de energía para los bloques de punta, para los cuales se consideran necesarios mayores precios y se propone aplicar como techo el Precio de Escasez Superior establecido por la regulación. Esto permitirá la participación, entre otros, de proyectos híbridos con baterías al permitirles el

cubrimiento de los mayores costos fijos que les implica garantizar la generación en las horas de punta.

Referencias

[BNEF, 2025] BloombergNEF. (2025). *Lithium-ion Battery Pack Prices Fall to \$108 per Kilowatt-hour Despite Rising Metal Prices*. Recuperado el 15 de diciembre de 2025 de <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/lithium-ion-battery-pack-prices-fall-to-108-per-kilowatt-hour-despite-rising-metal-prices-bloombergnef/>

[Cole, 2025] Cole, W., Ramasamy, V., & Turan, M. (2025). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update* (Technical Report No. NREL/TP-6A40-93281). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en <https://www.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>

[IRENA, 2024] International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable Power Generation Costs in 2024* (Technical Report). Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA). Disponible en https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente Resolución aplica, entre otras, a entidades públicas, privadas o mixtas, empresas o a los Agentes Comercializadores y Generadores del Mercado de Energía Mayorista que tengan interés en participar en el mecanismo de contratación a largo plazo.

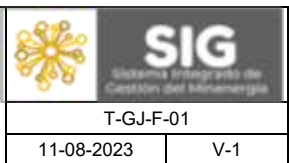
3. VIABILIDAD JURÍDICA

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

El proyecto “*Por la cual se convoca y define el primer mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica, en cumplimiento de los objetivos y lineamientos establecidos en el artículo 1 numeral 2.2.3.8.10.1 del Decreto 1091 de 2025.*” se expide con base en las facultades constitucionales y legales que tiene el Ministerio de Minas y Energía en virtud de:

- Artículo 2 de la Ley 143 de 1994.
- Artículo 4 de la Ley 143 de 1994.
- Artículos 6 y 7 de la Ley 1715 de 2014
- Decreto 381 de 2012
- El Decretó Número 1091 de 2025, que define los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución y otros servicios relacionados.

De conformidad con las citadas disposiciones, y en aquellas desarrolladas en la parte motiva del proyecto normativo y en la presente memoria justificativa, se concluye que El Ministerio de Minas y Energía es la autoridad competente para expedir la norma en análisis.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada
Las normas que fundamentan esta Resolución, incluyendo la Ley 143 de 1994, la Ley 1715 de 2014 y el Decreto 1091 de 2025, se encuentran vigentes y son de carácter permanente.
3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas
N/A
3.4. 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 del 02 de enero de 2026, el Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica emitió el informe sobre decisiones judiciales, señalando lo siguiente: <i>“En atención a lo solicitado, me permito informar que, una vez realizada la revisión de la base de datos disponible, no se evidencia la existencia de acciones judiciales relacionadas con los siguientes normas:</i> • <i>Artículo 2 de la Ley 143 de 1994.</i> • <i>Artículo 4 de la Ley 143 de 1994.</i> • <i>Decreto 381 de 2012</i> • <i>Decreto 1091 de 2025</i> <i>Con respecto a</i> <u>Artículos 6 y 7 de la Ley 1715 de 2014</u> <i>Se desprende de la verificación de los registros actualmente incorporados en la base de datos de procesos judiciales que existe una actuación judicial vigente con los siguientes detalles:</i> <i>Norma Demandada: ARTICULOS 6 Y 20 DE LA LEY 1715 DE 2014</i> <i>Pretensión: SE SOLICITA QUE SE DECLARE EL INCUMPLIMIENTO POR PARTE DE LAS DEMANDAS DEL ARTICULO 6 Y 20 DE LA LEY 1715 DE 2014 POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES</i> <i>Tipo de Proceso: ACCION DE CUMPLIMIENTO</i> <i>Despacho Actual: TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE CUNDINAMARCA - SECCION 1</i> <i>Radicado: '11001334104520160021200-</i> <i>Demandante: EDGARDO JOSE HERNANDEZ MONTERO</i> <i>Apoderado MME: ORLANDO LLATH (22/07/2025)”</i> De tal manera se establece que las normas sobre las cuales se sustenta el proyecto normativo cuneta con plena vigencia.
3.5 Circunstancias jurídicas adicionales
Teniendo en cuenta que el artículo 296 de la Ley 1755 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo, dispuso lo siguiente: “Artículo 296. Matriz energética. En cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

regulación establezca. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior al dispuesto en este artículo.

