



OPORTUNIDADES Y PROPUESTAS PARA LA INCORPORACIÓN DE CO-BENEFICIOS

en subastas de energía renovable
no convencional en Colombia

Autores

Juanita Fonseca-Duffo

José Vega-Araújo

Andrés Suaréz

The Stockholm Environment Institute (SEI)

DOI: <https://doi.org/10.51414/sei2026.023>

Edición

Natalia Ortíz Díaz

Layout y gráficos

Alejandra Aristizábal

Silvia Yepes

Contacto

jose.vega@sei.org

Organizaciones del proyecto:



Instituto internacional de investigación sin ánimo de lucro que aborda los desafíos relacionados con el clima, el medio ambiente y el desarrollo sostenible mediante investigaciones de vanguardia, generación de conocimiento, herramientas y fortalecimiento de capacidades.



Centro de pensamiento y acción independiente que cataliza cambios estructurales para la transición energética en Colombia, basado en evidencia y con incidencia en política pública, para una sociedad equitativa y resiliente.



Organización no gubernamental sin fines de lucro enfocada en impulsar la acción climática y acelerar la transición hacia modelos de desarrollo sostenibles y bajos en carbono en América Latina y el Sur Global. Su trabajo combina análisis técnico, desarrollo de políticas públicas, planificación territorial y fortalecimiento institucional.

Financiado por:



Este documento se publica en el marco del proyecto “Potenciando la Transición Energética Justa de Colombia”, ejecutado por el Stockholm Environment Institute (SEI), POLEN Transiciones Justas y la Fundación Ivy, y financiado por UK Partnering for Accelerated Climate Transitions (UK PACT), un programa de desarrollo de capacidades administrado y financiado por la Oficina de Asuntos Exteriores, Commonwealth y Desarrollo (FCDO) y el Departamento de Seguridad Energética y Cero Emisiones Netas (DESNZ) del Gobierno del Reino Unido a través del Fondo Internacional para el Clima del Reino Unido.

CONTENIDO

1	Introducción	4
2	Las subastas de energía a largo plazo en Colombia	7
	2.1. Subastas de 2019 y 2021	8
	2.2. Marco regulatorio actual para subastas de energía	11
3	Elementos de diseño de subastas y la incorporación de co-beneficios	12
	3.1. Incorporación de co-beneficios en la definición de la demanda objetivo	13
	3.2. Incorporación de co-beneficios como requisitos de habilitación	15
	3.3. Incorporación de co-beneficios en la evaluación de ofertas	16
	3.4. Consideraciones sobre la asignación de riesgos y remuneración de oferentes	18
4	Hallazgos derivados de espacios de diálogo	20
	4.1. Definición de la demanda objetivo	21
	4.2. Requisitos habilitantes	23
	4.3. Criterios de evaluación y adjudicación	24
5	Propuestas de diseño para la integración de co-beneficios en subastas	26
	5.1. Escenarios para la incorporación de co-beneficios en la definición de la demanda objetivo	27
	5.2. Escenarios para la incorporación de co-beneficios como requisitos habilitantes	33
	5.3. Escenarios para la incorporación de co-beneficios en la evaluación de ofertas	44
	5.4. Consideraciones sobre la asignación de riesgos y remuneración de los oferentes	52
6	Conclusiones	55
7	Referencias	56

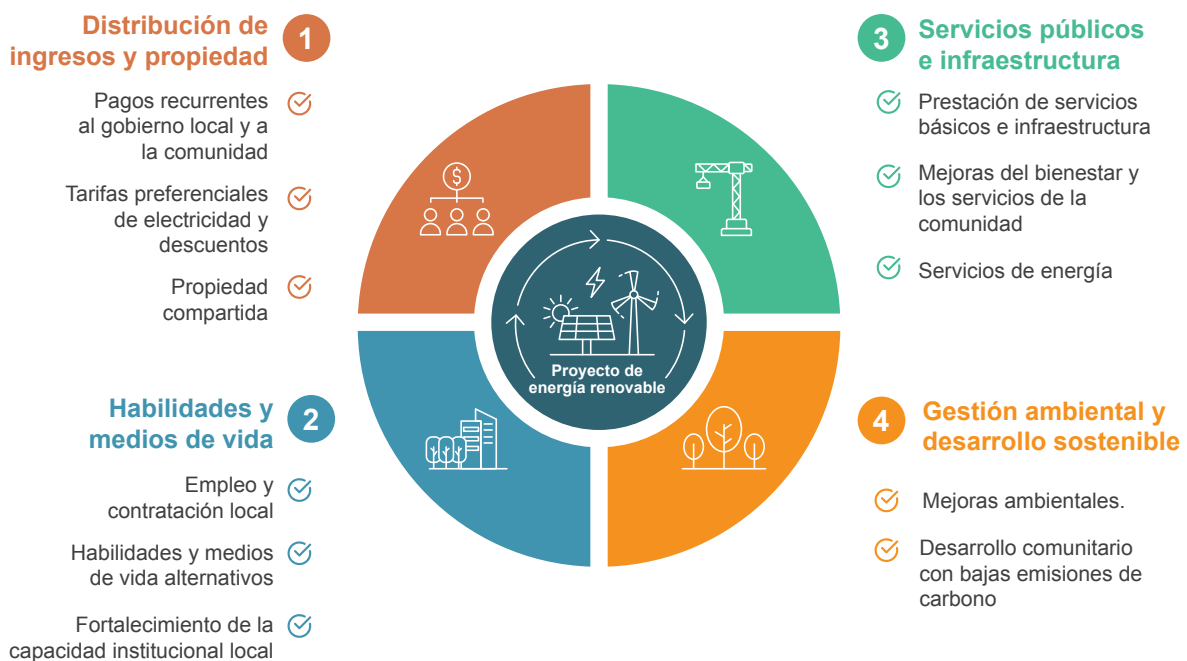
1. Introducción

El despliegue de proyectos de generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)¹ constituye un pilar central de la acción climática y la transición energética global. La participación ciudadana, la asociatividad comunitaria y una gobernanza multinivel capaz de facilitar la coordinación entre actores e instituciones en los niveles local, regional y nacional, resultan clave para consolidar una transición energética que no solo sea técnica y ambientalmente viable, sino también socialmente legítima.

En este contexto, la discusión sobre los co-beneficios de proyectos de generación de energía a partir de FNCER adquiere una relevancia estratégica. El término “co-beneficios” se refiere a los beneficios adicionales que se generan cuando una intervención —pública, privada o combinada— contribuye, simultáneamente, al logro de varios objetivos o intereses (Helgenberger et al., 2020). Los co-beneficios pueden manifestarse de diversas formas, tanto monetarias como no monetarias, incluyendo transferencias económicas, generación de empleo local y capacitación, el fortalecimiento de capacidades productivas en los territorios, la equidad social y de género, entre otros, como se muestra en la *Figura 1*. Su incorporación en el diseño de las subastas puede facilitar un despliegue incluyente de este tipo de proyectos y contribuir a generar condiciones más favorables, desde un punto de vista local, para la implementación de este tipo de proyectos.

Las subastas de contratación de energía a largo plazo han demostrado ser instrumentos eficaces para promover competencia, reducir precios y diversificar la matriz eléctrica, facilitando la entrada de FNCER al sistema eléctrico (Anatolitis & Winkler, 2023; Darke & Karatayev, 2025; European Commission, 2023). No obstante, un enfoque centrado únicamente en el precio puede resultar limitado para capturar plenamente el potencial de las subastas como instrumentos que contribuyan a una expansión renovable socialmente legítima, territorialmente sostenible y políticamente estable.

Figura 1. Tipologías de co-beneficios asociados a proyectos de energía renovable



Fuente: IFC (2019) y JustRE (2024)

¹ En Colombia las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) incluyen la eólica, solar, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas (menores a 50 MW a filo de agua), los mares, geotérmica y el hidrógeno blanco y verde (Ley 1715 de 2014 y Ley 2099 de 2021).

La integración de co-beneficios en las subastas amplía el alcance de este mecanismo más allá de su función tradicional como instrumento de eficiencia económica. En este sentido, las subastas pueden contribuir no solo a la asignación eficiente de contratos, sino también al logro de objetivos de política pública relacionados con el desarrollo social, ambiental y económico de los territorios, mientras contribuyen a una transición energética más equitativa y sostenible.

Al mismo tiempo, los inversionistas —tanto locales como internacionales— requieren retornos competitivos y condiciones de certidumbre. En este sentido, el objetivo no es sustituir la señal de precio, sino complementarla estratégicamente. Bien diseñados, los co-beneficios pueden contribuir a reducir riesgos sociales, territoriales y reputacionales, fortaleciendo la viabilidad de los proyectos y, potencialmente, mejorando su perfil de rentabilidad en el mediano y largo plazo. La clave está en que estos elementos se integren como mecanismos de mitigación de riesgo dentro del diseño competitivo, de manera que la eficiencia económica y la sostenibilidad socioambiental se refuercen mutuamente.

La experiencia internacional muestra que, cuando los co-beneficios se integran de manera balanceada frente al criterio de precio y bajos esquemas verificables, pueden contribuir a fortalecer la aceptación social de los proyectos, reducir riesgos de conflictividad y mejorar la sostenibilidad de la transición energética sin comprometer necesariamente la eficiencia económica del mecanismo competitivo (IRENA, 2026; Vega-Araújo & Muñoz Cabré, 2025).

En Colombia, el desarrollo de proyectos a gran escala con FNCER ha puesto de manifiesto preocupaciones asociadas con justicia y equidad, particularmente en relación con la gestión de impactos sociales y culturales, la distribución de beneficios, los conflictos por el uso del suelo y la legitimidad de los procesos de consulta pública, incluyendo la consulta previa, entre otros (Ministerio de Minas y Energía, 2024; Universidad del Magdalena, 2023; Vega-Araújo et al., 2023). Las tensiones relacionadas con estos factores han derivado en retrasos, sobrecostos e incluso cancelación de proyectos, generando incertidumbre para el sistema eléctrico en su conjunto.

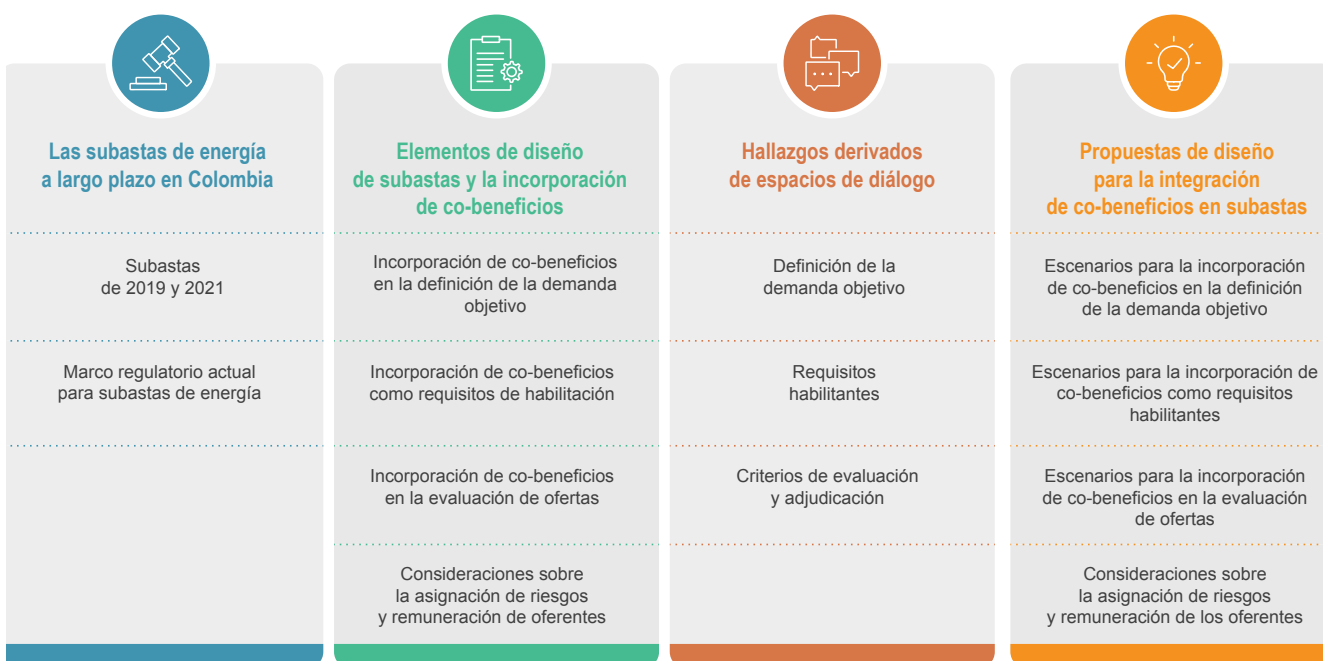
Bajo este enfoque, los co-beneficios en subastas tienen el potencial de convertirse en un complemento a las obligaciones legales existentes en materia ambiental y social. El régimen vigente en Colombia en materia de licenciamiento ambiental, de consulta previa, y de transferencias del sector eléctrico responde, en esencia, a una lógica retributiva: establece medidas de prevención, mitigación, compensación o restauración frente a impactos derivados del desarrollo de un proyecto. La integración de co-beneficios en las subastas añade un enfoque distributivo, al reconocer al territorio no solo como un espacio donde se gestionan impactos regulados, sino también como un ámbito de generación y distribución de valor social, económico y ambiental asociado al desarrollo energético.

Este reporte tiene como objetivo identificar oportunidades y formular propuestas para la incorporación de co-beneficios en distintos componentes del diseño de subastas, incluyendo la estructuración de la demanda objetivo, la introducción de requisitos habilitantes, esquemas de evaluación multicriterio, y en mecanismos de asignación de riesgos, monitoreo y cumplimiento. El análisis parte de tres fuentes: En primer lugar, una revisión conceptual y de experiencias internacionales sobre la incorporación de co-beneficios en subastas de contratación de energía a partir FNCER. En segundo lugar, una revisión del contexto colombiano, incluyendo la experiencia de subastas previas y el marco regulatorio vigente para la contratación de energía.

En tercer lugar, el documento incorpora insumos derivados del taller multiactor desarrollado en enero de 2026, que reunió a actores relevantes del sector eléctrico colombiano con el fin de contrastar escenarios de diseño revisando su factibilidad técnica, regulatoria y operativa. Más allá de sus resultados técnicos, el evento constituyó un hito en el contexto colombiano al haber reunido, en un mismo espacio, a entes regulatorios, financieros, empresariales, académicos y de la sociedad civil para discutir explícitamente la incorporación de co-beneficios en el diseño de subastas de energías renovables en Colombia. Los insumos del taller fueron complementados con un espacio de diálogo con líderes comunitarios en La Guajira, y el análisis de casos de estudio internacionales con lecciones clave para el diseño de subastas en Colombia. El análisis comparado de estas fuentes permitió identificar instrumentos replicables, advertencias sobre riesgos de subjetividad y condiciones habilitantes necesarias para su implementación efectiva.

El reporte se estructura de la siguiente manera: La sección 2 describe brevemente el contexto de las subastas de energía a largo plazo en Colombia y la sección 3 presenta una revisión conceptual de los elementos clave del diseño de subastas y su relación con los co-beneficios. La sección 4 presenta los principales hallazgos de los espacios de diálogo desarrollados en el marco de esta investigación. La sección 5 desarrolla propuestas concretas para la incorporación de co-beneficios en el diseño de subastas en Colombia, incluyendo referencias a experiencias internacionales y sus posibles lecciones para el contexto nacional. Finalmente, la sección 6 aborda las conclusiones generales, así como ciertas recomendaciones adicionales encaminadas al fortalecimiento de los co-beneficios en el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales en Colombia, más allá del marco de las subastas de contratación de energía a largo plazo.

Estructura del documento alrededor de cuatro secciones y sus subsecciones



Vista aérea de ingenieros trabajando en paneles solares en un techo.
© Vithun Khamsong / Getty Images.

2

Las subastas de energía a largo plazo en Colombia

El mecanismo de subastas de energía renovable a largo plazo se ejecutó tres veces a partir de la entrada en vigor de la regulación aplicable. Sus objetivos fueron la diversificación de la matriz eléctrica, la confiabilidad del sistema, la eficiencia del mercado, y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de metas climáticas internacionales. La evolución del diseño de las subastas muestra un tránsito de un enfoque más amplio de política energética hacia uno predominantemente centrado en eficiencia económica, en los cuales la incorporación de co-beneficios no ha sido un elemento explícito dentro de las reglas de diseño.

2.1. Subastas de 2019 y 2021

Con el fin de impulsar el desarrollo y entrada en operación de proyectos con FNCER, especialmente solar y eólica, se introdujo en Colombia un nuevo mecanismo de contratación de energía eléctrica complementario a los mecanismos hasta ahora existentes en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) colombiano. Este se conoce como subastas de contratación de largo plazo de energía, enmarcado en tres instrumentos normativos de política energética y climática.

En primer lugar, la Ley 1715 de 2014 estableció el marco para la integración de las FNCER al sistema energético nacional.² Esta ley asignó al Ministerio de Minas y Energía la competencia de promover un desarrollo bajo en carbono mediante el fomento de energías renovables y eficiencia energética. También reconoció explícitamente que la diversificación tecnológica contribuiría a reducir riesgos sistémicos, aumentar competencia en generación y fortalecer el cumplimiento de compromisos climáticos.

El Decreto 570 de 2018 estableció los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promoviera la contratación de largo plazo de proyectos de generación, complementario a los mecanismos ya existentes en el MEM. En este marco, los generadores y comercializadores, cuyas ofertas de venta y compra coincidieran en un esquema de subasta de sobre cerrado de dos puntas, celebraban contratos bilaterales de carácter privado.

Las condiciones específicas de cada subasta fueron determinadas mediante resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía,³ y el contenido de los contratos resultantes por el subastador designado, quien además tenía a su cargo el diseño de los pliegos de condiciones de cada proceso de subasta.

Posteriormente, la Ley 1955 de 2019 (art. 296) estableció que entre el 8% y el 10% de las compras de energía de los comercializadores del MEM debía provenir de FNCER, mediante contratos de largo plazo asignados a través de mecanismos de mercado definidos por la regulación.⁴

La incorporación del mecanismo respondía a un diagnóstico claro: si bien el país contaba con un mercado mayorista funcional, existían barreras estructurales para la entrada de FNCER, especialmente asociadas a riesgo de precio, dificultad de financiamiento por altos costos de capital y ausencia de contratos estables. Las subastas, ya implementadas en otros países como un mecanismo de activación de este tipo de proyectos, buscaban cerrar esa brecha.

2 Esta ley fue modificada mediante la Ley de Transición Energética (Ley 2099 de 2021), que, entre otros, declaró la producción de proyectos de energías renovables como un asunto de utilidad pública e interés nacional, e introdujo incentivos adicionales para el desarrollo de proyectos de energías renovables.

3 Resoluciones 40590 y 40678 de 2019, Resolución 40141 de 2021, entre otras.

4 Esta norma fue demandada por considerarse contraria al régimen de libre competencia del mercado de energía mayorista, y declarada exequible por la Corte Constitucional mediante sentencia C 056 de 2021. La Corte reconoció que los beneficios de mediano y largo plazo en cuanto a mitigación de cambio climático, competitividad, eficiencia y adaptabilidad de la matriz energética en el mediano plazo prevalecen sobre leves afectaciones en el corto plazo a la libertad económica de los agentes del mercado.

Primera subasta en 2019: un intento multicriterio

La primera subasta, realizada en 2019, fue concebida bajo un esquema multicriterio (Ministerio de Minas y Energía, 2018). Tuvo una estructura de sobre cerrado, de dos puntas y contratos a 12 años. La adjudicación no dependía exclusivamente del menor precio e incorporaba cuatro criterios técnicos adicionales: la resiliencia y diversificación de la matriz eléctrica, la complementariedad con la generación hidroeléctrica, la seguridad energética nacional y la reducción de emisiones, cada uno con una ponderación de 25 puntos.

Este diseño refleja una visión de la subasta no solo como mecanismo de asignación eficiente de contratos, sino también como una herramienta para alinear la adjudicación con atributos estratégicos para la resiliencia del sistema eléctrico. No obstante, el proceso no logró adjudicar contratos y se declaró desierto al no cumplirse los umbrales de concentración y dominancia establecidos. En la práctica, las ofertas presentadas implicaban una asignación significativa de energía en un número reducido de agentes, lo que activó las restricciones diseñadas para evitar una alta concentración del mercado. Si bien el diseño incluía criterios adicionales al precio, la evidencia disponible sugiere que estos no fueron el factor determinante en el resultado del proceso (IRENA, 2019; IRENA & USAID, 2021; Viscidi & Yépez, 2019).

Es importante destacar que, aun siendo multicriterio desde el punto de vista técnico, el diseño no incorporó criterios relacionados con co-beneficios socioeconómicos o territoriales. La evaluación de ofertas no contempló variables relacionadas con aceptación social, participación comunitaria o distribución de beneficios locales.

Segunda subasta en 2019: consolidación del enfoque precio-competitivo

Para corregir las fallas de la primera subasta, el gobierno de turno diseñó un mecanismo de obligación de compra de energía por parte de la punta de la demanda que fue consignado en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019. (Congreso de Colombia, 2019) Esta intervención regulatoria buscó cambiar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica con el fin de garantizar la adjudicación de contratos de compraventa de energía a largo plazo entre comercializadores y generadores.

Esta subasta abandonó el esquema multicriterio y adoptó un enfoque esencialmente basado en precio. La adjudicación priorizó las ofertas económicamente más competitivas, manteniendo la estructura de sobre cerrado y contratos a largo plazo, esta vez a 15 años (Ministerio de Minas y Energía, 2019a). Además, diseñó un mecanismo complementario a la subasta mediante el cual la energía adquirida por los comercializadores a través de este mecanismo sería tenida en cuenta para el cómputo de su obligación de compra de energía limpia (Ministerio de Minas y Energía, 2019b).

El resultado de esta subasta fue considerado exitoso en términos de asignación: se adjudicaron aproximadamente 1,3 GW de capacidad renovable, distribuidos en proyectos solares y eólicos, con un precio promedio ponderado significativamente inferior a los contratos bilaterales vigentes en el mercado (UPME, 2019). La Guajira concentró aproximadamente el 85% de la demanda subastada, y cerca del 63% de los proyectos adjudicados (IRENA & USAID, 2021). Todos los proyectos adjudicados en La Guajira presentan retrasos considerables en su fecha de puesta en operación (*Cuadro 1*).

Desde una perspectiva económica, el mecanismo cumplió su propósito: atrajo inversión y asignó contratos de manera competitiva. Sin embargo, el diseño centrado exclusivamente en precio limitó la incorporación de consideraciones socioambientales y territoriales dentro del proceso competitivo que posteriormente afectaron la ejecución de los proyectos (*Cuadro 1*).

La evaluación de las ofertas no consideró la viabilidad social de los proyectos ni exigió mecanismos estructurados de co-beneficio como condición de adjudicación.

Cuadro 1. Implementación territorial y casos emblemáticos en La Guajira

Las implicaciones del diseño precio-competitivo se hicieron evidentes particularmente en La Guajira, donde se concentró una parte significativa de la energía adjudicada en la segunda subasta de contratación a largo plazo de 2019. A la fecha, en la región se han desestimado cerca de 1,1 GW en proyectos de energía eólica en diferentes fases de desarrollo, tras conflictos sociales, bloqueos y conflictividad territorial derivados de preocupaciones en torno a las consultas previas, la distribución de beneficios, afectaciones culturales, entre otros. En algunos casos, desarrolladores han optado por cancelar inversiones, subastar equipamientos e incluso adelantar un proceso arbitral internacional contra el Estado colombiano ante el CIADI (Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones) (EDP Renováveis S.A. v. Republic of Colombia International Investment Arbitration, 2025; Quiroga, 2025). De estos 1,1 GW en proyectos desestimados en La Guajira, 822 MW fueron adjudicados en la subasta de contratación a largo plazo de 2019, es decir, cerca del 75% de los proyectos desestimados.

Estos casos no cuestionan la racionalidad económica del mecanismo ni la competitividad de los precios adjudicados. Sin embargo, evidencian una brecha entre la adjudicación contractual y la viabilidad social de los proyectos. El diseño centrado exclusivamente en precio no incorporó variables sociales, económicas o ambientales, factores que posteriormente incidieron en la ejecución o bloqueo de los proyectos. A ello se sumaron retrasos en licenciamiento ambiental y en la entrada en operación de infraestructura de transmisión.



Implicaciones para el diseño de futuras subastas

La experiencia reciente en La Guajira demuestra que la ausencia de mecanismos que internalicen riesgos sociales puede traducirse en retrasos, cancelaciones, ejecución de garantías e incluso controversias internacionales, trasladando costos al Estado y afectando la credibilidad del entorno de inversión. En este contexto, el desafío para el diseño futuro de subastas no consiste en sustituir la competencia económica, sino en una diversificación de elementos que permitan fortalecer su legitimidad social y favorecer la implementación de los proyectos.

Subasta en 2021: continuidad del esquema precio-puro

La subasta realizada en 2021 mantuvo el enfoque competitivo basado exclusivamente en precio adjudicando 796 MW de energía solar (Ministerio de Minas y Energía, 2021; XM & FENOGE, 2021). La subasta estuvo a cargo de XM, el administrador del mercado mayorista colombiano, quien a su vez se encargó de diseñar los pliegos de condiciones y proforma del contrato de compraventa de energía a largo plazo en su calidad de subastador. El esquema consolidó la subasta como instrumento de eficiencia económica y cumplimiento de metas de penetración renovable. No obstante, tampoco incorporó co-beneficios socioeconómicos o territoriales en su diseño.

2.2. Marco regulatorio actual para subastas de energía

En 2023 el Consejo de Estado anuló el Decreto 570 de 2018 y las Resoluciones 40791 y 40795 de 2019 por un vicio procedimental relacionado con la omisión del trámite de abogacía de la competencia (Consejo de Estado, 2023). La decisión eliminó los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, en particular con FNCER. Esto, sin que perdieran legitimidad los mecanismos ya ejecutados en su momento bajo este marco normativo (Zapata et al., 2023).

Bajo el Decreto 1091 de 2025, el Ministerio de Minas y Energía definió nuevos lineamientos de política pública para los mecanismos de contratación de energía a largo plazo. Este marco no se limita exclusivamente a proyectos de generación eléctrica, también contempla la participación de otras tecnologías, como el almacenamiento. Uno de los objetivos de estos mecanismos es incentivar procesos competitivos de contratación que puedan incorporar “criterios socioeconómicos, ambientales y de ubicación, incluidos nodos o territorios específicos” (Ministerio de Minas y Energía, 2025), constituyendo un precedente para la incorporación de co-beneficios en el diseño de futuras subastas.

Como desarrollo de estos lineamientos, el Ministerio de Minas y Energía seleccionó a la Bolsa Mercantil de Colombia como entidad encargada de actuar como subastador del mecanismo durante los próximos tres años (Bolsa Mercantil de Colombia, 2026; Ministerio de Minas y Energía, 2026). Además, emitió la Resolución 40178 de 2026 definiendo reglas generales para la implementación de mecanismos de contratación de energía a largo plazo.

La Resolución 40178 de 2026 determina que las subastas de contratación a largo plazo corresponden a un mecanismo voluntario para ambas puntas y otorga al Ministerio la facultad de convocarlo en cualquier momento con base en señales como condiciones de mercado, metas de política energética o análisis de suficiencia de oferta y demanda, y demás condiciones aplicables a cada proceso.

Si bien el articulado de la Resolución 40178 de 2026 no incorpora explícitamente co-beneficios en aspectos como obligaciones generales de los participantes, criterios de selección, evaluación o desempate, su integración podría materializarse en la convocatoria de las primeras subastas, las obligaciones específicas que se definan en los pliegos de condiciones, la minuta de los contratos y demás documentos de cada uno de los procesos de subasta, en virtud de la finalidad contenida en el Decreto 1091 de 2025.

Parque eólico en La Guajira, Colombia
©Camilo Martelo / SEI

3

Elementos de diseño de subastas y la incorporación de co-beneficios

La incorporación de co-beneficios en subastas de energía depende de decisiones específicas de diseño del mecanismo competitivo. Elementos de diseño como la definición de la demanda, los requisitos habilitantes, los criterios de evaluación y adjudicación de contratos, y la asignación de riesgos y remuneración pueden configurarse de manera que reconozcan atributos socioeconómicos o territoriales de los proyectos (*Figura 2*) (IRENA, 2015, 2026).

Figura 2. Marco para el diseño de las subastas



Fuente: IRENA (2015) y Vega-Araújo & Muñoz Cabré (2025)

Esta sección describe cómo estos distintos pilares del diseño de subastas pueden utilizarse para integrar co-beneficios sin alterar la lógica competitiva del mecanismo. Independientemente de la herramienta específica utilizada para incorporar estos criterios, la inclusión de co-beneficios busca aportar al desarrollo local y ajustar la expansión renovable a la realidad institucional y territorial en la que se implementa, contribuyendo al mismo tiempo a la mitigación de riesgos asociados al desarrollo de los proyectos, particularmente de carácter social y territorial.

3.1. Incorporación de co-beneficios en la definición de la demanda objetivo

Definir la demanda objetivo implica establecer qué producto se busca adquirir y en qué condiciones. Entre los aspectos clave se incluye el tipo y volumen de producto (ej. energía o capacidad), límite de tamaño de proyectos a adjudicar, el establecimiento de subastas periódicas, y si existirá una asignación específica de la demanda entre diferentes categorías (ej. tecnología, ubicación geográfica, perfil de generación, etc.).

Desde la perspectiva de co-beneficios, la definición de la demanda objetivo puede influir en la distribución geográfica de los proyectos adjudicados y en la participación de proyectos pequeños y/o de agentes no tradicionales (ej. comunidades energéticas o proyectos impulsados por comunidades), dependiendo de aspectos como la segmentación de la demanda en bandas y la periodicidad de las subastas, entre otros.

3.1.1. Segmentación de demanda en bandas

Refiere a la segmentación de la demanda objetivo según criterios previamente definidos por el subastador, tales como tecnología, tamaño del proyecto o ubicación geográfica, con el fin de orientar la competencia hacia determinados objetivos de política pública. La literatura refiere principalmente a tres modalidades de segmentación: exclusivas, competitivas y parcialmente competitivas como se detallan en la *Tabla 1* (IRENA, 2026).

Tabla 1. Modalidades de segmentación de demanda

Modalidad de segmentación	Descripción	Objetivo de política	Riesgos y consideraciones
Exclusiva	Se reservan volúmenes específicos de demanda para determinados segmentos (tecnologías, actores o territorios), que compiten únicamente entre sí, en línea con definiciones previas de política pública o planeación del sistema.	Promover tecnologías o actores específicos que podrían enfrentar barreras para competir en igualdad de condiciones, y garantizar la coherencia entre la expansión del sistema y los objetivos de política pública establecidos en instrumentos de planeación.	Puede reducir el nivel de competencia y afectar las condiciones contractuales o los precios adjudicados. Además, requiere definiciones claras y justificadas de los segmentos para evitar distorsiones en la asignación de recursos o riesgos de sobrecostos asociados a decisiones de política.
Totalmente competitiva	El volumen total de energía se subasta en una única ronda abierta a todos los oferentes, sin segmentación.	Maximizar la presión competitiva y favorecer la eficiencia en precios.	Puede dificultar la entrada de tecnologías emergentes o actores con mayores barreras de participación.
Parcialmente competitiva	Combina ambos enfoques: una parte del volumen se reserva para segmentos específicos y el resto se subasta en competencia abierta.	Equilibrar eficiencia económica con objetivos de política pública.	Requiere un diseño cuidadoso de los volúmenes reservados para evitar distorsiones en la competencia.

La forma en que se estructura la demanda modifica la intensidad de competencia, el perfil de riesgo de los proyectos adjudicados y la diversidad de actores que pueden participar en el proceso. En ese sentido, las modalidades exclusivas y parcialmente competitivas facilitan la incorporación de co-beneficios, permitiendo priorizar determinados tipos de proyecto según su tamaño, tecnología o ubicación geográfica atendiendo a objetivos de transición energética justa.

3.1.2. Periodicidad de las subastas

La periodicidad de las subastas cumple una función estratégica en la evolución del mecanismo, ya que determina el grado de flexibilidad del regulador y la previsibilidad para los participantes del mercado (IRENA, 2015, 2026). En términos generales, pueden distinguirse dos enfoques: la realización de una subasta única, en la que se adjudica la totalidad de la demanda sin compromisos de convocatorias futuras, y el establecimiento de múltiples subastas bajo un cronograma predefinido. En particular, la existencia de rondas sucesivas facilita la incorporación gradual y el perfeccionamiento de co-beneficios a partir del aprendizaje institucional y de la respuesta del mercado, la *Tabla 2* describe los dos enfoques.

Tabla 2. Modalidades de periodicidad

Modalidad de segmentación	Descripción	Objetivo de política	Riesgos y consideraciones
Exclusiva	Se realiza un único proceso en el que se adjudica la totalidad de la demanda prevista, sin compromisos explícitos de realizar subastas posteriores.	Mayor flexibilidad para el subastador para ajustar futuras decisiones según condiciones del mercado y resultados obtenidos.	Menor previsibilidad para los participantes, lo que puede dificultar la planificación de inversiones de largo plazo, el desarrollo de capacidades en el sector y la capacidad de cumplir criterios asociados con co-beneficios.
Cronograma de múltiples subastas	Se establece un calendario anticipado de varias subastas en el tiempo, con volúmenes de demanda definidos o indicativos.	Mayor previsibilidad para los inversionistas; facilita la estructuración de proyectos, el ajuste de expectativas del mercado y el desarrollo de capacidades locales. También permite aprendizaje institucional progresivo frente a la integración de co-beneficios.	Si las proyecciones de demanda o condiciones del mercado cambian, el cronograma podría requerir ajustes que afecten su credibilidad.

3.1.3. Priorización geográfica de la demanda

La priorización geográfica de la demanda incide directamente en los riesgos sociales y ambientales, la obtención de permisos, y el acceso a la red de transmisión. Se destacan tres esquemas principales (IRENA, 2026):

- Subasta con asignación de un lugar específico: la autoridad competente define previamente la ubicación del proyecto, usualmente asegurando condiciones de acceso a la red. Este esquema puede reducir incertidumbre para los adjudicatarios y mejorar las condiciones económicas ofertadas.
- Escogencia guiada del lugar: la autoridad competente define zonas estratégicas o establece incentivos para orientar la localización de los proyectos hacia áreas prioritarias.
- Libertad de escogencia: otorga libertad plena a los adjudicatarios para definir la ubicación del proyecto, sujeta únicamente al cumplimiento de requisitos regulatorios y técnicos.

La priorización geográfica de la demanda subastada no es neutral frente a los objetivos de transición energética justa y desarrollo territorial. La ausencia de lineamientos territoriales claros puede concentrar proyectos en zonas con alta disponibilidad de recursos, generando tensiones sociales, como ocurrió en La Guajira (*Cuadro 1*). En este sentido, el diseño de criterios geográficos puede convertirse en un instrumento para anticipar y gestionar riesgos de conflictividad y fortalecer la legitimidad territorial del mecanismo.

3.2. Incorporación de co-beneficios como requisitos de habilitación

Los requisitos de habilitación determinan qué agentes y proyectos pueden participar en el proceso competitivo y en qué condiciones mínimas, por lo que su diseño debe ponderar cuidadosamente proporcionalidad, adicionalidad y viabilidad. Esta definición no solo determina quién puede participar, sino también cómo se integran los objetivos de política pública en la lógica competitiva del mecanismo (IRENA, 2026; IRENA & USAID, 2021).

Generalmente incluyen evidencia de la capacidad técnica y financiera del oferente, documentos relacionados con el proyecto, como permisos de acceso a la red o estudios de impacto ambiental y social, y sus especificaciones técnicas. Cuando se establecen co-beneficios como requisitos de habilitación, estos suelen abordar aspectos como planes y/o evidencia de relacionamiento comunitario, mínimos de contratación local, participación accionaria comunitaria, entre otros (Vega-Araújo & Muñoz Cabré, 2025).

Los requisitos de habilitación operan como un filtro de entrada de carácter binario. Su incumplimiento implica la exclusión automática del proceso, independientemente del precio ofertado. Desde una perspectiva de co-beneficios, este enfoque garantiza que todas las ofertas evaluadas cumplan un umbral socioambiental común, pero podría reducir los incentivos para que los participantes desarrollen propuestas que superen ese estándar mínimo (IRENA, 2026; IRENA & USAID, 2021).

Es importante precisar que los requisitos habilitantes no se limitan necesariamente a la verificación de licencias, permisos o acuerdos preexistentes. También puede estructurarse como la exigencia de compromisos formales que deberán ejecutarse en fases posteriores del proyecto. En estos casos, el oferente presenta documentación mediante la cual asume obligaciones específicas como condición para participar y eventualmente adjudicarse el contrato (IRENA, 2026; IRENA & USAID, 2021).

Este tipo de habilitación basada en compromisos permite incorporar objetivos de política pública sin alterar la fórmula económica de selección, aunque traslada el desafío hacia el seguimiento y la verificación posterior del cumplimiento. No obstante, su utilización debe limitarse a compromisos cuya ejecución sea razonablemente previsible en la fase del proyecto correspondiente, evitando trasladar al momento de habilitación exigencias propias de etapas más avanzadas (IRENA, 2026; IRENA & USAID, 2021).

3.3. Incorporación de co-beneficios en la evaluación de ofertas

Incluir co-beneficios en la evaluación de ofertas implica transitar hacia un esquema de evaluación multicriterio. Las subastas multicriterio se definen como procesos de competencia donde la elección del ganador no depende únicamente del precio más bajo, sino de una combinación de diversos factores o criterios con una ponderación predefinida. Para comparar elementos distintos como la calidad técnica, el impacto ambiental o el compromiso social, este sistema requiere trasladar las mediciones a una escala común que permita su evaluación conjunta.

Así, atributos como el precio, la fecha de entrada en operación, el impacto socioeconómico o el diseño de mecanismos de participación local pueden ponderarse conjuntamente. Esto permite que proyectos con precios ligeramente superiores resulten adjudicados si su contribución socioeconómica compensa la diferencia (IRENA, 2026; IRENA & USAID, 2021). Este modelo de evaluación introduce una lógica de competencia multidimensional: los oferentes compiten en la calidad y alcance de sus propuestas sociales, lo que puede generar incentivos para estructurar esquemas más robustos de co-beneficios. Sin embargo, este modelo aumenta la complejidad técnica del proceso ya que la asignación de puntajes a componentes cualitativos requiere metodologías claras, criterios verificables y capacidades institucionales para su evaluación, so pena de generar incertidumbre jurídica y riesgos de controversia (IRENA, 2026; IRENA & USAID, 2021).

Tres elementos determinan el éxito en el diseño de una subasta de evaluación multicriterio: su normalización, ponderación y modalidad de incorporación.

3.3.1. Normalización: llevar a escala común variables heterogéneas

En un esquema de evaluación multicriterio, la normalización permite integrar variables de naturaleza y magnitud distintas tales como precio ofertado, indicadores ambientales o compromisos socioeconómicos, dentro de una única función de evaluación. Sin este mecanismo, los criterios con magnitudes numéricas naturalmente mayores, como el precio total ofertado, tenderían a dominar el resultado agregado, desplazando otros criterios y reduciendo, en la práctica, el alcance integral del diseño.

La normalización transforma cada variable en un puntaje dentro de una escala numérica común y adimensional (por ejemplo, entre 0 y 1, o entre 0 y 100), lo que permite comparar ofertas bajo una unidad de medida homogénea. A partir de allí, cada criterio contribuye al resultado final según la proporción definida por el peso que el subastador le ha asignado.

Entre los métodos más utilizados se encuentra la normalización lineal (técnica Min-Max), que asigna puntajes en función del rango observado entre el mejor y el peor desempeño (Mukhametzyanov, 2023; Patro & Sahu, 2015). También existen métodos que preservan la proporcionalidad respecto del valor más alto registrado para cada criterio (Mukhametzyanov, 2023). Más allá de la fórmula específica adoptada, lo determinante desde el punto de vista regulatorio es que el método sea claramente definido ex-ante, sea transparente y replicable.

3.3.2. Ponderación: definición explícita de prioridades

Una vez normalizados los criterios, la agregación en una única métrica requiere la definición de pesos o ponderaciones para cada criterio evaluado. Estos pesos determinan la contribución relativa de cada criterio al resultado final.

La asignación de ponderaciones hace explícita las prioridades del mecanismo: permite entender qué tanto está dispuesto el evaluador a sacrificar en un aspecto —por ejemplo, el precio ofertado— a cambio de obtener un mejor desempeño en otro —por ejemplo, asociados a co-beneficios como la generación de empleo local, el relacionamiento comunitario o la propiedad compartida de proyectos—. En este sentido, la ponderación constituye una decisión sustantiva de política pública, ya que traduce objetivos estratégicos en una regla operativa de selección.

Para que la evaluación multicriterio sea transparente y técnicamente sólida, los criterios evaluados deben cumplir al menos dos condiciones: independencia y verificabilidad objetiva. La independencia reduce el riesgo de doble contabilización, que ocurre cuando una misma acción es premiada bajo más de un criterio.

Por ejemplo, otorgar puntaje específico por contratación de personal local y, simultáneamente, asignar puntos dentro de una categoría general de desarrollo social que incluya ese mismo componente generaría una distorsión en la evaluación agregada. La verificabilidad, por su parte, es condición necesaria para garantizar igualdad de trato entre oferentes y reducir riesgos de discrecionalidad en la aplicación del mecanismo.

3.3.3. Modalidades de incorporación: ponderación, desempate y bonificaciones

La incorporación de criterios distintos al precio en la evaluación de la oferta puede adoptar modalidades diferentes, cada una con implicaciones regulatorias diferenciadas que se describen en la *Tabla 3*.

Tabla 3. Modalidades de incorporación de evaluación multicriterio

	Modalidad		
	Ponderación directa	Factor de desempate	Bonificación o incentivo económico
Cómo opera	Integra criterios no-precio dentro de la fórmula de evaluación mediante pesos explícitos.	Opera únicamente cuando dos o más ofertas presentan precios iguales o muy cercanos.	Otorga un reconocimiento adicional a atributos específicos mediante ajustes económicos o puntajes complementarios.
Nivel de intervención sobre el diseño	Alto: redefine formalmente la función objetivo del mecanismo.	Bajo: no altera la función principal basada en precio.	Medio: introduce incentivos sin modificar completamente la estructura de evaluación.
Impacto potencial en competencia	Puede modificar incentivos de participación si los pesos son significativos.	Mínimo impacto estructural; actúa en situaciones marginales.	Puede influir en la estrategia de ofertas dependiendo del valor del incentivo.
Riesgo tarifario	Depende del peso asignado; puede implicar mayor disposición a pagar por atributos adicionales.	Bajo impacto directo, dado que no modifica la lógica central de adjudicación.	Debe analizarse cuidadosamente para evitar efectos no deseados sobre la tarifa o la neutralidad competitiva.
Complejidad técnica	Alta: requiere normalización robusta, definición de pesos y función de agregación clara.	Baja: exige definición clara del criterio secundario.	Media: requiere diseño preciso para evitar distorsiones.
Uso recomendado	Cuando existe mandato explícito de política pública para balancear eficiencia económica con otros objetivos estratégicos.	Como mecanismo gradual de incorporación de objetivos adicionales (ej. co-beneficios) sin transformar la arquitectura principal.	Cuando se busca incentivar atributos específicos sin rediseñar integralmente el mecanismo.

3.4. Consideraciones sobre la asignación de riesgos y remuneración de oferentes

Este componente de diseño se refiere a cómo se distribuyen diferentes riesgos financieros y operativos entre las partes interesadas, incluyendo oferentes, entidades encargadas de las subastas, compradores (*offtakers*), instituciones financieras y consumidores. Las decisiones más relevantes suelen relacionarse con (i) la selección del comprador de la energía, (ii) la asignación de costos entre los diferentes actores del sistema y (iii) la definición de esquemas contractuales que ofrezcan certidumbre a los generadores de energía eléctrica (IRENA, 2015, 2026).

El comprador de la energía hace referencia a la parte o partes que se obligan frente al ganador o ganadores de las subastas, pudiendo tratarse de gobiernos, compañías de servicios públicos u otros agentes del mercado. En su definición, el atributo más importante es la confiabilidad en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales (IRENA, 2015, 2026). Es posible que existan múltiples *offtakers* en el contexto de una misma subasta, en cuyo caso las condiciones contractuales pueden dividir las cantidades de energía eléctrica generada a ser adquirida por cada contraparte (IRENA, 2015, 2026). En Colombia, las subastas han sido de dos puntas, en donde oferentes y compradores celebran contratos bilaterales entre sí.


En lo relativo a la asignación de los costos de los proyectos, existen diferentes partes en quienes suele caer la responsabilidad de asumir dicha responsabilidad, incluyendo consumidores, gobiernos o entidades financieras, dependiendo del diseño institucional adoptado. En línea con la importancia de la definición del comprador de la energía frente a los adjudicatarios de la subasta, la relevancia de la asignación de los costos incide directamente en la percepción de riesgo y en el costo del capital de los proyectos adjudicados.

Finalmente, en lo que tiene que ver con la asignación de las responsabilidades en cabeza de las partes, también existe la posibilidad de manejar diferentes estructuras contractuales que impactan en la distribución de los riesgos entre estas. Estas estructuras pueden variar desde esquemas en los que el desarrollador asume integralmente los riesgos de construcción y operación, hasta modelos con mayor participación estatal. Desde la perspectiva de la incorporación de co-beneficios, la definición de las responsabilidades de la demanda no es neutra ya que incide en la asignación de riesgos, en la bancabilidad de los proyectos y en los incentivos para internalizar compromisos adicionales de carácter distributivo.



Parque eólico en La Guajira, Colombia © Camilo Martelo / SEI

Foto: Taller multifactor © SEI



- Comprensión participativa de las comunidades en la generación de riesgos
- Fortalecimiento de verdaderos para el seguimiento

4

Hallazgos derivados de espacios de diálogo

Las secciones anteriores presentaron un contexto general y el marco conceptual que sustenta este reporte. A partir de esa base analítica, esta sección desarrolla su componente propositivo. Con el fin de recoger insumos que permitieran aterrizar propuestas y oportunidades para la integración de co-beneficios en subastas de energía renovable no convencional, se desarrolló un taller multiactor en enero de 2026 que reunió a más de 35 actores del sector eléctrico, incluyendo autoridades públicas, entidades regulatorias, el subastador designado, desarrolladores de proyectos, generadores en operación, entidades financieras, banca multilateral, gremios, academia y organizaciones de la sociedad civil.

Durante el taller, los(as) participantes trabajaron en mesas temáticas en grupos reducidos, profundizando en componentes clave del diseño de subastas: demanda objetivo, requisitos de habilitación, selección y adjudicación, y la asignación de riesgos de manera transversal. De manera complementaria, se sostuvo un espacio de diálogo con organizaciones de base en el departamento de La Guajira directamente vinculadas con la transición energética justa del departamento. Este espacio tuvo como objetivo compartir de manera accesible los principales componentes de estos mecanismos y recoger impresiones preliminares desde una perspectiva territorial. Los insumos generados durante estos espacios constituyen una fuente analítica que alimenta las propuestas desarrolladas en los capítulos siguientes. El reporte no reproduce transcripciones, sino que sistematiza patrones de consenso, tensiones y líneas de acción identificadas.

Durante estos espacios, se evidenció que el concepto de co-beneficios suele asociarse principalmente con el cumplimiento de obligaciones sociales y ambientales ya establecidas por la normativa vigente. Para efectos de este análisis, resulta útil diferenciar entre estas obligaciones retributivas y mecanismos distributivos orientados a que los proyectos de energía contribuyan de manera más estructural al desarrollo territorial. Las siguientes subsecciones presentan los principales hallazgos en relación con cada uno de los elementos de diseño de subastas.

4.1. Definición de la demanda objetivo

La definición de la demanda objetivo en las subastas de contratación de largo plazo no constituye una decisión meramente cuantitativa, sino una determinación estructural de política pública. Definir la demanda implica decidir qué tipo de proyectos se promueven, en qué territorios, bajo qué señales técnicas y cómo se articulan con la planeación del sistema eléctrico. La *Tabla 4* sintetiza las preocupaciones recurrentes y recomendaciones prácticas para el diseño de futuras subastas.



Parque solar El Paso, Cesar © José Vega Araújo / SEI

Tabla 4. Hallazgos frente a la definición de la demanda objetivo

Tema	Hallazgos	Implicación para el diseño de subastas
Naturaleza del mecanismo competitivo	Las subastas operan como mecanismos de asignación eficiente bajo reglas objetivas y comparables. Incluir planes amplios de gestión socioeconómica en requisitos obligatorios ex-ante podría reducir el universo de oferentes, aumentar costos de transacción y trasladar sobrecostos a la tarifa final.	Cualquier requisito habilitante social debe ser claro, verificable y estrictamente necesario para garantizar idoneidad mínima, evitando alterar de manera desproporcionada la lógica competitiva del instrumento.
Coherencia con el marco normativo vigente	El ordenamiento colombiano ya contempla instrumentos robustos en materia socioambiental (licenciamiento ambiental, consulta previa cuando aplique, planes de manejo ambiental y disposiciones sectoriales específicas). Incorporar estos mismos elementos como requisito habilitante puede generar redundancias regulatorias o percepción de doble exigencia.	Aplicar el principio de no duplicación normativa y asegurar que los requisitos derivados del mecanismo respondan a adicionalidad y complementariedad, incluyendo anticipar la preparación de aspectos ya exigidos en el marco legal existente.
Proporcionalidad según tecnología y escala	La intensidad de las exigencias socioeconómicas no necesariamente debe ser homogénea entre tecnologías o tipologías de proyecto. Iniciativas de gran escala, con regímenes concesionales o de gran impacto territoriales, presentan dinámicas distintas frente a proyectos de menor escala o complejidad tecnológica.	Diseñar eventuales requisitos habilitantes diferenciados según escala, tipo de recurso y grado de intervención territorial, bajo criterios de proporcionalidad regulatoria.
Relación entre preparación social y perfil de riesgo	La mayor incertidumbre en proyectos de generación renovable no convencional no suele ser técnica ni ambiental, sino social. Una preparación temprana en materia de relacionamiento territorial puede mejorar el perfil de riesgo y la bancabilidad, siempre que los estándares sean claros y verificables.	Considerar la introducción de criterios mínimos de relacionamiento territorial, cuidando que su diseño no introduzca rigideces que desincentiven participación o generen incentivos formales sin sustento operativo.
Empleo local, fortalecimiento de capacidades y participación comunitaria	Estos componentes cuentan con referentes normativos y prácticas sectoriales en evolución. Su incorporación como requisito habilitante dentro de la subasta plantea interrogantes sobre su valor agregado real frente a obligaciones ya previstas en otros instrumentos.	Aplicar los principios de adicionalidad y coherencia regulatoria, evitando superposiciones o cargas regulatorias innecesarias.
Momento de exigibilidad de compromisos sociales	La exigencia de compromisos socioeconómicos detallados antes de la adjudicación puede resultar prematura, dado que el desarrollador aún no cuenta con certeza contractual. Esto puede generar incentivos a compromisos formales difíciles de materializar posteriormente, y fatiga o erosión de credibilidad frente a las comunidades locales.	Diferenciar con claridad entre requisitos de habilitación y obligaciones post-adjudicación, ubicando ciertos compromisos en la fase contractual cuando exista certeza jurídica y financiera. Valorar la experiencia nacional e internacional del oferente en términos de relacionamiento comunitario exitoso como documentación de habilitación.
Alcance del instrumento frente a objetivos estructurales	La subasta constituye una herramienta económica dentro de un ecosistema regulatorio más amplio. No sustituye políticas estructurales de empleo, desarrollo productivo o transición justa.	Delimitar con precisión los objetivos asignados a los requisitos habilitantes sociales y articularlos con otros instrumentos sectoriales e institucionales.

4.2. Requisitos habilitantes

Los requisitos habilitantes cumplen una función clave en el diseño de subastas, al definir qué proyectos pueden participar en el proceso competitivo y bajo qué condiciones mínimas de preparación técnica, financiera, regulatoria y de gobernanza. Estos requisitos adquieren especial relevancia ante la integración de co-beneficios, permitiendo establecer condiciones básicas de relacionamiento territorial, gestión social o distribución de beneficios como criterios de acceso al mecanismo antes de la adjudicación. La *Tabla 5* presenta los principales hallazgos identificados, junto con sus posibles implicaciones para el diseño del mecanismo.

Tabla 5. Hallazgos frente a requisitos habilitantes

Tema	Hallazgos	Implicación para el diseño de subastas
Naturaleza del mecanismo competitivo	Las subastas operan como mecanismos de asignación eficiente bajo reglas objetivas y comparables. Incluir planes amplios de gestión socioeconómica en requisitos obligatorios ex-ante podría reducir el universo de oferentes, aumentar costos de transacción y trasladar sobrecostos a la tarifa final.	Cualquier requisito habilitante social debe ser claro, verificable y estrictamente necesario para garantizar idoneidad mínima, evitando alterar de manera desproporcionada la lógica competitiva del instrumento.
Coherencia con el marco normativo vigente	El ordenamiento colombiano ya contempla instrumentos robustos en materia socioambiental (licenciamiento ambiental, consulta previa cuando aplique, planes de manejo ambiental y disposiciones sectoriales específicas). Incorporar estos mismos elementos como requisito habilitante puede generar redundancias regulatorias o percepción de doble exigencia.	Aplicar el principio de no duplicación normativa y asegurar que los requisitos derivados del mecanismo respondan a adicionalidad y complementariedad, incluyendo anticipar la preparación de aspectos ya exigidos en el marco legal existente.
Proporcionalidad según tecnología y escala	La intensidad de las exigencias socioeconómicas no necesariamente debe ser homogénea entre tecnologías o tipologías de proyecto. Iniciativas de gran escala, con regímenes concesionales o de gran impacto territoriales, presentan dinámicas distintas frente a proyectos de menor escala o complejidad tecnológica.	Diseñar eventuales requisitos habilitantes diferenciados según escala, tipo de recurso y grado de intervención territorial, bajo criterios de proporcionalidad regulatoria.
Relación entre preparación social y perfil de riesgo	La mayor incertidumbre en proyectos de generación renovable no convencional no suele ser técnica ni ambiental, sino social. Una preparación temprana en materia de relacionamiento territorial puede mejorar el perfil de riesgo y la bancabilidad, siempre que los estándares sean claros y verificables.	Considerar la introducción de criterios mínimos de relacionamiento territorial, cuidando que su diseño no introduzca rigideces que desincentiven participación o generen incentivos formales sin sustento operativo.

Tema	Hallazgos	Implicación para el diseño de subastas
Empleo local, fortalecimiento de capacidades y participación comunitaria	Estos componentes cuentan con referentes normativos y prácticas sectoriales en evolución. Su incorporación como requisito habilitante dentro de la subasta plantea interrogantes sobre su valor agregado real frente a obligaciones ya previstas en otros instrumentos.	Aplicar los principios de adicionalidad y coherencia regulatoria, evitando superposiciones o cargas regulatorias innecesarias.
Momento de exigibilidad de compromisos sociales	La exigencia de compromisos socioeconómicos detallados antes de la adjudicación puede resultar prematura, dado que el desarrollador aún no cuenta con certeza contractual. Esto puede generar incentivos a compromisos formales difíciles de materializar posteriormente, y fatiga o erosión de credibilidad frente a las comunidades locales.	Diferenciar con claridad entre requisitos de habilitación y obligaciones post-adjudicación, ubicando ciertos compromisos en la fase contractual cuando exista certeza jurídica y financiera. Valorar la experiencia nacional e internacional del oferente en términos de relacionamiento comunitario exitoso como documentación de habilitación.
Alcance del instrumento frente a objetivos estructurales	La subasta constituye una herramienta económica dentro de un ecosistema regulatorio más amplio. No sustituye políticas estructurales de empleo, desarrollo productivo o transición justa.	Delimitar con precisión los objetivos asignados a los requisitos habilitantes sociales y articularlos con otros instrumentos sectoriales e institucionales.

4.3. Criterios de evaluación y adjudicación

Las discusiones permitieron identificar tanto oportunidades como preocupaciones en torno a la implementación de esquemas de evaluación multicriterio que incluyan co-beneficios. En conjunto, debería explorarse únicamente bajo condiciones de claridad de política pública, objetividad técnica, adicionalidad y preservación de la señal de precios. Reconociendo la complejidad y retos de la aplicación de este tipo de evaluación, su avance permitiría generar espacios de aprendizaje institucional e incentivación para los actores del mercado, siempre que se preserve la viabilidad económica de los proyectos y la confianza del mercado. La *Tabla 6* resume los principales puntos planteados por los participantes y sus implicaciones para el diseño de subastas.

Tabla 6. Hallazgos frente a esquemas de evaluación multicriterio

Tema	Hallazgos	Implicación para el diseño de subastas
Definición del objetivo de política pública	La incorporación de co-beneficios requiere una definición explícita y priorizada de los objetivos que el Estado busca perseguir. La noción de transición energética justa es legítima, pero insuficiente como guía operativa si no se identifican dimensiones concretas y jerarquizadas.	El Ministerio de Minas y Energía debe establecer de manera clara y normativa qué objetivos socioeconómicos o territoriales busca priorizar antes de trasladarlos al diseño de la fórmula de adjudicación. Sin esta definición, cualquier ponderación carece de solidez técnica y jurídica.
Rechazo a esquemas obligatorios tipo “pasa/no pasa”	Resistencia a incluir co-beneficios como condiciones obligatorias de evaluación que desplacen al precio como eje central. Se identifican riesgos de reducción de competencia, litigiosidad y aumento de costos si los criterios no son plenamente verificables.	Los criterios no-precio no deberían incorporarse como filtros excluyentes dentro de la evaluación de ofertas. Si se utilizan, deben diseñarse bajo principios de objetividad, verificabilidad y proporcionalidad.

Tema	Hallazgos	Implicación para el diseño de subastas
Tipología de criterios potenciales	Muchos ya existen en práctica empresarial, pero carecen de estandarización comparable: Avances en licenciamiento ambiental, y en procesos de consulta previa (por ejemplo, en la ruta metodológica), evidencia de planes de relacionamiento local articulados con el Estado, evidencia de políticas corporativas de debida diligencia en derechos humanos y equidad de género, generación de empleo local y encadenamientos productivos regionales.	Promover métricas homogéneas, estándares verificables y sistemas de reporte comparables. Sin esa base técnica, la evaluación competitiva sería frágil.
Preferencia por evidencia verificable y desempeño histórico	Existe mayor confianza en valorar trayectorias comprobables y cumplimiento histórico que en planes declarativos ex-ante susceptibles de promesas estratégicas difíciles de auditar.	Considerar la introducción de criterios mínimos de relacionamiento territorial, cuidando que su diseño no introduzca rigideces que desincentiven participación o generen incentivos formales sin sustento operativo.
Gradualidad e implementación experimental	Las condiciones institucionales actuales son limitadas para impulsar un esquema multicriterio. Sin embargo, se reconoce valor en aproximaciones progresivas: reportes sociales sin efectos directos en la adjudicación, evaluaciones ex post del portafolio de proyectos adjudicados, uso de criterios asociados a co-beneficios como mecanismos de desempate, y pilotos o sandboxes regulatorios para fomentar aprendizaje institucional.	Un enfoque incremental que permita construir capacidades estatales y aprendizaje institucional sin comprometer estabilidad de mercado ni confianza sectorial.
Capacidad institucional y rol del subastador	El subastador aplica reglas definidas por política pública; no sustituye la definición estratégica del Ministerio de Minas y Energía. Diseñar y auditar criterios asociados a co-beneficios exige capacidades técnicas y recursos adicionales en el subastador.	Antes de estructurar la evaluación, debe evaluarse la capacidad operativa y presupuestal de la entidad responsable. La claridad normativa y la delimitación de roles resultan esenciales para evitar controversias.

Foto: Parque solar El Paso, Cesar, Colombia
©José Vega Araújo / SEI

5

Propuestas de diseño para la integración de co-beneficios en subastas

Esta sección presenta una serie de escenarios de intervención que se proponen para el caso colombiano respecto de cada uno de los elementos de diseño. Dichos escenarios son resultado del análisis del contexto colombiano junto con los hallazgos de los espacios de diálogo y casos internacionales relevantes donde han incorporado co-beneficios en el diseño de subastas de energía renovable no convencional.

5.1. Escenarios para la incorporación de co-beneficios en la definición de la demanda objetivo

Se proponen dos escenarios de intervención para la integración de co-beneficios en la definición de la demanda objetivo:

1. Instrumentos paralelos diferenciados y
2. direccionamiento técnico de la demanda.

No se trata de opciones mutuamente excluyentes, sino de enfoques que responden a prioridades distintas y que implican decisiones explícitas sobre el rol que debe cumplir la subasta dentro de la transición energética.

5.1.1. Escenario 1 - Instrumentos paralelos diferenciados para impulsar proyectos comunitarios o de pequeña escala

Consiste en reconocer que la incorporación de proyectos impulsados por comunidades locales y proyectos de pequeña escala difícilmente puede resolverse dentro de una subasta totalmente competitiva por precio. Las barreras estructurales que enfrentan estos proyectos, incluyendo la menor escala, los mayores costos de estructuración, las dificultades de acceso a financiamiento y una menor experiencia regulatoria, hacen que, en condiciones estándar, su probabilidad de adjudicación sea muy reducida.

Bajo este escenario, se identifican tres posibles intervenciones: una obligación gradual de compra, un proceso de adhesión o cuotas de demanda reservadas y esquemas de apoyo financiero y garantías diferenciados.

Su aplicación dependerá del análisis concreto de cada respectiva subasta, en el que se evalúen las diferentes finalidades de las que trata el Decreto 1091 de 2025 en concordancia con los instrumentos de planeación energética que correspondan. Estas alternativas no son excluyentes, pero tampoco requieren ser implementadas de manera conjunta, y su adopción deberá responder a las necesidades específicas de cada proceso, manteniendo a la subasta como el mecanismo central de asignación.

(i) Obligación gradual de compra

Consiste en establecer una obligación de compra de energía proveniente de proyectos impulsados por comunidades locales y/o de pequeña escala, dirigida a los comercializadores del MEM, en cuotas pequeñas y graduales, y a cualquier otro agente que en el futuro esté habilitado para comprar energía en dicho mercado. Este esquema sería conceptualmente análogo al establecido en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, que obligó a los comercializadores a adquirir entre el 8% y el 10% de su energía a través de contratos de largo plazo provenientes de FNCER (Congreso de Colombia, 2019). Sin embargo, en este caso la obligación estaría focalizada en proyectos con características específicas de gobernanza comunitaria o capacidad de generación.

La obligación de compra podría comenzar con porcentajes reducidos, incrementándose de manera progresiva a medida que se consolide un portafolio de proyectos. Este enfoque permitiría generar demanda asegurada para proyectos comunitarios y pequeños, reducir incertidumbre sobre salida comercial de la energía y enviar una señal clara de política pública sin alterar el esquema principal de subastas. En todo caso, la eventual adopción de esta obligación de compra específica debe diseñarse con especial cuidado desde la perspectiva de competencia y proporcionalidad. Si bien el ordenamiento jurídico colombiano ha admitido la imposición de este tipo de obligaciones, cualquier instrumento adicional deberá justificar de manera explícita su finalidad, alcance y gradualidad, evitando configuraciones que puedan interpretarse como restricciones injustificadas a la libre competencia bajo el marco normativo vigente.

Este esquema se configura como un mecanismo complementario al diseño de subastas, en tanto no forma parte de la lógica competitiva del proceso de adjudicación. No obstante, puede articularse con este mediante la habilitación de subastas específicas orientadas a cumplir con dicha obligación, de manera que la demanda asociada a estos proyectos sea definida ex ante y canalizada a través del mecanismo competitivo. En este sentido, la obligación de compra puede operar como una señal de política que contribuya a estructurar demanda objetivo para proyectos comunitarios o de pequeña escala dentro del esquema de subastas.

(ii) Proceso de adhesión o cuotas de demanda reservadas

Un proceso de adhesión combina la eficiencia de las subastas con la efectividad de las feed-in tariffs para fomentar proyectos impulsados por comunidades (REN21, 2017). En este contexto, el concepto de feed-in-tariff se asemeja al precio fijado en la subasta, como se describe más adelante.

Las feed-in-tariffs ofrecen un entorno estable y de bajo riesgo al garantizar un precio fijo y reducir la incertidumbre para los actores involucrados. En contraste, en las subastas, durante la etapa previa a la adjudicación, los oferentes enfrentan plazos de preparación y presentación de ofertas generalmente cortos y fijos, incertidumbre sobre el precio (que se define como resultado del proceso competitivo) y ausencia de garantía de adjudicación de contratos, que solo se confirma al final del proceso. No obstante, una vez adjudicados, los contratos de subasta ofrecen estabilidad de ingresos en el largo plazo, por lo que la principal diferencia entre ambos esquemas radica en las condiciones de acceso y el nivel de certidumbre previo a la adjudicación.

El proceso de adhesión permite combinar ambos instrumentos (las feed-in-tariffs, entendidas como el precio fijado en la subasta, y las subastas) mediante:

- Reservar una porción de la demanda objetivo en el mecanismo tradicional de subastas de energía a largo plazo (por ejemplo, capacidad o energía) para proyectos comunitarios o de pequeña escala, como una cuota exclusiva que les permita participar sin competir directamente con desarrolladores más grandes y consolidados. En este esquema, los proyectos comunitarios no participan en la subasta competitiva principal, sino que acceden posteriormente a la demanda objetivo que ha sido reservada y bajo las condiciones de precio resultantes de dicha subasta.
- Permitir el acceso a la demanda reservada que no se licitó una vez concluida la subasta, de manera que estos proyectos puedan acogerse al precio determinado por el resultado de la subasta. Si bien este precio puede no ser financieramente viable para todos los proyectos comunitarios —especialmente considerando diferencias territoriales en costos y capacidades—, este enfoque ofrece una señal de precio clara y brinda mayor certeza sobre los ingresos esperados, lo que puede facilitar el acceso a financiación o el apoyo de inversionistas.

- Establecer una ventana de tiempo fija (por ejemplo, tres años) para solicitar un contrato de compra de energía al precio fijado en la subasta, por orden de llegada (*first-come, first-served*), hasta que se asigne toda la demanda reservada o se venza el plazo.

(iii) Esquema de apoyo financiero y estructuración de garantías

Una obligación de compra o la reserva de demanda por sí solas no garantiza la viabilidad de proyectos pequeños y/o comunitarios si no se acompaña de instrumentos de mitigación de riesgo y fortalecimiento financiero (Cuadros 2 y 3). En este sentido, el rol del sector bancario —y particularmente de los bancos de desarrollo— resulta determinante. Podrían explorarse mecanismos como:

- garantías parciales de crédito,
- cofinanciación con banca comercial,
- subsidios a tasa de interés,
- estructuración de garantías escalonadas según hitos de desarrollo,
- acompañamiento técnico en modelación financiera y cumplimiento regulatorio.

La lógica no sería reducir estándares de cumplimiento, sino adaptar el régimen de garantías al tamaño y madurez del proyecto, siempre bajo criterios verificables de gobernanza y solvencia técnica.



Cuadro 2. Sudáfrica: Segmentación de demanda para pequeños generadores

La implementación del Small Independent Power Producer Procurement Programme (Small IPPPP) en Sudáfrica constituye un caso relevante de segmentación de la demanda orientada a la inclusión de nuevos actores en el mercado. Este programa fue diseñado como complemento al esquema principal de contratación de renovables, el Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme (REIPPPP), con el objetivo explícito de fomentar la participación de pequeñas y medianas empresas, ampliar la base de desarrolladores locales y promover el desarrollo económico territorial (Development Bank of Southern Africa, 2026; Eberhard et al., 2014; Eberhard & Naude, 2017).

Mientras el REIPPPP se estructuró como una subasta altamente competitiva para proyectos de gran escala, el Small IPPPP creó una ventana diferenciada para proyectos con capacidad instalada entre 1 MW y 5 MW, principalmente solar fotovoltaica, eólica terrestre y biomasa.

Esta delimitación operó como una forma de segmentación exclusiva o parcialmente competitiva, estableciendo un nicho protegido donde los pequeños desarrolladores no debían competir directamente con otras compañías de mayor economía de escala, experiencia financiera y acceso a capital internacional (Development Bank of Southern Africa, 2026; Eberhard et al., 2014; Eberhard & Naude, 2017).

Sin embargo, la experiencia sudafricana evidenció que la segmentación por tamaño, por sí sola, no garantiza viabilidad. En las primeras rondas (Bid Windows 1 y 2), varios proyectos enfrentaron dificultades significativas para alcanzar el cierre financiero. Las entidades financieras comerciales percibían mayores riesgos asociados a la menor escala, menor historial crediticio de los desarrolladores y estructuras de capital más frágiles. Adicionalmente,

algunos precios adjudicados resultaron ajustados frente a los costos reales de estructuración y financiamiento (Development Bank of Southern Africa, 2026).

Ante estos obstáculos, el Banco de Desarrollo de África Austral (DBSA) desempeñó un rol determinante mediante instrumentos de apoyo financiero como subsidios a tasas de interés, cofinanciación con banca comercial, aportes de capital y estructuración de paquetes financieros adaptados a pequeños desarrolladores. Estas intervenciones permitieron mejorar indicadores clave de bancabilidad como el ratio de cobertura del servicio de la deuda (DSCR), reduciendo la percepción de riesgo y facilitando la movilización de capital privado.



Lecciones clave:

la creación de una ventana diferenciada para proyectos pequeños puede corregir vulnerabilidades financieras asociadas a economías de escala y barreras de entrada. No obstante, la experiencia muestra que la segmentación de demanda debe ir acompañada de mecanismos explícitos de mitigación de riesgo y apoyo financiero. De lo contrario, existe el riesgo de adjudicar proyectos que no logren materializarse por falta de cierre financiero.



Cuadro 3. Uganda: GET FIT como esquema de mitigación de riesgo y bancabilidad para pequeños proyectos

El programa GET FIT (Global Energy Transfer Feed-in Tariff) en Uganda fue diseñado para habilitar proyectos renovables de pequeña y mediana escala en un contexto de alta percepción de riesgo político y financiero (Get Fit Uganda, 2019; IRENA, 2018, 2026; United Nations Climate Change, n.d.). En lugar de depender exclusivamente de subastas competitivas, el esquema combinó tres instrumentos clave:

1. Una prima regulatoria por kWh generado, complementaria a la tarifa base existente.
2. Garantías parciales de riesgo respaldadas por el Banco Mundial para cubrir incumplimientos contractuales del comprador.
3. Participación de bancos de desarrollo en la estructuración financiera y cofinanciación.

Finalmente, el programa integra un componente de asistencia técnica que ha permitido optimizar el marco legal y regulatorio, logrando que la Autoridad Regulatoria de Electricidad (ERA) reduzca significativamente los tiempos de tramitación y fortalezca la gobernanza del sector energético nacional (Get Fit Uganda, 2013; United Nations Climate Change, n.d.).

El programa permitió desarrollar 17 proyectos (158 MW en total), movilizando aproximadamente cinco dólares de inversión privada por cada euro de apoyo público comprometido ha creado más de 8.500 empleos directos, de los cuales aproximadamente el 90% han sido ocupados por personal local. La relevancia social del programa se extiende a la mejora del acceso a la energía para cerca de 1.2 millones de personas, impulsada por el fortalecimiento de las redes regionales en zonas rurales que anteriormente carecían de un suministro estable (Get Fit Uganda, 2019).



Lecciones clave:

En mercados donde la banca comercial percibe alto riesgo en proyectos pequeños, la intervención de banca pública y multilateral puede reducir las barreras financieras que dificultan la participación de proyectos en subastas. Una obligación de compra para proyectos pequeños no será suficiente si no se acompaña de instrumentos de mitigación de riesgo crediticio, garantías parciales y participación de banca de desarrollo en la estructuración de los proyectos.

Implementación gradual mediante piloto

Dado el estado actual del mercado colombiano, una aproximación prudente para la aplicación de cualquiera de las tres intervenciones descritas sería iniciar con un piloto acotado, condicionado a:

- identificación previa de proyectos técnicamente maduros;
- permiso de conexión otorgado
- estructuración financiera validada.

Este piloto permitiría evaluar el nivel real de competencia, el impacto tarifario, la respuesta del sistema financiero y la capacidad institucional de seguimiento. Podrían considerarse como elegibles proyectos con capacidad menor a 5 MW y proyectos con participación comunitaria significativa en propiedad o gobernanza. Se resalta además la necesidad de contar con el acompañamiento institucional definido (por ejemplo, a través de la creación o designación de una oficina específica de apoyo en el fortalecimiento de gobernanza y gerencia de proyectos en alguna de las entidades del sector minas y energía) para la implementación de estas intervenciones.

5.1.2. Escenario 2 - Direccionamiento técnico-territorial de la demanda

Consiste en incorporar señales de direccionamiento técnico dentro de la definición de la demanda objetivo relacionadas a la planeación de generación y transmisión del sector. Este escenario propone incorporar criterios de ubicación y segmentación basados en aspectos del sistema eléctrico tales como necesidades de confiabilidad en determinadas subáreas, disponibilidad de capacidad de evacuación, reducción de pérdidas, calidad del servicio o resiliencia del sistema, así como esquemas de segmentación tecnológica que contribuyan a la optimalidad económica, confiabilidad del sistema y complementariedad de los recursos.

Estas señales pueden complementarse con la priorización de territorios donde la infraestructura energética contribuya a, por ejemplo, procesos de transición productiva, de cierre progresivo o planeado de generación térmica y por ende liberación de capacidad de transporte, de gestión de conflictos socioambientales asociados a la concentración de proyectos o donde se requiera fortalecer calidad y estabilidad del servicio. En este marco, se estructurarían bandas o ventanas de adjudicación asociadas a subáreas técnicas del SIN, nodos estratégicos o zonas específicas donde existan condiciones técnicas favorables o zonas de intervención prioritaria. La experiencia con los “Nodos de Transición Justa” en España ejemplifica este enfoque ver *Cuadro 4*.

La articulación con la planeación energética es aspecto clave de este enfoque. La definición del volumen subastado, las bandas de adjudicación o los criterios de localización no pueden responder únicamente a señales de mercado, sino que deben sustentarse en insumos técnicos como planes de expansión, estudios de confiabilidad, análisis de congestión de red y diagnósticos territoriales del

sistema eléctrico. De lo contrario, existe el riesgo de que la subasta continúe adjudicando proyectos en función exclusiva del menor costo, reproduciendo desequilibrios regionales o tensiones sociales.

El direccionamiento técnico de la demanda presenta ventajas importantes como una mayor coherencia entre subasta y planeación, la reducción de riesgos de congestión, y la posibilidad de integrar objetivos territoriales sin abandonar la lógica competitiva. Sin embargo, también implica riesgos como la reducción potencial de competencia si las ventanas son demasiado restringidas, una mayor complejidad administrativa en el diseño y operación de subastas, ya que requiere definir criterios técnicos para la segmentación de la demanda, ajustar las reglas de adjudicación y fortalecer la coordinación y articulación entre las diferentes entidades competentes, y el riesgo de captura regulatoria si los criterios no son objetivos y verificables.

Por esta razón, este escenario debe entenderse como un ajuste estructural del diseño, no como una intervención inmediata. Requiere trabajo previo en materia de planeación, fortalecimiento institucional y claridad regulatoria.



Cuadro 4. España: Nodos de Transición Justa como herramienta de planeación técnica y cohesión territorial

Mediante el Real Decreto-ley 23/2020, España estableció que la capacidad de acceso a la red liberada por el cierre de centrales térmicas y nucleares no sería asignada por orden de llegada ni exclusivamente por precio, sino a través de concursos específicos en los denominados “Nodos de Transición Justa”. El objeto principal no es únicamente la energía, sino el derecho de acceso a la red en puntos estratégicos del sistema (Jefatura del Estado, 2020).

La característica central del mecanismo es que la adjudicación pondera criterios adicionales al precio, incluyendo su impacto socioeconómico en el territorio, la generación de empleo local (incluyendo para trabajadores del sector de generación térmica y mujeres), planes de inversión, madurez administrativa del proyecto y viabilidad técnica de evacuación. Asimismo, el esquema incorpora procedimientos específicos para verificar la capacidad efectiva de los nodos y evitar congestiones, asegurando que el direccionamiento territorial no comprometa la estabilidad del sistema (Jefatura del Estado, 2020).

Esta experiencia representa un caso particularmente relevante de direccionamiento técnico-territorial de la demanda, en el que la localización deja de ser una decisión neutra del desarrollador y pasa a convertirse en un instrumento explícito de política pública (Instituto para la Transición Justa, 2025; Jefatura del Estado, 2019, 2020; Real Instituto Elcano, 2025).

Es importante subrayar que el modelo no responde a una segmentación política-administrativa amplia, sino a una delimitación técnica basada en nodos concretos de la red de transporte. Esto lo aproxima conceptualmente a las discusiones durante el taller (*ver Tabla 1*).



Lecciones clave:

el direccionamiento técnico de la demanda puede cumplir simultáneamente funciones de planeación eléctrica y política de transición productiva, siempre que (i) esté respaldado por capacidad real de red, (ii) se articule con instrumentos territoriales complementarios, y (iii) no sustituya la competencia, sino que la estructure dentro de parámetros previamente definidos.

5.2. Escenarios para la incorporación de co-beneficios como requisitos habilitantes

La potencial incorporación de co-beneficios como requisitos habilitantes debe partir del reconocimiento de una realidad aparentemente contradictoria en el contexto colombiano: el país cuenta con un régimen socioambiental robusto y relativamente consolidado, pero aún enfrenta dificultades para traducir la expansión de la generación eléctrica a partir de FNCER en beneficios tangibles y sostenibles para los territorios donde se instalan este tipo de proyectos (Universidad del Magdalena, 2023; Vega-Araújo et al., 2023).

El régimen socioambiental colombiano incluye instrumentos como el licenciamiento ambiental, la consulta previa cuando procede, y las transferencias económicas obligatorias durante la etapa de operación de los proyectos (transferencias del sector eléctrico)⁵, junto con reglas de gobernanza local para la gestión de estos recursos y un régimen ampliado para proyectos ubicados en zonas con alto potencial de recurso solar y/o eólico.⁶

Sin embargo, la experiencia reciente en distintos territorios del país sugiere que el cumplimiento de obligaciones regulatorias no siempre se traduce automáticamente en desarrollo local, legitimidad social o reducción de conflictos, con capacidades, gobernanza, prioridades y trazabilidad que lo permitan. En muchos casos emergen de factores como la limitada preparación y articulación institucional, y expectativas desalineadas entre comunidades, autoridades y empresas en torno a prioridades de desarrollo local (Vega-Araújo et al., 2023).

Desde esta perspectiva, avanzar hacia la incorporación de co-beneficios en subastas representa una oportunidad para transitar de una lógica predominantemente retributiva —centrada en compensaciones posteriores al desarrollo del proyecto— hacia una lógica distributiva, en la cual la generación de valor económico, social y ambiental para los territorios se integra desde las etapas tempranas de diseño y adjudicación de los proyectos.

Bajo esa premisa, se proponen tres escenarios graduales representados en la *Figura 3*, entendidos como posibles fases de implementación:

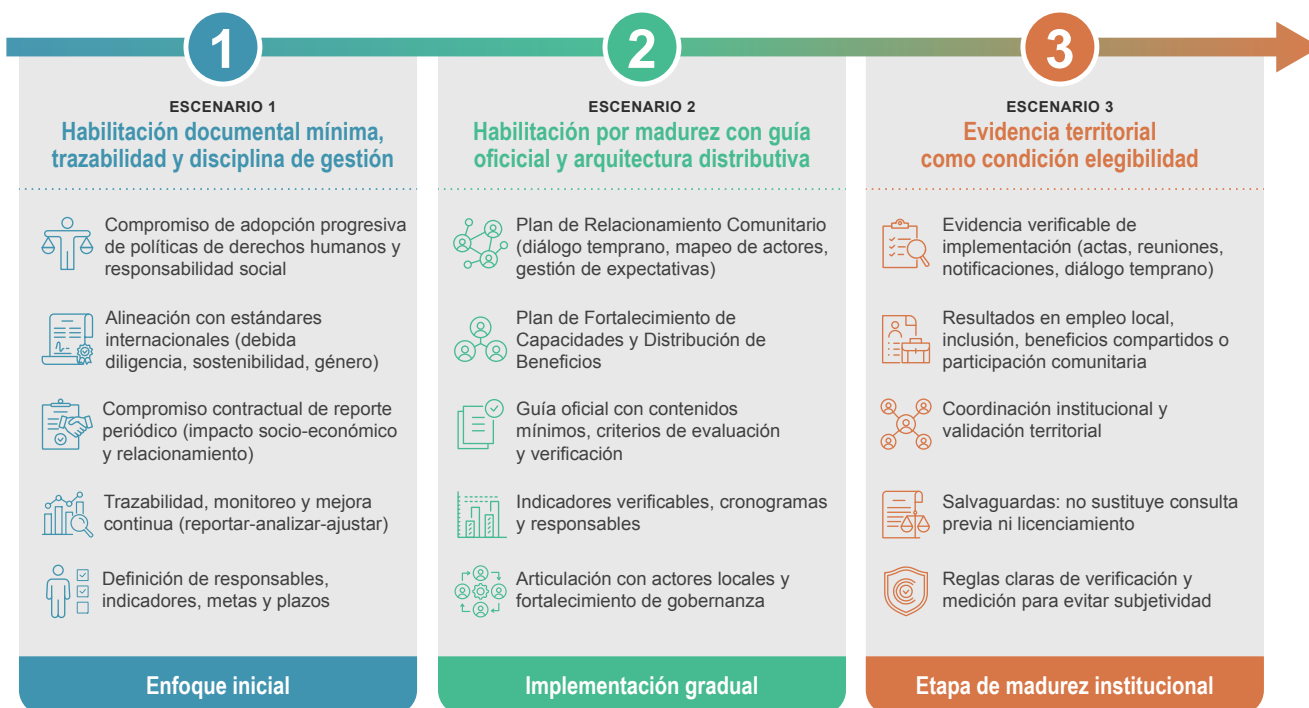
1. Requisitos documentales verificables y realistas en una primera fase de implementación;
2. instrumentos estructurados sobre madurez y capacidades en una segunda fase; y
3. evidencia de relacionamiento territorial más exigente en el largo plazo, cuya viabilidad depende de una coordinación institucional consolidada y reglas claras previamente definidas.

La diferencia entre los escenarios radica en el nivel de estructuración y verificabilidad: mientras el primero introduce señales y compromisos básicos, el segundo incorpora instrumentos de gestión territorial más definidos, y el tercero exige evidencia consolidada de resultados en el territorio.

5 Artículo 289 de la Ley 1955 de 2019, que modifica el artículo 54 de la Ley 143 de 1994. Reglamentado por el Decreto 421 de 2021, Decreto 1302 de 2022 y Decreto 1475 de 2022.

6 Artículo 233 de la Ley 2294 de 2023, que modifica el artículo 54 de la Ley 143 de 1994. La gobernanza y distribución está definida por los Decretos 1538, 1539 y 1540 de 2024.

Figura 3. Tres escenarios graduales la integración de co-beneficios en subastas como requisitos habilitantes.



5.2.1. Escenario 1 (primera fase) - Habilitación documental mínima, trazabilidad y disciplina de gestión

En una primera fase, el margen de maniobra regulatorio para incorporar co-beneficios como requisitos habilitantes en las subastas es limitado. En el contexto actual del mercado colombiano, exigir co-beneficios complejos como condición de participación podría afectar la competencia, introducir incertidumbre jurídica y reducir el atractivo económico del mecanismo. Además, el mercado aún no cuenta con lineamientos suficientemente claros y operativos sobre co-beneficios que permitan exigir instrumentos sofisticados sin generar ambigüedades interpretativas entre los participantes.

En este escenario inicial, es más viable introducir requisitos habilitantes de carácter documental que permitan comenzar a institucionalizar la incorporación de co-beneficios sin afectar el funcionamiento del mecanismo competitivo. El objetivo de esta fase no es exigir resultados sociales complejos ni sustituir los instrumentos existentes de gestión socioambiental, sino introducir disciplina institucional, trazabilidad y estándares mínimos de gestión socioambiental en los proyectos que participan en la subasta.

Bajo este enfoque, se proponen dos requisitos habilitantes asociados con compromisos de (i) adopción de políticas internas de debida diligencia en derechos humanos y de responsabilidad social, y (ii) de reporte periódico sobre responsabilidad e impacto socioeconómico del proyecto. Estos habilitantes son especialmente valiosos porque ya conversan con prácticas existentes (debid a diligencia, requisitos de financiadores, gestión corporativa), y además encajan con el marco regulatorio y de política pública colombiano que ha venido construyendo lineamientos sobre empresas y derechos humanos, responsabilidad social y seguimiento.

(i) Compromiso de adopción progresiva de políticas internas en debida diligencia de derechos humanos y responsabilidad social

El proponente demuestra la existencia —o el compromiso verificable de adopción— de políticas internas que integren principios de sostenibilidad, enfoque de género, respeto por los derechos humanos y debida diligencia en su operación, cadena de suministro, contratación y relacionamiento territorial alineadas con estándares internacionales reconocidos (por ejemplo, los Principios Rectores sobre Empresas y Derechos Humanos, los estándares de desempeño de la IFC, los Principios de Ecuador u otros estándares equivalentes). Este requisito busca evidenciar que el proyecto se inserta dentro de un sistema de gestión corporativo estructurado y no únicamente en compromisos declarativos. En la práctica, esto puede materializarse mediante un plan de implementación progresiva que incluya roles, responsabilidades, indicadores, metas y plazos.

Este enfoque se alinea con desarrollos recientes de política pública en Colombia que promueven la integración de estándares de derechos humanos y sostenibilidad en la actividad empresarial, incluyendo lineamientos dirigidos tanto a entidades públicas como a sus proveedores en materia de contratación responsable (*Cuadro 5*) (Agencia Nacional de Contratación Pública Colombia Compra Eficiente & Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2024; Consejería Presidencial para los Derechos Humanos y el Derecho Internacional Humanitario — Presidencia de la República de Colombia, 2025).

(ii) Compromiso contractual de reporte periódico sobre responsabilidad e impacto socioeconómico del proyecto

El proponente asume el compromiso de reportar periódicamente información relevante sobre la interacción del proyecto con su área de influencia, en los términos definidos en el contrato del mecanismo. Este reporte puede incluir indicadores tales como conflictividad, gestión de PQRS, generación de empleo local, enfoque de diversidad, equidad e inclusión, procesos de transferencia y generación de capacidades o estado del relacionamiento comunitario.

El propósito de este requisito es generar trazabilidad y mecanismos de mejora continua, que permitan que autoridades, financiadores y demás actores relevantes dispongan de información sistemática sobre el desempeño social de los proyectos. Además, genera disciplina mínima de gestión (reportar–analizar–ajustar) y fortalece la línea base económica, ambiental y social permitiendo acumular evidencia empírica sobre costos, desempeño y resultados territoriales. Este enfoque prioriza el fortalecimiento de capacidades institucionales y la generación de información antes de introducir ponderaciones o ajustes en la función de evaluación de ofertas.



Cuadro 5. Derechos humanos y responsabilidad social: precedentes y medición en contratación pública en Colombia

Colombia ya cuenta con referencias de política y contratación pública que permiten traducir derechos humanos y responsabilidad social a un lenguaje operativo: roles internos, planes de acción, indicadores y seguimiento.

En la Guía de Compra Pública Sostenible y Socialmente Responsable, la responsabilidad social se entiende como la obligación de que entidades públicas y proveedores garanticen, que la gestión contractual propenda por el respeto, protección y garantía de los derechos humanos. La guía señala que las empresas deben integrar sostenibilidad en su actividad

principal, con mecanismos propios para evaluar impactos sobre derechos humanos. Además recomienda que los proveedores diseñen planes de acción de implementación progresiva, definiendo roles, responsabilidades, indicadores, metas y plazos (Agencia Nacional de Contratación Pública Colombia Compra Eficiente & Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2024).

Desde la lógica de subastas, esta aproximación es útil porque permite definir habilitantes bajo un sistema mínimo verificable: (i) una política/compromiso interno con hoja de ruta; (ii) un esquema de seguimiento y reporte periódico; (iii) responsables claros; y (iv) evidencia trazable en el contrato (PPA) y su cumplimiento.

La Guía desarrolla orientaciones para diseñar mecanismos de seguimiento, evaluación y monitoreo con variables claras, periodicidad definida, responsables de reporte y análisis, y comunicación de resultados (incluyendo el uso de formatos accesibles, tablas y recursos visuales). En el contexto de subastas, esto respalda la idea de anexar un instructivo estándar de medición y reporte (mínimos de indicadores y metodología), para que el reporte de impacto social sea una obligación comparable y auditable.



Lecciones clave:

- Es viable exigir un estándar de gestión sin convertirlo en barrera competitiva, porque Colombia ya tiene lenguaje público para hacerlo medible.
- Para que el Escenario 1 sea verificable, se debe diseñar una guía de medición con indicadores mínimos, periodicidad, responsables y respectivos formatos, y conectarla al régimen contractual del PPA. También se deben implementar acciones de capacitación y socialización de la guía con los actores relevantes.
- Este escenario no reemplaza el marco socioambiental sectorial; lo complementa desde una lógica de gobernanza corporativa y trazabilidad.

Tres condiciones para que este escenario no sea meramente declarativo

(a) Finalidad regulatoria clara

Estos habilitantes no sustituyen la consulta previa, el licenciamiento ambiental ni otros requisitos legales aplicables al desarrollo de proyectos con FNCER en Colombia. Su finalidad es asegurar que el proponente cuenta con un sistema interno mínimo para:

- Diseñar e implementar medidas para el respeto y garantía de derechos humanos de quienes se ven impactados con el desarrollo del respectivo proyecto;
- identificar riesgos socioambientales y de derechos humanos;
- prevenir conflictividad y gestionar relacionamiento con disciplina;
- documentar interacciones (y no solo promesas);
- implementar ciclos de mejora continua (reportar–corregir–ajustar).

(b) Contenido mínimo exigible

La evidencia puede ser una carta de compromiso incluyendo, como mínimo:

- Responsable interno nominal (rol, dependencia, y punto focal);

- plan de acción de implementación progresiva, con metas, indicadores, plazos;
- evidencia de fortalecimiento interno: capacidades del equipo, formación, responsables;
- para el reporte: periodicidad definida (semestral/anual) y formato estandarizado.

(c) Concordancia con el marco colombiano

Debe quedar explícito que:

- El reporte no sustituye seguimiento ambiental/social de autoridades competentes;
- no reemplaza a la consulta previa ni obligaciones derivadas de esta;
- no se contabiliza como compensación;
- la formulación, actualización y adopción de la política de derechos humanos y responsabilidad social junto con el reporte responsabilidad e impacto operan como obligaciones contractuales bajo el PPA.

Para que el reporte sea comparable y útil, se recomienda anexar al pliego un instructivo técnico de medición, inspirado en la lógica de seguimiento y monitoreo utilizada en guías nacionales (metodología, variables, periodicidad, responsables, forma de presentación de resultados, y comunicación). En particular, el instructivo debería orientar:

- Qué medir (líneas mínimas e indicadores),
- cómo medir (fuentes, herramientas, metodologías),
- cómo analizar (tendencias, comparación temporal, aprendizajes),
- cómo reportar (formatos claros: tablas, gráficos, narrativa corta),
- y cómo comunicar (interno/externo; transparencia).

5.2.2. Escenario 2 (segunda fase)- Habilitación por madurez con guía oficial y arquitectura distributiva

Este escenario representa un paso sustancial frente al escenario inicial: complementar un esquema de obligaciones de naturaleza retributiva con una arquitectura distributiva, a través de la incorporación de instrumentos estructurados que permitan gestionar el relacionamiento territorial y generar beneficios verificables en los territorios donde se desarrollan los proyectos.

Se proponen dos instrumentos diferenciados como potenciales requisitos de habilitación: (i) un plan de relacionamiento comunitario, y (ii) un plan de fortalecimiento de capacidades y distribución de beneficios, ambos se explican a continuación.

La incorporación de estos instrumentos requiere un paso habilitante previo: la elaboración de una guía oficial, por parte del Ministerio de Minas y Energía o de la entidad que este designe, anexa a los términos de referencia o pliegos de la subasta, que establezca el contenido de estos planes y los criterios para su evaluación. Esta guía debe precisar, por ejemplo, los contenidos mínimos de cada plan, el nivel de detalle esperado según las características de los proyectos y la forma en que se verificarán los instrumentos durante la ejecución del contrato.

5.2.2.1. Plan de Relacionamiento Comunitario

El Plan de Relacionamiento Comunitario busca anticipar el relacionamiento desde etapas tempranas del proyecto, reduciendo asimetrías de información y creando una ruta de diálogo temprano y continuo. Así mismo, promueve el diálogo continuo entre las partes, que facilite la construcción

conjunta, negociación y prevención de conflictos a lo largo del ciclo de vida del proyecto. No reemplaza la consulta previa ni la licencia ambiental y no busca acuerdos anticipados; funciona como instrumento de preparación, transparencia y disciplina de gestión anticipatoria de riesgos sociales dentro del proceso competitivo.

Para que sea operativo y comparable, la guía de elaboración de este plan debería exigir:

- 1. Delimitación preliminar del área de influencia** (directa e indirecta) con lógica técnica y social.
- 2. Mapeo de actores de interés** (comunitarios, institucionales, productivos, propietarios).
- 3. Objetivos explícitos del relacionamiento** (ej. transparencia, gestión de expectativas, prevención de conflictividad, participación informada, herramientas para el diálogo y la negociación), incluyendo la articulación con instrumentos locales como los Planes de Vida, los protocolos autonómicos de consulta previa y medidas de planificación ambiental de territorios étnicos.
- 4. Ruta de diálogo temprano con momentos** y mínimos claros con registro documentado (ej., un mínimo de espacios de diálogo local antes de hitos críticos del proyecto) y definiendo canales, tiempos, escalamiento y registro de PQRS..
- 5. Capítulo obligatorio de gestión de expectativas**, donde se distinga:
 - » qué es negociable;
 - » qué depende de regulación;
 - » qué no puede modificarse;
 - » y cómo se manejarán solicitudes no viables (para evitar escalamiento).
- 6. Estrategia de comunicaciones**, incluyendo cómo se reportará a la comunidad el avance del proyecto y cómo se documentarán los insumos recibidos.
- 7. Cronograma y recursos**, incluyendo responsables, presencia territorial o puntos de contacto, y mínimos presupuestales (sin fijar montos rígidos).
- 8. Actualización por hitos**, al menos antes de construcción y antes de la Fecha de Puesta en Operación (FPO).

La modalidad de exigencia puede ser a través de un compromiso formal y versión preliminar estructurada conforme a la guía, y/o post-adjudicación requiriendo el Plan de Relacionamiento Comunitario definitivo como hito con plazos de implementación definidos bajo el contrato de compraventa de energía.

Un antecedente nacional relevante para la estructuración de Planes de Relacionamiento Comunitario se encuentra en el régimen de las Licencias Ambientales con Diseño Optimizado para proyectos eólicos y solares, el cual incorpora el requisito de una Estrategia de Gestión Social. Bajo este escenario, el esquema de subastas debe articularse con dicho instrumento (*ver Cuadro 6*).



Cuadro 6 Colombia: Estrategia de Gestión Social para licenciamiento ambiental optimizado (LAEólica y LASolar)

Bajo el régimen de las Licencias Ambientales con Diseño Optimizado para proyectos eólicos y solares entre 10 y 100 MW de capacidad instalada (LAEólica y LASolar), los proyectos deben incorporar una Estrategia de Gestión Social con objetivos explícitos, contenido mínimo y exigibilidad en seguimiento, orientada a promover desarrollo económico, social y ambiental, y basada en diálogo temprano, continuo y transparente con comunidades del área de influencia (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2025b, 2025a).

En cuanto a su contenido mínimo, la normativa exige: identificación de comunidades o actores involucrados; metodología de construcción participativa mediante diálogo temprano, continuo y transparente; alternativas de potenciales propuestas para el desarrollo de comunidades energéticas u otros proyectos productivos; cronograma de ejecución de la estrategia; y programa de seguimiento. Además, exige que antes del inicio de construcción se desarrollen dos espacios de diálogo con las comunidades del área de influencia.

El régimen LAEólica y LASolar incluye una regla expresa de no sustitución: “en ningún caso estos acuerdos sustituyen o reemplazan mecanismos formales de consulta previa cuando esta sea procedente”; y, cuando la autoridad competente determine procedencia de consulta previa, la Estrategia de Gestión Social debe articularse con el resultado de aquella.



Lecciones clave:

- El precedente LAEólica y LASolar evidencia que en Colombia se puede exigir, con claridad normativa, diálogo temprano y mínimos de contenido con referencia a planes de relacionamiento comunitario.
- Para proyectos de hasta 100 MW y que cumplan con los criterios de inclusión para LASolar y LAEólica, el régimen de subastas puede anticipar el requisito de Estrategia de Gestión Social como avance en el proceso de licenciamiento ambiental. Para los de mayor escala, no cubiertos por LASolar y LAEólica, el régimen de subastas puede incorporar este requisito.

5.2.2.2. Plan de Fortalecimiento de Capacidades y Distribución de Beneficios

El Plan de Fortalecimiento de Capacidades y Distribución de Beneficios es el ancla distributiva del escenario. Busca construir capacidades locales para que los co-beneficios se traduzcan en desarrollo sostenible, con gobernanza, proyectos y trazabilidad. Concretamente, el plan busca construir capacidades locales para la formulación y gestión de proyectos productivos, administración de recursos colectivos con gobernanza financiera y transparencia, veeduría social y rendición de cuentas, empleabilidad según tecnología y cadena de valor, y el fortalecimiento de la gobernanza comunitaria.

La guía de elaboración de este plan debe establecer explícitamente que este no reemplaza compensaciones ambientales, no sustituye consulta previa y no sustituye la inversión pública.

Para que sea operativo y comparable, la guía de elaboración de este plan debería exigir:

1. **Teoría de cambio** (qué capacidades, para qué, y cómo se conectan con la distribución de beneficios).
2. **Líneas mínimas de fortalecimiento**, con modularidad según contexto:
 - » Gobernanza y administración de recursos;
 - » formulación/gestión de proyectos;
 - » empleabilidad y capacidades técnicas (según tecnología);
 - » transparencia y control social;
 - » enfoque diferencial (género, juventud, comunidades étnicas).
3. **Población objetivo** y criterios de participación (evitar captura; asegurar representatividad razonable).
4. **Articulación con mecanismos existentes** y otras con medidas de beneficio compartido: cómo preparar las condiciones para el aprovechamiento efectivo de esos recursos (ej. transferencias del sector eléctrico).
5. **Aliados implementadores** (ej. SENA, academia, ONGs, operadores locales) y evidencia verificable.
6. **Cronograma por fases con hitos y actualización.**
7. **Indicadores de resultado verificables.**
8. **Designación de oficina en territorio**, que será la encargada directa de la implementación del plan.

La modalidad de exigencia puede ser a través de una carta de compromiso y/o una versión preliminar del Plan con enfoque, responsables y cronograma, y/o post-adjudicación requiriendo la actualización del plan y ejecución por hitos contractuales verificables como obligaciones bajo los contratos de compraventa de energía. En Colombia existe un precedente relevante en la exigencia un compromiso para la implementación de un Programa de Transferencia de Capacidades Técnicas como requisito habilitante dentro del proceso competitivo para el otorgamiento de permisos de Ocupación Temporal (POT) sobre áreas marítimas destinadas a proyectos de energía eólica costa afuera, en el marco de la primera Ronda Colombia Eólica Costa Afuera (*ver Cuadro 8*).

A nivel internacional, el esquema del Victorian Renewable Energy Target (VRET) en el estado de Victoria, Australia, constituye un referente en la incorporación de planes estructurados de relacionamiento comunitario y beneficios compartidos como parte integral del diseño competitivo, con requisitos definidos desde la etapa de oferta y mecanismos de evaluación y seguimiento que hacen de este componente una obligación trazable y verificable (*ver Cuadro 7*).



Cuadro 7. Victoria, Australia: Planes estructurados de compromiso comunitario y beneficios compartidos en el esquema VRET

El estado de Victoria ha utilizado subastas competitivas como instrumento para cumplir su meta obligatoria de energías renovables bajo el Victorian Renewable Energy Target (VRET). Un rasgo distintivo del modelo es que el relacionamiento comunitario es un elemento

estructural del diseño competitivo para asegurar la inversión regional y la creación de empleo, reconociendo que la factibilidad social es condición de viabilidad económica del proyecto (Lane & Hicks, 2017; Victoria State Government, 2025a, 2025b).

En los procesos VRET, los proponentes deben presentar un Plan de relacionamiento comunitario y beneficios compartidos con un nivel significativo de desarrollo al momento de la oferta.

Este plan debe incluir:

- Análisis de riesgo social y territorial, con identificación de actores relevantes y evaluación de posibles fuentes de oposición o conflictividad.
- Estrategia de relacionamiento temprano, con objetivos claros, mecanismos de diálogo, actividades de información pública y sistema formal de gestión de quejas. El compromiso debe iniciar lo antes posible, idealmente desde la etapa de selección del sitio y antes de la presentación de solicitudes de planificación.
- Se busca integrar insumos comunitarios en decisiones de diseño, incluyendo micro-localización e integración paisajística.
- Programa de beneficios compartidos, que detalla el monto estimado de inversión anual para la comunidad y explica cómo el insumo comunitario influyó en el diseño del paquete.
- Sistema de monitoreo y reporte, con indicadores definidos y mecanismos de seguimiento contractual, incluyendo evidencia de respaldo o interacción local como señal de legitimidad temprana.

La evaluación del plan cuenta con indicadores de desempeño y mecanismos de reporte que permiten identificar riesgos reputacionales o sociales durante la ejecución contractual, convirtiendo el compromiso comunitario en una obligación trazable y verificable (Lane & Hicks, 2017; Victoria State Government, 2025b). El elemento clave del modelo no es la exigencia en sí misma, sino la arquitectura institucional que la hace viable:

- Existencia de guías públicas detalladas que estandarizan definiciones y contenidos mínimos;
- criterios de evaluación explícitos y comparables;
- proporcionalidad según tamaño y naturaleza del proyecto;
- y capacidad institucional para revisar técnicamente los planes y monitorear su cumplimiento post-adjudicación.



Lecciones clave:

- La viabilidad del Escenario 2 depende en gran medida de la existencia de una guía oficial clara, estandarizada y debidamente socializada.
- El plan debe ser estructurado, pero proporcional al tipo de proyecto, y diferenciar entre mínimos habilitantes y niveles superiores de evaluación. La trazabilidad contractual posterior es tan importante como el requisito en la etapa competitiva.
- No se trata de replicar el nivel de exigencia australiano, sino de reconocer que la transición hacia una lógica distributiva requiere estructura, indicadores y capacidad institucional.



Cuadro 8. Colombia: Programa de Transferencia de Capacidades Técnicas como habilitante en la Ronda Colombia Eólica Costa Afuera

En la primera subasta para otorgar permisos de Ocupación Temporal (POT) sobre áreas marítimas para proyectos de energía eólica costa afuera en Colombia, se incluyó un habilitante relacionado con la presentación obligatoria de una carta compromiso con el desarrollo e implementación de un Programa de Transferencia de Capacidades Técnicas conforme a lineamientos definidos. Los lineamientos incluyen aspectos como transferencia de conocimiento técnico, fortalecimiento de infraestructura nacional o regional, desarrollo de industria local y encadenamientos productivos, formación de mano de obra nacional e integración de capacidades existentes en la economía local (ANH, n.d.).

Este requisito opera como condición habilitante de la oferta: la no presentación de la carta compromiso implicaba su rechazo (ANH, n.d.). El contenido de la carta compromiso se incorpora como obligación contractual vinculante dentro del esquema de POT y posterior concesión marítima.

En consecuencia:

- El proponente debía presentar un programa estructurado, con alcance, cronograma y metas.
- El programa debía actualizarse al momento de solicitar la concesión.
- Su ejecución era obligatoria.
- El cumplimiento estaba sujeto a auditoría independiente.
- El incumplimiento podía generar consecuencias contractuales.

Este precedente demuestra que el ordenamiento colombiano ya ha utilizado un diseño de habilitación progresiva: el Estado no exigió resultados ejecutados antes de adjudicar, pero sí exigió una obligación contractual estructurada, auditable y con cronograma verificable (ANH, n.d.). El uso de un estándar habilitante más exigente que el aplicable a otras tecnologías corresponde a la magnitud de inversión, la complejidad tecnológica, el uso del espacio marítimo y su potencial de desarrollo y encadenamientos industriales.



Lecciones clave:

- Es viable exigir compromisos estructurados mediante carta compromiso, siempre que se transformen en obligaciones contractuales claras y auditables.
- La exigencia puede ser progresiva: habilitación → obligación contractual → auditoría.
- La proporcionalidad según tecnología y escala es un principio operativo fundamental.
- Este precedente respalda la arquitectura del Escenario 2, siempre que exista guía técnica y régimen de seguimiento.

5.2.3. Escenario 3 (tercera fase) - Evidencia territorial como condición de elegibilidad

En una tercera fase, el mecanismo podría evolucionar hacia un esquema en el que los proyectos no solo presenten planes o compromisos de gestión territorial, sino que también deban demostrar evidencia verificable de implementación y resultados asociados a co-beneficios antes de la adjudicación. Su finalidad sería demostrar que el proyecto ha iniciado procesos de relacionamiento y distribución de beneficios con su entorno territorial. No implica consentimiento, no sustituye a la consulta previa y no reemplaza al licenciamiento ambiental.

Entre los tipos de evidencia que podrían considerarse se encuentran, por ejemplo, constancias de notificación formal a autoridades locales; actas de reuniones informativas e, incluso, aval institucional y/o comunitario. A nivel internacional, el caso de Ontario (Canadá) ilustra cómo el respaldo territorial puede configurarse como una condición de elegibilidad dentro de procesos competitivos de adquisición de energía (ver Cuadro 9).

En un horizonte regulatorio más avanzado, y siempre bajo principios de proporcionalidad y claridad normativa, el diseño de subastas podría ampliar el portafolio de instrumentos distributivos más allá de la gobernanza y la preparación institucional incluyendo, por ejemplo, evidencia relacionada con generación de empleo directo; contratación local; inclusión de grupos minoritarios y equidad de género; esquemas de codesarrollo y participación accionaria comunitaria; aportes económicos voluntarios adicionales a las obligaciones legales; fortalecimiento de gobernanza comunitaria; y medidas de adicionalidad ambiental que superen los mínimos regulatorios.

Condiciones para que sea viable (si no, puede ser contraproducente):

- definiciones normativas precisas sobre qué constituye evidencia válida;
- coordinación explícita con el régimen constitucional y normativo (ej. consulta previa y participación);
- capacidad institucional real de verificación;
- salvaguardas contra captura política y conflictos de representación.

Por el desarrollo que precisa, este escenario debe verse como horizonte regulatorio de largo plazo y no como medida inmediata. Requiere definiciones técnicas precisas, reglas de no doble conteo frente a obligaciones existentes, metodologías de medición comparables y capacidad institucional para su verificación. Sin estas condiciones, el riesgo de subjetividad y eventuales litigios podría superar los beneficios distributivos esperados.



Cuadro 9. Ontario, Canadá: Respaldo territorial como condición de elegibilidad en procesos del IESO El Operador

Independiente del Sistema Eléctrico de Ontario (IESO) ha establecido que el compromiso con comunidades locales e indígenas es un requisito obligatorio y vinculante en ciertos procesos competitivos de adquisición de energía (Hoicka et al., 2021; IESO, 2025; Ontario, 2025). En este modelo, la interacción territorial es una condición de elegibilidad. Los desarrolladores deben demostrar haber actuado con transparencia y buena fe para abordar los intereses de los grupos potencialmente impactados antes del cierre del proceso competitivo (IESO, 2025; Ontario, 2025).

Para que una propuesta sea admitida, los proponentes deben cumplir con plazos estrictos de notificación previa a autoridades locales. En proyectos ubicados en tierras municipales o bajo jurisdicción local, es obligatorio acreditar notificación formal con una antelación mínima definida (por ejemplo, 60 días antes del cierre de la subasta). En ciertos casos, se requiere aval formal del gobierno municipal para asegurar coherencia con los planes de desarrollo regional y evitar conflictos territoriales (IESO, 2025; Ontario, 2025).

En territorios indígenas, las exigencias son más prescriptivas: Los desarrolladores deben presentar un formulario oficial de evidencia de apoyo local, acompañado de respaldos fechados dentro de un período determinado previo al proceso (por ejemplo, no mayor a siete meses antes de la entrada en vigor de la convocatoria). Este requisito busca garantizar que el respaldo sea reciente, verificable y sustantivo (IESO, 2025).

El diseño no sustituye el marco más amplio de derechos territoriales ni los procedimientos legales aplicables en Canadá. Tampoco equivale automáticamente a consentimiento pleno en términos jurídicos, sino que establece un estándar de interacción sustantiva y documentación formal previa a la adjudicación (IESO, 2025).



Lecciones clave:

- Convertir la evidencia territorial en condición de elegibilidad exige reglas claras sobre representación válida y documentación.
- Los requisitos deben incluir plazos, formatos y vigencia temporal para evitar ambigüedad.
- Es indispensable coordinar este tipo de exigencia con el régimen constitucional de consulta previa y licenciamiento ambiental.
- Sin capacidad institucional de verificación, el riesgo de litigiosidad puede superar los beneficios.

5.3. Escenarios para la incorporación de co-beneficios en la evaluación de ofertas

La incorporación de co-beneficios como criterios de evaluación de ofertas en las subastas implica, en términos conceptuales, transitar de modelos de adjudicación basados exclusivamente en el precio, hacia modelos de evaluación multicriterio en los que el precio puede continuar siendo el factor principal, pero se complementa con otros criterios asociados a objetivos de política pública (Ver Sección 3.3).

En Colombia existen orientaciones institucionales que reconocen la posibilidad de incorporar criterios sociales y ambientales en los procesos de contratación pública. En particular, la Guía de Contratación Pública Sostenible y Socialmente Responsable de Colombia Compra Eficiente establece que estos criterios pueden integrarse como factores de evaluación, especificaciones técnicas o condiciones de ejecución contractual, siempre que su incorporación sea proporcional y guarde relación con el objeto, valor, plazo y demás condiciones del contrato (Cuadro 10).



Cuadro 10. Contratación pública sostenible en Colombia: precedentes normativos para la incorporación de criterios sociales y ambientales

La Guía de Contratación Pública Sostenible y Socialmente Responsable ofrece reglas de diseño que, con las adaptaciones necesarias, resultan trasladables al debate sobre subastas de energía con componentes multicriterio (Agencia Nacional de Contratación Pública Colombia Compra Eficiente & Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2024). La guía distingue entre:

- Criterios ambientales: orientados a contratar bienes, obras y servicios que generen el menor impacto ambiental posible a lo largo de su ciclo de vida, o que favorezcan impactos positivos. Estos criterios pueden ser cualitativos (ej. un plan de gestión y reutilización de residuos) o cuantitativos cuando se valoran mediante porcentajes, metas o indicadores verificables.
- Criterios sociales: dirigidos a reducir desigualdades, promover la inclusión de grupos vulnerables, la transparencia, el respeto a derechos humanos y la adhesión a buenas prácticas laborales.

Principios de diseño trasladables a subastas:

- Vinculación con el objeto contractual: Los criterios deben guardar relación con el objeto del contrato y con las condiciones de su ejecución. En el caso de subastas de energía eléctrica, esto implicaría justificar de qué manera criterios distintos al precio contribuyen a objetivos asociados a la prestación del servicio (ej. reducción de riesgos de ejecución, sostenibilidad territorial de los proyectos o confiabilidad del suministro).
- Adecuación y proporcionalidad: La inclusión de criterios adicionales requiere evaluar su pertinencia frente al objeto, valor, plazo y condiciones del contrato, de modo que resulten adecuados al proceso de contratación. En el contexto de subastas, esto sugiere la conveniencia de calibrar cuidadosamente su peso o forma de aplicación para evitar efectos desproporcionados sobre la señal económica del mecanismo.
- No restricción indebida de la competencia: La incorporación de estos criterios debe evitar configurarse como barreras innecesarias a la participación, preservando la pluralidad de oferentes y el funcionamiento competitivo del proceso.

Este antecedente resulta relevante, pues si bien los contratos de energía a largo plazo en Colombia se rigen principalmente por el derecho privado, la prestación del servicio de energía eléctrica tiene carácter de interés público. En ese contexto, los lineamientos desarrollados en materia de contratación pública pueden revisarse como referencia para analizar posibles formas de incorporación de criterios sociales y ambientales en mecanismos de contratación del sector eléctrico. Lo anterior no implica una traslación directa de dichos instrumentos, sino que sugiere la conveniencia de explorar, desde el diseño institucional y técnico de las subastas, cómo podrían adaptarse enfoques similares de manera compatible con el marco normativo del sector. Bajo esa premisa, se proponen tres escenarios graduales representados en la *Figura 4*, entendidos como posibles fases de implementación:

1. Co-beneficios como criterios de desempate entre ofertas;
2. evaluación multicriterio con ponderación limitada e incentivos para participación comunitaria; y
3. eventualmente, aumento del porcentaje de evaluación asociada a co-beneficios, incluyendo copropiedad y codesarrollo con obligatoriedad en el esquema de evaluación.

Figura 4. Tres escenarios graduales para la incorporación de co-beneficios en la evaluación de ofertas



5.3.1. Escenario 1 (primera fase): co-beneficios como criterios de desempate

En una primera fase, los co-beneficios pueden incorporarse en el diseño de subastas como criterios de desempate entre ofertas iguales o dentro de un margen previamente definido, sin modificar la estructura central de adjudicación basada en el precio. Este enfoque permite introducir señales de política pública orientadas al desarrollo territorial, manteniendo la eficiencia económica del mecanismo competitivo.

En Colombia, el orden de llegada de las ofertas se ha utilizado anteriormente como criterio de desempate. Si bien este mecanismo resuelve la igualdad, no aporta valor técnico, económico ni social al proceso de asignación. La incorporación de co-beneficios como criterio de desempate permite orientar la adjudicación hacia proyectos que potencialmente maximicen impactos positivos en términos sociales, ambientales y territoriales, sin alterar la señal principal de precio ni la competencia entre oferentes.

Para su implementación, se recomienda establecer en las reglas de la subasta que el desempate se realice con base en, por ejemplo, experiencia previa verificable en gestión territorial, evaluada mediante indicadores como evidencia documental de la implementación de instrumentos de relacionamiento comunitario y programas de beneficio local en proyectos similares, e incluso la evidencia de esquemas de copropiedad o codesarrollo de proyectos con participación de comunidades locales. Asimismo, en la ausencia de un requisito habilitante relacionado con existencia y/o implementación de políticas de debida diligencia en derechos humanos, sostenibilidad y equidad de género (*ver Sección 4.2.1*), estos elementos también podrían utilizarse como criterio de desempate.

Para preservar la transparencia y reducir riesgos de discrecionalidad, estos criterios deben: definirse ex ante en los términos de referencia de la subasta; basarse en evidencia documental verificable; utilizar indicadores comparables entre oferentes; y limitarse a un número reducido de variables claramente definidas.

Este mecanismo introduce señales reputacionales y de desempeño que incentivan mejores prácticas por parte de los desarrolladores, sin distorsionar la formación del precio ni alterar la arquitectura

principal del instrumento competitivo. Al mismo tiempo, permite que las subastas comiencen a reconocer de manera gradual la importancia de los impactos territoriales de los proyectos con FNCER.

5.3.2. Escenario 2 (segunda fase): transición hacia una evaluación multicriterio con ponderación limitada e incentivos para participación comunitaria

La segunda fase se caracteriza por la incorporación de co-beneficios dentro de la evaluación de ofertas con un peso explícito, aunque limitado. Esto implica un esquema de evaluación multicriterio con ponderación limitada, en el que el precio continúa siendo el determinante principal del resultado de la subasta, mientras que un conjunto acotado de criterios no-precio permite reconocer beneficios adicionales asociados al desarrollo territorial de los proyectos.

Como principio de diseño, se propone que inicialmente la ponderación asignada a criterios no-precio no supere el 10% del puntaje total, manteniendo al menos un 90% asociado al precio. Este balance permite preservar la eficiencia económica del proceso de adjudicación, al tiempo que habilita un espacio institucional para reconocer beneficios adicionales vinculados al desarrollo territorial de los proyectos.

De manera complementaria, esta fase también podría incorporar incentivos voluntarios asociados a formas más estructurales de co-beneficios, tales como esquemas de copropiedad o codesarrollo de proyectos con comunidades. Dado el mayor grado de complejidad institucional y financiera que implican estos modelos, se sugiere que inicialmente se reconozcan mediante bonificaciones adicionales o criterios de desempate, en lugar de incorporarlos como requisitos competitivos obligatorios dentro de la evaluación principal.

La *Tabla 7* presenta un posible esquema de diseño para esta segunda fase de implementación, distinguiendo entre el componente central basado en precio, los criterios no-precio con ponderación limitada y los incentivos voluntarios orientados a promover mecanismos más profundos de participación local.

Tabla 7. Esquema de evaluación multicriterio con ponderación limitada e incentivos para participación comunitaria

Componente del esquema	Naturaleza	Justificación regulatoria	Regulatoria alcance en fase inicial
Criterios no-precio estandarizados ≤ 10% del puntaje total	Obligatorio dentro de la evaluación	Introduce señales socioeconómicas y ambientales verificables de manera proporcional. Permite aprendizaje institucional sin alterar la arquitectura principal del mecanismo.	Evaluación conforme a fórmula para cuantificar los criterios y ponderadores aplicables a los mismos, ambos predefinidos en la regulación. Se justifica mediante evidencia o compromiso de, por ejemplo: Empleo local desagregado (ej. proporción de mujeres, población étnica, aprendices, trabajadores de economías fósiles). Contratación local (ej. joint ventures con empresas locales, identificación y uso de cadenas de suministro locales) Relacionamiento comunitario (ej. historial del oferente) Transferencia de capacidades (ej. inversiones en fortalecimiento institucional) Adicionalidad ambiental demostrable (ej. planes de mejora de ecosistemas locales sin incluir compensaciones)

Componente del esquema	Naturaleza	Justificación regulatoria	Regulatoria alcance en fase inicial
Premiums voluntarios (bonos adicionales fuera del puntaje base) o criterios de desempate	Voluntarios (incentivo adicional a la	Reconoce compromisos estructurales de mayor complejidad que pueden generar alineación de intereses y reducción de riesgo social, sin convertirlos en requisito competitivo general.	Evidencia o compromiso de: Coproiedad o codesarrollo de proyectos con participación de comunidades locales Esquemas de distribución de ingresos adicionales a la transferencia del sector eléctrico.

Sin embargo, la definición de estos criterios requiere información empírica suficiente sobre el desempeño socioeconómico y ambiental de los proyectos. En ese sentido, el requisito de habilitación relacionado con el compromiso contractual de reporte periódico sobre responsabilidad e impacto socioeconómico del proyecto (*ver Sección 5.2.1*) cumple una función clave: permite construir progresivamente una base de información comparable sobre prácticas de relacionamiento comunitario, generación de empleo local, transferencia de capacidades y otros co-beneficios asociados a los proyectos de energía renovable.

Esta información puede servir como insumo para que el regulador identifique indicadores objetivos, verificables y comparables entre proyectos, reduciendo riesgos de discrecionalidad y fortaleciendo la legitimidad técnica de eventuales esquemas de evaluación multicriterio. En otras palabras, el reporte periódico no solo contribuye a mejorar la transparencia del sector, sino que también crea las condiciones institucionales para que los co-beneficios puedan ser incorporados gradualmente como parte de la evaluación competitiva de las ofertas.

A nivel internacional, el Net Zero Industry Act de la Unión Europea muestra cómo la evaluación multicriterio puede integrarse en el diseño competitivo mediante filtros de entrada y criterios de adjudicación con ponderaciones explícitas, incorporando atributos como resiliencia, sostenibilidad y conducta empresarial responsable (*ver Cuadro 11*). El programa REIPPPP de Sudáfrica constituye un referente en la incorporación de objetivos de desarrollo económico como componente estructural del diseño competitivo, mediante una matriz de criterios medibles y ajustes progresivos en su ponderación (*ver Cuadro 12*).



Cuadro 12. Sudáfrica: matriz de desarrollo económico y ajuste de ponderaciones en el marco del REIPPPP

El programa REIPPPP de Sudáfrica es uno de los ejemplos más ambiciosos de integración de objetivos sociales dentro de subastas de energías eléctrica. Desde su diseño inicial, el desarrollo económico fue concebido como componente central del modelo competitivo. La lógica era explícita: la expansión renovable debía contribuir simultáneamente a la transformación económica y legitimidad social (Eberhard & Naude, 2016; Reed, 2015).

En sus primeras rondas, el esquema asignó 70% al precio y 30% a criterios de desarrollo económico. Sin embargo, en la quinta ronda esta ponderación se ajustó a 90% precio y 10% desarrollo económico. Este ajuste se llevó a cabo con el propósito de alinear la política en materia de ponderación de beneficios en subastas de energía eléctrica con la política general de contratación del Estado (Eberhard et al., 2014; Green Building Africa-Net Carbon Zero Buildings and Cities, 2021). Este cambio refleja una tensión estructural entre ambición distributiva y eficiencia económica.

A 2025, 104 proyectos adjudicados vía REIPPP han alcanzado cierre financiero, totalizando 7,8 GW de capacidad instalada (Department of Electricity and Energy, 2026). La matriz de evaluación de desarrollo económico se compone de criterios concretos y medibles, cada uno con ponderaciones específicas. Entre los principales componentes se incluyen:

- Creación de empleo local, incluyendo metas específicas para comunidades cercanas.
- Contenido local y compras a proveedores nacionales.
- Participación accionaria de grupos históricamente excluidos y comunidades locales.
- Control de gestión y representación en órganos directivos.
- Contribuciones socioeconómicas estructuradas.

El esquema combina umbrales mínimos para participar con metas superiores que otorgan el puntaje máximo. La evaluación exige fórmulas de medición y compromisos cuantificados, aunque en la práctica ha mostrado que ponderaciones elevadas pueden generar promesas difíciles de financiar o verificar cuando la capacidad institucional de seguimiento es limitada (Firfirey & Wlokas, 2022).



Lecciones clave:

- La ponderación de criterios de desarrollo económico debe equilibrar ambición social y viabilidad económica; esquemas más acotados (p. ej., 90/10) facilitan gradualidad y aprendizaje institucional.
- Las matrices deben ser técnicamente auditables para evitar subjetividad.
- El diseño debe anticipar la implementación: lo exigido en subasta debe poder financiarse, monitorearse y ejecutarse.
- El desempeño social no depende únicamente del diseño de la subasta, sino de la capacidad institucional de seguimiento y de la calidad de la interacción con las comunidades.

Premiums voluntarios o criterios de desempate para copropiedad o codesarrollo

La copropiedad y codesarrollo puede reconocerse en el marco de subastas mediante ajustadores de precio evaluado (sin modificar el precio contractual real), bonificaciones marginales dentro de la fórmula de evaluación, créditos condicionados al cumplimiento verificable o como un criterio de desempate de las ofertas. También pueden reconocerse por fuera del esquema de subastas, a través de mecanismos como incentivos tributarios específicos, prioridad de acceso a puntos de conexión (en igualdad de condiciones técnicas con otros proyectos), o trámites preferentes de licenciamiento ambiental (Dumas et al., 2025).

Se sugiere la incorporación de esquemas de voluntarios de bonificación o mecanismos de desempate que consideren la adopción y evidencia sólida sobre condiciones estrictas de gobernanza,

permanencia mínima en capital y viabilidad financiera certificada. El reconocimiento debería diferenciar entre codesarrollo —participación en fases tempranas de estructuración— y copropiedad efectiva en capital, otorgando mayor ponderación a esquemas que incluyan derechos políticos reales, acceso a información y participación en utilidades verificables (Dumas et al., 2025). Aunque muchos de los proyectos de energía renovable que cuentan con participación accionaria de comunidades en el mundo se han estructurado sin necesidad de incentivos en el marco de subastas, el alcance de la participación actual de las comunidades en Canadá o Sudáfrica no hubiera sido posible sin políticas innovadoras que facilitaron y aceleraron su acceso a estos negocios (Dumas et al., 2025).

En Colombia se han desarrollado esquemas de participación comunitaria como codesarrollo de proyectos, pero estos no han sido resultado ni han estado asociados a mecanismos de asignación vía subastas de energía eléctrica (*ver Cuadro 13*).



Cuadro 13. Codesarrollo de proyectos con participación local en Colombia: el caso Terra Initiative

La iniciativa Terra, desarrollada por Greenwood Energy en alianza con el pueblo Arhuaco en la Sierra Nevada de Santa Marta, constituye una de las primeras experiencias en Colombia donde una comunidad local, indígena, participa como socia en el desarrollo de un proyecto de generación renovable (Greenwood Energy, 2024).

El proyecto contempla la instalación de dos plantas solares fotovoltaicas con una capacidad conjunta de aproximadamente 52 MWp en territorio del pueblo Arhuaco en la Sierra Nevada de Santa Marta. Bajo el modelo de codesarrollo, la comunidad participa en aspectos como la delimitación de áreas culturalmente sensibles, la definición preliminar de la localización de la infraestructura y la estructuración de los beneficios asociados al proyecto. Además, durante la operación, la comunidad local recibirá capacitación técnica y la participación en un porcentaje de los ingresos del proyecto, permitiendo expandir su programa de adquisición de tierras ancestrales. La Autoridad Nacional de Consulta Previa eximió del requisito de la consulta previa, al haber demostrado la existencia de una alianza entre el pueblo Arhuaco y Greenwood Energy desde el inicio del proyecto.



Lecciones clave:

- El codesarrollo funciona como una señal temprana de viabilidad territorial del proyecto y de reducción de riesgos sociales, por ejemplo, en la forma en que se analiza la activación de mecanismos como la consulta previa.
- Diferenciar entre codesarrollo y copropiedad permite reconocer distintos niveles de participación territorial dentro del diseño competitivo.
- Incentivos que reconozcan la participación local temprana en la estructuración del proyecto, podrían contribuir a reducir riesgos sociales antes de la adjudicación.

El uso de ajustadores de precio resulta particularmente atractivo desde la perspectiva regulatoria, pues permite reconocer atributos estratégicos sin alterar directamente la remuneración pactada en el contrato de energía. Bajo este diseño, el precio ofertado sigue siendo determinante, pero el

sistema reconoce ciertos atributos (como esquemas de participación accionaria o de codesarrollo local) que pueden reducir riesgos sistémicos asociados a conflictividad social, retrasos operativos o judicialización.

No obstante, su implementación requeriría una modelación rigurosa de impacto tarifario, evaluación de efectos sobre competencia, claridad metodológica para evitar arbitrariedad y coordinación con el regulador económico. La bonificación no debería premiar únicamente el porcentaje accionario comprometido, sino la calidad estructural del esquema: gobernanza efectiva, permanencia en capital, derechos económicos reales y participación informada en decisiones estratégicas.

Los criterios de desempate surgen como una alternativa para incentivar —aunque de forma más limitada, al no implicar un beneficio económico directo como los premiums— esquemas de copropiedad o codesarrollo, sin modificar el precio ni la lógica de evaluación de las subastas.



Cuadro 14. BC Hydro 2025: copropiedad indígena como requisito estructural y bonificación incremental en Canadá

Canadá ha evolucionado desde esquemas de consulta hacia modelos de participación accionaria directa de comunidades indígenas en proyectos energéticos. La copropiedad no se presenta como un gesto reputacional, sino como un mecanismo de alineación estructural de incentivos y mitigación de riesgo social (BC Hydro Power Smart, 2024, 2025).

En la convocatoria de energía de BC Hydro (2025), la participación indígena se integra al diseño competitivo como requisito de admisibilidad: los proyectos deben garantizar al menos 25% de participación accionaria indígena al momento de entrada en operación comercial. Además, el esquema incentiva niveles superiores mediante créditos adicionales en la evaluación para participaciones que alcanzan hasta 51%. Adicionalmente, se otorgan puntos extra cuando existen acuerdos de beneficios económicos para naciones originarias que no forman parte del capital (BC Hydro Power Smart, 2025).

La lógica del diseño es clara: la participación accionaria se concibe como instrumento para fortalecer la legitimidad, reducir la conflictividad y mejorar el desempeño de largo plazo. Sin embargo, el modelo opera dentro de una arquitectura institucional robusta que incluye financiamiento especializado, asistencia técnica y marcos contractuales estandarizados. Este esquema no sustituye consulta ni regulación ambiental. Funciona como mecanismo de distribución estructural de valor dentro del proceso competitivo.



Lecciones clave:

- La combinación de umbral mínimo y bonificación incremental puede servir como referencia de largo plazo.
- La copropiedad sólo es viable cuando existen instrumentos habilitadores (financiamiento, asistencia técnica, estándares de gobernanza).
- En el contexto colombiano actual, su incorporación es más realista como criterio de bonificación voluntaria que como requisito obligatorio.

El caso de BC Hydro (Canadá) ilustra un modelo avanzado de copropiedad indígena como requisito estructural dentro del diseño competitivo; sin embargo, su adopción como criterio obligatorio requiere condiciones habilitantes y aprendizaje institucional que aún son incipientes en contextos como el colombiano, lo que sugiere un enfoque inicial basado en incentivos voluntarios (*ver Cuadro 14*).

5.3.3. Escenario 3 (tercera fase): aumento del porcentaje de evaluación asociado a co-beneficios y obligatoriedad para la copropiedad y codesarrollo

En una tercera fase se podría aumentar la ponderación de los criterios no-precio por encima del 10% del puntaje total dentro del proceso de evaluación de ofertas. Además, los atributos relacionados con la participación comunitaria podrían pasar de ser reconocidos únicamente mediante bonificaciones voluntarias o criterios de desempate, a integrarse como criterio obligatorio de evaluación. Bajo este esquema, evidencias verificables de copropiedad o codesarrollo con participación comunitaria podrían incorporarse dentro del bloque de criterios asociados a co-beneficios junto con otros atributos asociados a creación de valor local o calidad del relacionamiento territorial.

Este tipo de diseño permitiría reconocer de manera más estructural la solidez de los esquemas de participación territorial, manteniendo al mismo tiempo el papel central del precio en la asignación de contratos. Además, generaría incentivos tempranos para que los desarrolladores integren a las comunidades en etapas iniciales del desarrollo de los proyectos. Sin embargo, antes de avanzar hacia exigencias estructurales, deben consolidarse habilitantes como mecanismos de financiamiento concesional o garantías parciales para adquisición de equity, fondos de prefactibilidad que permitan estructuración temprana de alianzas, asistencia técnica independiente para comunidades, guías para generar acuerdos entre accionistas que protejan derechos económicos y políticos mínimos, y articulación con políticas de desarrollo productivo y planificación energética nacional.

En ausencia de este tipo de habilitantes que reduzcan estas asimetrías, la incorporación de esquemas de copropiedad o codesarrollo a la evaluación de subastas podría generar efectos regresivos: concentración de mercado en actores con mayor capacidad de estructuración, participación simbólica sin incidencia real o incremento del costo de capital.

En ese sentido, la gradualidad no responde únicamente a prudencia regulatoria, sino a la necesidad de construir condiciones institucionales mínimas para que la participación territorial opere como herramienta real de distribución de valor.

5.4. Consideraciones sobre la asignación de riesgos y remuneración de los oferentes

La asignación de riesgos y la estructura de remuneración constituyen uno de los pilares del diseño de subastas de energías renovables. No solo determinan la bancabilidad de los proyectos, sino que inciden directamente en la competencia, el costo de capital y, en última instancia, en el precio final de la energía para los consumidores.

La introducción de co-beneficios implica necesariamente decisiones sobre quién asume el riesgo del cumplimiento, cómo se monitorea dicho cumplimiento, qué consecuencias contractuales se activan ante incumplimientos, y si existen incentivos económicos diferenciados para determinados atributos estructurales del proyecto.

En la práctica, los principales retrasos y sobrecostos en proyectos renovables suelen derivarse de factores sociales: conflictividad territorial, judicialización, bloqueos o pérdida de legitimidad local.

Desde esta perspectiva, la incorporación de mecanismos estructurados de vinculación territorial no es únicamente una exigencia normativa, sino una estrategia de mitigación de riesgos. Sin embargo, es fundamental distinguir entre riesgos gestionables por el desarrollador (incumplimiento de compromisos asumidos, fallas en relacionamiento) y riesgos estructurales o exógenos asociados a dinámicas territoriales que exceden su control directo.

Un diseño adecuado debe asignar de manera explícita y predecible únicamente aquellos riesgos que el adjudicatario puede gestionar racionalmente, evitando trasladar incertidumbre sistémica que podría afectar el cierre financiero o elevar el costo de capital.

5.4.1. Arquitectura de monitoreo y proporcionalidad de consecuencias

Si los co-beneficios se incorporan como obligaciones contractuales vinculantes, el riesgo de incumplimiento recae sobre el adjudicatario. En consecuencia, el sistema de monitoreo y las consecuencias asociadas deben calibrarse cuidadosamente. El país ya cuenta con instrumentos consolidados de seguimiento socio ambiental, particularmente los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA). En lugar de crear estructuras paralelas, resulta más eficiente aprovechar y, en su caso, robustecer estos mecanismos para integrar compromisos adicionales derivados de la subasta.

Asimismo, el monitoreo por etapas del proyecto —desde adjudicación hasta operación comercial— permite que las consecuencias del incumplimiento sean proporcionales al momento en que ocurran.

En todos los casos, debe preservarse un principio central: las sanciones asociadas a compromisos sociales no deben comprometer la operación de activos estratégicos ni generar efectos sistémicos que superen el beneficio perseguido. Las medidas correctivas deberían privilegiar ajustes graduales en garantías, planes de mejora obligatorios, sanciones pecuniarias calibradas, antes que medidas que afecten abruptamente el flujo contractual comprometido con financiadores

Además, debe reconocerse que toda obligación adicional implica costos de cumplimiento que pueden reflejarse en el precio ofertado. Por ello, la arquitectura de monitoreo debe diseñarse bajo criterios de eficiencia y proporcionalidad.

5.4.2. Remuneración diferenciada como instrumento de política pública

A nivel internacional, se han incorporado no solo mecanismos de control o sanción por incumplimiento, sino también incentivos económicos explícitos para reconocer atributos adicionales dentro de la oferta (*ver Cuadro 15*). En lugar de imponer determinadas prácticas como requisito obligatorio de habilitación, estos esquemas introducen mecanismos de remuneración diferenciada que valorizan ciertas características del proyecto dentro del esquema competitivo.



Cuadro 15. Francia – Bonificaciones por participación financiera local

En el tercer periodo del appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments (CRE, 2017), la Comisión de Regulación de la Energía de Francia (CRE) estableció una bonificación de 3 €/MWh sobre el precio ofertado para aquellos proyectos que se comprometieran a incorporar mecanismos de participación financiera local, entendidos como esquemas que permiten a ciudadanos, autoridades locales u otros actores del territorio invertir en el proyecto y participar en sus retornos económicos, conforme a las condiciones establecidas en el pliego.

La bonificación se aplicaba sobre el precio de compra propuesto, se incorporaba a la remuneración durante el período de apoyo y no constituía un criterio de puntaje adicional, sino un ajuste directo a la tarifa adjudicada.

El caso francés ilustra que es técnicamente posible introducir incentivos económicos asociados a objetivos territoriales dentro de una subasta sin alterar su naturaleza competitiva. Sin embargo, cualquier ajuste en la remuneración puede generar efectos potenciales sobre la intensidad competitiva del proceso, el precio promedio adjudicado, y, en última instancia, el costo para el sistema eléctrico.



Lecciones clave:

- Cualquier esquema de remuneración diferenciada debería analizarse con cuidado a la luz del régimen tarifario vigente, que prioriza la eficiencia económica y la suficiencia financiera.
- Si el incentivo implica mayor remuneración promedio, creación de cargos o uso de recursos públicos, sus efectos sobre competencia, tarifa y sostenibilidad fiscal tendrían que ser evaluados explícitamente, así como su compatibilidad con la asignación de riesgos del mercado eléctrico.

5.4.3. Diversidad de actores y exposición al riesgo

La arquitectura de riesgos incide directamente en la diversidad de oferentes. Actores pequeños y nuevos entrantes enfrentan mayor exposición relativa a riesgos regulatorios y financieros. La incorporación de obligaciones complejas o estructuras de cumplimiento sofisticadas puede elevar barreras de entrada y concentrar el mercado en desarrolladores de mayor tamaño. Por ello, cualquier ajuste en asignación de riesgos o remuneración debe evaluarse también a la luz de su impacto sobre competencia y pluralidad de participantes.

5.4.4. Consideraciones estructurales

Cualquier innovación en materia de riesgos y remuneración debe implementarse de manera gradual, con reglas claras desde el inicio del proceso competitivo y preservando estabilidad regulatoria. La expansión renovable es intensiva en capital y depende de horizontes contractuales predecibles; alteraciones abruptas o ambiguas pueden elevar el costo de capital y afectar los objetivos de transición energética. Cuatro consideraciones son de particular relevancia:

- La asignación de riesgos sociales debe ser explícita, delimitada y coherente con la capacidad real de gestión del desarrollador.
- Las consecuencias contractuales asociadas a co-beneficios deben ser proporcionales y no comprometer la estabilidad operativa ni la confiabilidad del sistema eléctrico.
- Los instrumentos existentes —como garantías contractuales e informes de seguimiento ambiental— pueden adaptarse a los nuevos requisitos que atiendan a beneficios locales antes de crear nuevas estructuras regulatorias.

6. CONCLUSIONES

La evolución del mecanismo de subastas en Colombia evidencia una tensión estructural entre eficiencia económica y gestión de riesgos de implementación. La experiencia reciente muestra que un enfoque exclusivamente centrado en precio, si bien mejora la competencia, no captura riesgos clave asociados a conflictividad, retrasos o pérdida de legitimidad social.

El nuevo marco regulatorio actual bajo el Decreto 1091 de 2025 abre una oportunidad para corregir esta limitación mediante la incorporación co-beneficios asociados a criterios “socioeconómicos, ambientales y de ubicación, incluidos nodos o territorios específicos”.

La evidencia internacional confirma que es posible integrar co-beneficios en esquemas competitivos, siempre que se cumplan tres condiciones: reglas claras, criterios verificables y alta previsibilidad para los inversionistas. No existe un único modelo, pero sí un principio común: los co-beneficios deben incorporarse de manera proporcional, objetiva y progresiva. Esto implica, además, definir con claridad el alcance del mecanismo de subastas, reconociendo que no todos los objetivos de distribución de co-beneficios deben ni pueden ser internalizados en este instrumento.

Para Colombia, la principal recomendación es adoptar un enfoque gradual. En una primera fase, el énfasis debe estar en establecer requisitos habilitantes que fortalezcan la trazabilidad, la gestión socioambiental y la generación de información, y criterios de desempate entre ofertas sin afectar la eficiencia económica del mecanismo. En una segunda etapa, el mecanismo puede evolucionar hacia requisitos habilitantes más estructurados — como planes de relacionamiento comunitario y de fortalecimiento de capacidades— apoyados por guías oficiales que reduzcan la discrecionalidad, y una evaluación multicriterio con ponderación limitada que mantenga el rol protagónico del precio en la adjudicación y reconozcan la relevancia de esquemas de codesarrollo o copropiedad con participación comunitaria a través de esquemas voluntarios o de desempate entre ofertas. En el largo plazo, y sujeto a capacidades institucionales suficientes,

podría avanzarse hacia esquemas donde la evidencia de implementación y resultados territoriales forme parte de las condiciones de elegibilidad o evaluación, con ponderaciones mayores para co-beneficios en la evaluación multicriterio.

La efectividad de cualquier esquema dependerá de su capacidad de implementación. Esto implica fortalecer sistemas de monitoreo, estandarizar indicadores, y asegurar mecanismos de verificación creíbles. Sin estos elementos, la incorporación de co-beneficios puede generar incertidumbre regulatoria y riesgos de subjetividad.

Adicionalmente, existen instrumentos complementarios que pueden reforzar los incentivos para maximizar co-beneficios, como incentivos tributarios condicionados, la extensión del mecanismo de obras por impuestos, mecanismos de financiamiento o priorización en trámites de conexión a la red y licenciamiento ambiental. Sin embargo, estos instrumentos no sustituyen la necesidad de avanzar hacia esquemas más estructurados de distribución de beneficios.

Las subastas no operan en el vacío. Su efectividad depende de su articulación con otros instrumentos de política pública, incluyendo mecanismos de participación, marcos de consulta pública (incluyendo la consulta previa), políticas de desarrollo territorial y programas de fortalecimiento institucional. En este sentido, la definición del alcance de las subastas resulta crítica: estos mecanismos deben integrarse con otros instrumentos para la distribución de beneficios, pero no sustituirlos ni absorber funciones que exceden su naturaleza. Una transición energética justa requiere coherencia entre estos elementos.

En consecuencia, el desafío no es únicamente diseñar subastas eficientes, sino consolidar un instrumento que, además de adjudicar energía al menor costo, contribuya a reducir riesgos de implementación, fortalecer la legitimidad social y generar valor compartido en los territorios.

7. Referencias

- » Agencia Nacional de Contratación Pública Colombia Compra Eficiente, & Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2024). Guía de Contratación Pública Sostenible y Socialmente Responsable. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2023/05/Guia-CPS-y-Socialmente-Responsable__CCE-y-MinAmbiente.pdf
- » Anatolitis, V., & Winkler, J. (2023). Renewable energy auctions: An overview. En P. Del Río & M. Ragwitz (Eds.), *Handbook on the Economics of Renewable Energy* (pp. 392–419). Edward Elgar Publishing. <https://doi.org/10.4337/9781800379022.00027>
- » Bolsa Mercantil de Colombia. (2026, enero 20). La Bolsa Mercantil será el subastador del Ministerio de Minas y Energía para la contratación de energía eléctrica a largo plazo. <https://www.bolsamercantil.com.co/subastas-ministerio-minas-energia-bolsamercantil?utm>
- » Congreso de Colombia. (2019). Ley 1955. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=93970>
- » Consejería Presidencial para los Derechos Humanos y el Derecho Internacional Humanitario — Presidencia de la República de Colombia. (2025). Marco lógico para la agenda de empresas y derechos humanos en Colombia: Fundamentos para la formulación del instrumento normativo por el cual se regula la respuesta institucional en materia de empresas y derechos humanos. <https://derechoshumanos.gov.co/Documents/Marco%20lo%CC%81gico%20para%20la%20agenda%20de%20empresas%20y%20derechos%20humanos%20en%20Colombia.pdf>
- » Consejo de Estado. (2023). Radicación número: 11001032600020180016400(62492). <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30053970>
- » Darke, W., & Karatayev, M. (2025). From fossil fuels to renewables: Analysing efficacy and impact of auctions to attract investment in resource-rich Kazakhstan. *Sustainable Futures*, 10, 101308. <https://doi.org/10.1016/j.sfr.2025.101308>
- » Dumas, J., Cárdenas, J. P., Restrepo, C., & Echavarría, V. (2025). Buenas Prácticas Globales de Codesarrollo y Participación Accionaria de Comunidades Étnicas y Rurales en Proyectos de Energía Renovable a Gran Escala: Lecciones Internacionales y Marcos Adaptables para Colombia. https://storage.ideaspaz.org/documents/ukpact_v1.pdf
- » European Commission. (2023). *The Development of Renewable Energy in the Electricity Market*. Publications Office. <https://doi.org/10.2765/411281>
- » Firfirey, Y., & Wlokas, H. (2022). SA's renewable energy projects need to strongly focus on social performance. *news24*. <https://www.news24.com/business/climate-future/solutions/opinion-sas-renewable-energy-projects-need-to-strongly-focus-on-social-performance-20221107>
- » Helgenberger, S., Jänicke, M., & Gürtler, K. (2020). Co-benefits of Climate Change Mitigation. En W. Leal Filho, A. M. Azul, L. Brandli, P. G. Özuyar, & T. Wall (Eds.), *Climate Action* (pp. 327–339). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-95885-9_93
- » IFC. (2019). *Local Benefit Sharing in Large-Scale Wind and Solar Projects*. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/207441627059166610/pdf/Discussion-Paper.pdf>
- » IRENA. (2015). *Renewable Energy Auctions: A Guide to Design*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design_2015.pdf
- » IRENA. (2019). *Renewable energy auctions: Status and trends beyond price*.
- » IRENA. (2026). *Renewable energy auctions: Design for risk allocation*. <https://www.irena.org/Publications/2026/Jan/Renewable-energy-auctions-Design-for-risk-allocation>
- » IRENA & USAID. (2021). *Renewable Energy Auctions in Colombia: Context, Design and Results*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/March/IRENA_auctions_in_Colombia_2021.pdf
- » JustRE. (2024). *Futuros poderosos. Perspectivas prácticas sobre una transición justa a energías renovables*. <https://www.sei.org/publications/futuros-poderosos/>
- » Ministerio de Minas y Energía. (2018). Resolución 41314 de 2018 MME. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_41314_2018.htm
- » Ministerio de Minas y Energía. (2019a). Resolución 40591 de 2019 MME. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40591_2019.htm
- » Ministerio de Minas y Energía. (2019b, septiembre 18). Resolución 40725 de 2019 MME. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40725_2019.htm

- » Ministerio de Minas y Energía. (2021). Resolución 40305 de 2021 MME. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40305_2021.htm
- » Ministerio de Minas y Energía. (2024). Oportunidades y desafíos socioambientales de la Transición Energética Justa. <https://minenergia.gov.co/documents/12636/Desafios-TEJ-2024.pdf>
- » Ministerio de Minas y Energía. (2025). Decreto 1091 de 2025. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=265396
- » Ministerio de Minas y Energía. (2026, enero 20). Gobierno nacional convoca primer mecanismo de contratación de energía a largo plazo para acelerar la transición energética y garantizar abastecimiento. Minenergia. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-nacional-convoca-primer-mecanismo-de-contratacion-de-energia-a-largo-plazo-para-acelerar-la-transicion-energetica-y-garantizar-abastecimiento/>
- » Mukhametzhanov, I. Z. (2023). Normalization of Multidimensional Data for Multi-Criteria Decision Making Problems: Inversion, Displacement, Asymmetry (Vol. 348). Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-031-33837-3>
- » Patro, S. G. K., & Sahu, K. K. (2015). Normalization: A Preprocessing Stage. arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1503.06462>
- » REN21. (2017). Renewable Energy Tenders and Community [Em]power[ment]: Latin America and the Caribbean. <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/06/LAC-Report.pdf>
- » Universidad del Magdalena. (2023). Informe de revisión de políticas, iniciativas, procedimientos y experiencias relacionadas con la economía circular en el cierre de parques solares del corredor vida César Magdalena. https://www1.upme.gov.co/Documents/Enfoque-territorial/Resultados_convenios/2_Economia_Circular_Cierre_Parques_Solares_Corredor_vida_Cesar_Magdalena_UM_v2.pdf
- » UPME. (2019). PRESENTACIÓN INFORME SOBRE LA REALIZACIÓN DE LA SUBASTA CLPE No. 02-2019. (https://www1.upme.gov.co/PromocionSectorSubastas-largo-plazo/Documents/Subasta-CLPE-02-2019/Informe_al_minenergia_subasta_CLPE-02-2019.pdf)
- » Vega-Araújo, J., & Muñoz Cabré, M. (2025). Creando valor local: Subastas de energías renovables en Colombia. Stockholm Environment Institute. <https://doi.org/10.51414/sei2025.060>
- » Vega-Araújo, J., Muñoz Cabré, M., Ramirez, Y., Lerma, R., & Universidad de La Guajira. (2023). Factores habilitantes de la aceptación social de los proyectos eólicos en La Guajira. Stockholm Environment Institute. <https://doi.org/10.51414/sei2023.060>
- » Viscidi, L., & Yépez, A. (2019). Subastas de energía limpia en América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo.
- » XM, & FENOGE. (2021). Informe Resultados Nueva Subasta.
- » Zapata, J. V., Montoya, M., & Guzmán, E. (2023, septiembre 13). Consejo de Estado anula resoluciones sobre subasta de energía renovable en Colombia | Insights | Holland & Knight. <https://www.hklaw.com/en/insights/publications/2023/09/consejo-de-estado-anula-resoluciones-sobre-subasta>

Copyright © 2026, el presente documento se pone a disposición del público con fines informativos y de divulgación. Su contenido puede ser citado, compartido o utilizado total o parcialmente, siempre que se reconozca adecuadamente la autoría y no se modifique su significado original.

Para más información
encuétranos en:

www.sei.org

www.polentj.org

www.fundacionivy.org