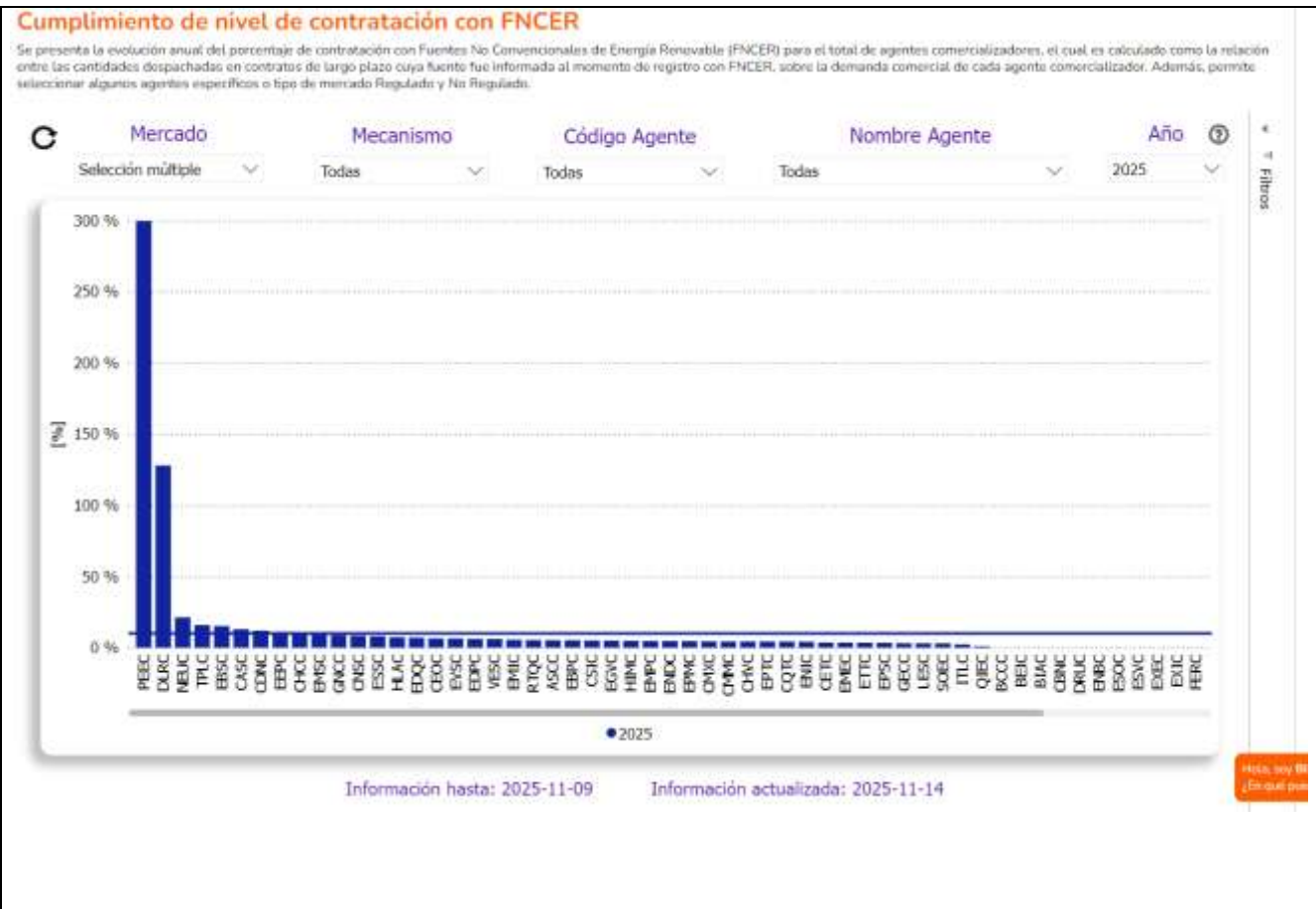
El Ministerio de Minas y Energía expidió las resoluciones MME 40715 de 2019 y MME 40060 de 2021, con las cuales define el alcance de la obligación establecida en el artículo arriba mencionado, los mecanismos de seguimiento y control, sin perjuicio de la función sancionatoria de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD y algunos lineamientos para el cumplimiento de la obligación por parte de los agentes del mercado.

El análisis de la evolución del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo) refleja una persistente dificultad estructural en el mercado para alcanzar las metas de incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Análisis de la Vigencia 2024

En este periodo, el sistema muestra una alta concentración de cumplimiento en muy pocos agentes:

- Cumplimiento del Umbral: La línea azul indica el objetivo del 10%. Solo una minoría de comercializadores (como PEEC, DLRC, RTAC, CHCC y EEPC) superan esta meta, mientras que el resto del mercado se encuentra por debajo del nivel regulatorio.
- Asimetría del Mercado: Se observa que la gran mayoría de los agentes reportan niveles de contratación entre el 0% y el 8%, evidenciando que los mecanismos de mercado no han sido suficientes para que la generalidad de los obligados cumpla con la cuota establecida.



4. IMPACTO ECONÓMICO

La presente Resolución no impacta directamente los recursos de la Nación. La construcción y operación de los proyectos de generación recae en la responsabilidad de los inversionistas que tengan el interés de participar, quienes asumen integralmente los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los mismos, según lo dispuesto por el artículo 85 de la Ley 143 de 1994. Por el contrario, la implementación de este mecanismo, al incentivar la entrada de nueva capacidad generación, aumentará la oferta disponible en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La implementación del mecanismo de contratación a largo plazo no debe entenderse exclusivamente como un vehículo de cumplimiento normativo para la cuota del 10% de FNCER (Art. 296, Ley 1955 de 2019), sino como una reforma estructural en la formación de precios y la asignación de riesgos en el Mercado de Energía Mayorista colombiano. Su impacto económico se analiza bajo cuatro dimensiones fundamentales:

4.1. Eficiencia en la Formación de Precios y Reducción del Costo de Compra (G)

El mecanismo introduce una señal de precios de largo plazo que reduce la dependencia del mercado de los precios de bolsa, los cuales presentan una alta volatilidad ligada a la hidrología.

- Competencia por Desplazamiento: Al incentivar la entrada de proyectos con costos variables cercanos a cero (renovables), el mecanismo presiona hacia abajo el precio marginal del sistema. Esto desplaza tecnologías con costos de operación más elevados, resultando en un componente "G" (Generación) más eficiente en la fórmula tarifaria.
- Estabilidad Tarifaria: La contratación a plazos de 10 o 15 años permite a los comercializadores asegurar flujos de caja predecibles, protegiendo al consumidor final de incrementos súbitos derivados de fenómenos climáticos como "El Niño".

4.2. Optimización de la Matriz y Reducción de Costos Sistémicos

La diversificación de la matriz energética a través de este mecanismo genera beneficios económicos indirectos para todo el sistema:

- Reducción de Restricciones: La ubicación estratégica de nuevos proyectos fomentados por el mecanismo puede aliviar cuellos de botella en la red de transmisión, reduciendo los costos de restricciones que actualmente se trasladan a los usuarios.
- Complementariedad Hidro-Eólica/Solar: El impacto económico se traduce en una optimización del uso del agua en los embalses. La generación renovable durante periodos secos preserva el recurso hídrico, evitando el encarecimiento de la energía por escasez.

4.3. Señales de Inversión y Mitigación de Riesgos (Art. 85 Ley 143 de 1994)

Conforme al mandato de responsabilidad privada en la inversión, el mecanismo traslada de manera eficiente el riesgo al capital privado sin comprometer la seguridad del sistema.

- Bancabilidad de Proyectos: Los contratos de largo plazo resultantes del mecanismo son instrumentos financieros esenciales ("Take-or-pay" o estructuras similares) que permiten el cierre financiero de grandes proyectos de infraestructura, dinamizando la Inversión Extranjera Directa (IED) en el sector energético.
- Asignación Eficiente del Riesgo: Al blindar al Estado frente a riesgos de construcción y operación (especialmente con las cláusulas de indemnidad y responsabilidad del artículo 85), el mecanismo asegura que el beneficio del menor costo de generación llegue al mercado, mientras que las ineficiencias del inversor son absorbidas exclusivamente por el agente privado.

4.4. Dinamización de la Liquidez y Mercado Secundario

La implementación del mecanismo, incluyendo figuras como la Cesión de Contratos, dota al mercado de una flexibilidad económica crucial:

Eficiencia en la Reasignación de Activos: La posibilidad de ceder contratos asegura que, ante dificultades de un agente, el activo (la energía contratada) no desaparezca, sino que sea absorbido

por un agente más eficiente. Esto previene la destrucción de valor y asegura que la oferta de energía proyectada se materialice, manteniendo el equilibrio de precios de largo plazo.

4.5. Conclusión del Análisis Económico

En términos agregados, el impacto económico del mecanismo de contratación a largo plazo se traduce en un incremento del bienestar social. Al reducir la asimetría de información y los riesgos de contraparte, se fomenta un mercado más competitivo donde la reducción del riesgo de suministro y la estabilidad de precios actúan como motores de competitividad para el sector industrial y residencial de Colombia.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en el presente no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

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

La promoción de la contratación a largo plazo, en cumplimiento del Decreto 1091 de 2025, tendrá un impacto positivo y estratégico sobre el medio ambiente, al asegurar:

- Reducción de emisiones de GEI: Alineación con los compromisos de Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).
- Fortalecimiento de la resiliencia de la matriz ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.
- Mitigación de los efectos del cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO *(Si cuenta con ellos)*

No aplica. Sin embargo se cuenta con el sustento de viabilidad técnica conforme se observa en el presente documento.z

ANEXOS:

Qwsdf g	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
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	N/A

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Montemayor	
		T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1

Cuestionario de abogacía de la competencia	X
---	---

Aprobó:

DANIEL AUGUSTO EL SAIEH SÁNCHEZ
 Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
 Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y
 Empresariales

Elaboró:
 Revisó:
 Aprobó: