ANÁLISIS DE SECTOR Y DE MERCADO

1. INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Minas y Energía de conformidad con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, presenta como una forma de cerrar las brechas energéticas en el país, avanzar en la universalización del servicio de energía eléctrica a través de la ampliación de cobertura mediante soluciones asociadas a: (i) La conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), de aquellas zonas no interconectadas donde sea viable dicho mecanismo, incluyendo medidas que permitan su sostenibilidad de largo plazo a través del cobro de la inversión. (ii) El uso de energéticos más limpios para la cocción de alimentos considerando las condiciones particulares de cada territorio. (iii) La mejora de las condiciones de calidad y prestación del servicio. (iv) El impulso adecuado a los recursos energéticos distribuidos. Todo esto a través de la participación de la sociedad y los diferentes grupos de interés (empresas, comunidades).

En este sentido, se busca definir y regular el modelo de comunidades energéticas para que las personas naturales y jurídicas tomen parte en la cadena de valor de la electricidad, a través del uso de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

Aunado a lo anterior, y en consecuencia de lo definido en el artículo 2.2.9.1.2. del Decreto 2236 de 2023, se describe a las comunidades energéticas de acuerdo con los siguiente:

> *"Las comunidades energéticas son comunidades organizadas que surgen en virtud de un acuerdo entre personas naturales y/o jurídicas de derecho público o privado que cooperan entre sí a través de un contrato o convenio asociativo para desarrollar las siguientes actividades: generación, comercialización y uso eficiente de la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos (…)"*

Este Estudio de Sector se elabora en cumplimiento del artículo 2.2.1.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015, con el propósito de caracterizar la oferta y las condiciones del mercado para el diseño, suministro, instalación, puesta en marcha y operación-mantenimiento de soluciones de generación distribuida con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con énfasis en solar fotovoltaica, orientadas a comunidades energéticas en territorios del SIN y ZNI. El análisis se enmarca en la Transición Energética Justa y busca reducir la pobreza energética, mejorar la calidad y continuidad del servicio, y habilitar usos residenciales, sociales y productivos de la energía.

El estudio integra los componentes técnico, económico, social, ambiental y jurídico-regulatorio definidos en el anexo técnico: i) cumplimiento de normas eléctricas aplicables (RETIE, NTC 2050 y regulación sectorial), ii) definición de prototipos y configuraciones modulares on-grid y off-grid con sus memorias de cálculo, iii) esquemas de medición, monitoreo y telemetría para supervisión en tiempo real, y iv) lineamientos de relacionamiento comunitario y fortalecimiento organizativo para la sostenibilidad.

Metodológicamente, se analiza la estructura de la oferta, las barreras de entrada (requisitos técnicos), la disponibilidad tecnológica y los modelos de comercialización y gobernanza propios de las comunidades energéticas. Este enfoque permite sustentar la modalidad de contratación, las especificaciones mínimas exigibles y los mecanismos de seguimiento, garantizando la viabilidad técnica y económica y la replicabilidad de las soluciones en los territorios priorizados.

DEFINICIONES

- **COMUNIDAD ENERGÉTICA:** Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos. Las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas. En el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía. La infraestructura que se desarrolle con recursos públicos podrá cederse a título gratuito a las Comunidades Energéticas, en las condiciones que defina el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades competentes. Tomada del "Decreto 2236 de 2023"

- **PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN:** Se entiende como los proyectos seleccionados por el Ministerio de Minas y Energía en el que se beneficiaran usuarios de estrato 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y de la Zonas No Interconectadas –ZNI- por medio de la autogeneración en sus diferentes modalidades, utilizando fuentes solares, en el marco de lo establecido por la Ley 1715 de 2014, que promueve el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). "Tomado de Ley 1715 de 2014"

- **ESCUELA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA – ESCUELA TEJ:** Componente estratégico de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas del Ministerio de Minas y Energía, orientado a fortalecer las capacidades de las comunidades para su participación en procesos energéticos. Su propósito es formar líderes, fomentar el empoderamiento comunitario y brindar herramientas técnicas, sociales y organizativas necesarias para la creación, gestión y sostenibilidad de comunidades energéticas. La Escuela TEJ articula procesos pedagógicos en torno a la justicia energética, la sostenibilidad, la gobernanza participativa y el uso de energías limpias, promoviendo así una transición energética con enfoque territorial, social y ambientalmente justo. Tomada de "Metodología General de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas"

- **FONDO FIDUCIARIO:** Mecanismo mediante el cual una entidad (fideicomitente) entrega recursos a una fiduciaria para que los administre de manera autónoma y con un fin específico, establecido en un contrato de fiducia. Los recursos se manejan como un patrimonio independiente, lo que garantiza su destinación exclusiva al propósito pactado, como la financiación de proyectos o programas públicos. Tomada de "Reglamento Operativo y Financiero del FENOGE"

- **OPERADOR DE RED (OR):** Persona jurídica encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio. Tomado de "Ley 143 de 1994"

- **TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA (TEJ):** Política nacional que busca transformar el sistema energético hacia uno más sostenible, equitativo y participativo. Se basa en cuatro pilares: cambiar el modelo productivo extractivo, diversificar la matriz energética con fuentes limpias, fortalecer la

soberanía energética del país y democratizar el acceso a la energía, promoviendo la participación activa de las comunidades. Su objetivo es reducir la pobreza energética, fomentar el desarrollo territorial y garantizar justicia social, ambiental y tarifaria. Tomada de "Diagnóstico Base para la Transición Energética Justa (2024)"

- **USUARIO BENEFICIARIO:** Es el que resulte incluido en el alcance de esta invitación y que se beneficia de la instalación y puesta en marcha de las medidas de los Sistemas de Generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y/o de Gestión Eficiente de Energía (GEE) y/o infraestructura financiada, construida o mejorada. Tomada de "Metodología General de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas"

2. OBJETO CONTRACTUAL

Administrar los recursos, gestionar y realizar el proyecto denominado implementación de soluciones solares fotovoltaicas SSFV en el marco de la estrategia de comunidades energéticas en Albania del departamento de la Guajira.

3. ASPECTOS GENERALES

3.1. Identificación del sector

Teniendo en cuenta los servicios requeridos por la Entidad, las empresas u organizaciones que prestan este tipo de servicios se encuentran en el sector terciario, el cual *"Incluye todas aquellas actividades que no producen una mercancía en sí, pero que son necesarias para el funcionamiento de la economía. Como ejemplos de ello tenemos el comercio, los restaurantes, los hoteles, el transporte, los servicios financieros, las comunicaciones, los servicios de educación, los servicios profesionales, el Gobierno, etc."* [1] *(Subrayado fuera de texto)*

De acuerdo con la Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas, revisión cuarta adaptada para Colombia (CIIU Rev. 4 A.C)[2] las empresas u organizaciones que pueden suministrar los servicios requeridos por la Entidad pertenecen al sector servicios, y se clasifican en los siguientes códigos CIIU y actividades económicas:

Clase	Descripción
3511	Generación de energía eléctrica
3512	Transmisión de energía eléctrica
3513	Distribución de energía eléctrica
7112	Actividades de ingeniería y otras actividades conexas de consultoría técnica
7490	Otras actividades profesionales, científicas y técnicas n.c.p.

SECCIÓN D Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado

Esta sección abarca las actividades de suministro de energía eléctrica, gas natural, vapor y agua caliente a través de una estructura permanente (red) de conductos y tuberías de distribución. El tamaño de la red no es influyente; también se incluye el suministro de electricidad, gas, vapor, aire acondicionado, agua caliente y servicios similares en parques industriales o bloques de apartamentos.

[1] Ban rep. Disponible en: https://enciclopedia.banrepcultural.org/index.php/Sectores_econ%C3%B3micos Fecha de consulta: 21 de agosto 2025
[2] DANE (2020). Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas, Revisión cuarta adaptada para Colombia. Disponible en internet: https://www.dane.gov.co/files/sen/nomenclatura/ciiu/CIIU_Rev_4_AC2022.pdf Fecha de consulta: 21 de agosto 2025

Esta sección además incluye la operación de servicios públicos de electricidad que generan, trasmiten, distribuyen y comercializan energía eléctrica y la operación de empresas de servicios públicos de gas que distribuyen y comercializan gases combustibles por tuberías.

Las diferentes actividades que conforman los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible son: por ejemplo, generación, transmisión, distribución y comercialización y pueden ser realizadas por la misma unidad o por unidades diferentes.

División 35 Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado

En este grupo se incluye la generación de grandes cantidades de energía eléctrica, su transmisión desde las centrales de generación a los centros de distribución y de estos a los usuarios finales mediante la comercialización de la misma.

3511 Generación de energía eléctrica

La generación de grandes cantidades de energía eléctrica, su transmisión desde las centrales de generación a los centros de distribución y de estos a los usuarios finales mediante la comercialización de la misma.

Esta clase incluye:

- La actividad de personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica y tienen por lo menos una planta y/o unidad de generación conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrollen esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.
- La gestión de las instalaciones de generación de energía eléctrica, ya sean térmicas, hidroeléctricas, de turbina de gas, de diésel y de energías renovables (obtenidas de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales, ejemplo: la energía eólica, solar, etc.).
- La cogeneración que consiste en el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales.

3512 Transmisión de energía eléctrica

Esta clase incluye:

- La actividad que consisten en el transporte de energía por sistemas de transmisión y la operación, el mantenimiento y la expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.
- La gestión de los sistemas de transmisión que conducen la energía desde las instalaciones de generación hasta el sistema de distribución. La transmisión se realiza mediante cables soportados por torres metálicas o postes que transportan electricidad a tensiones mayores o iguales a 220 KV.

3513 Distribución de energía eléctrica

Esta clase incluye:

- La actividad de transportar energía eléctrica a través de una red a voltajes inferiores a 220 kv, bien sea que esa actividad se desarrolle en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.
- La gestión de los sistemas de distribución (integrados por líneas, postes, contadores, transformadores, cables e instalaciones eléctricas) que transportan la energía eléctrica recibida de la central eléctrica o del sistema de transmisión hasta el consumidor.

Sección M Actividades profesionales, científicas y técnicas

Se ha creado en CIIU Rev. 4 A.C. la sección M denominada «Actividades profesionales, científicas y técnicas», que está comprendida principalmente por la división 74 «Otras actividades empresariales», de la CIIU Rev. 3.1 A.C., la cual contiene las actividades jurídicas y de contabilidad, actividades de estudio de mercados, actividades de consultoría y de administración de empresas, publicidad, fotografía, entre otras.

En la sección M también se incluyen las actividades definidas en la división 73 «Investigación y desarrollo», de la CIIU Rev. 3.1 A.C., incorporándose el campo de la ingeniería junto con las ciencias naturales. De igual manera, en esta sección se incluyen las actividades veterinarias que antes se encontraban en la sección N «Servicios sociales y de salud», grupo 852 «Actividades veterinarias».

División 71 Actividades de arquitectura e ingeniería; ensayos y análisis técnicos

Esta división comprende la prestación de servicios de arquitectura, servicios de ingeniería, servicios de dibujo de planos, servicios de inspección de edificios y servicios de prospección y de cartografía. Abarca asimismo la realización de análisis físicos y químicos y otros servicios de ensayos analíticos.

Clase 7112 Actividades de ingeniería y otras actividades conexas de consultoría técnica

Esta clase incluye:

La prestación de servicios de ingeniería, servicios de dibujo de planos, servicios de inspección de edificios y servicios de prospección, de cartografía y servicios similares.

Se incluyen las siguientes actividades:

- El diseño de ingeniería (es decir, aplicación de las leyes físicas y de los principios de ingeniería al diseño de máquinas, materiales, instrumentos, estructuras, procesos y sistemas) y actividades de consultoría relativas a: maquinaria, procesos y plantas industriales; proyectos de ingeniería civil, hidráulica y de tráfico, proyectos de ordenación hídrica; elaboración y realización de proyectos de ingeniería eléctrica y electrónica ingeniería de minas, ingeniería química, mecánica, industrial y de sistemas, e ingeniería especializada en sistemas de seguridad y actividades de gestión de proyectos relacionadas con la construcción.
- La elaboración de proyectos de ingeniería especializada en sistemas de acondicionamiento de aire, refrigeración, saneamiento, control de la contaminación acondicionamiento acústico, etcétera.
- Los estudios geofísicos, geológicos y sismográficos.
- Los servicios geodésicos: actividades de agrimensura, estudios hidrológicos, estudios de subsuelo, actividades cartográficas y de información espacial.

DIVISIÓN 74 Otras actividades profesionales, científicas y técnicas

Esta división comprende la prestación de servicios profesionales, científicos y técnicos relacionados con las actividades especializadas de diseño, de fotografía y otras actividades n.c.p.

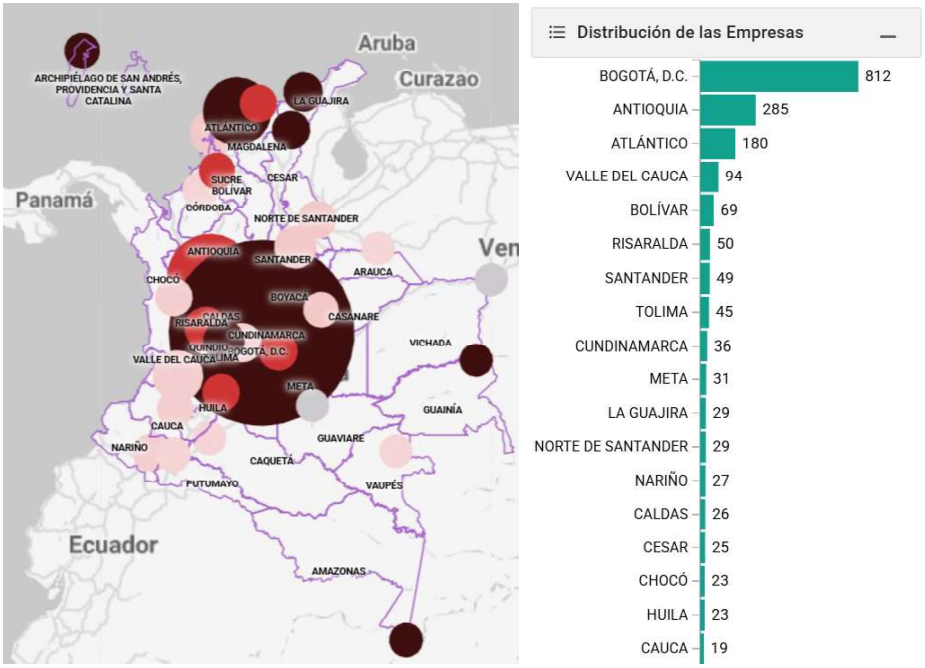
7490 Otras actividades profesionales, científicas y técnicas n.c.p.

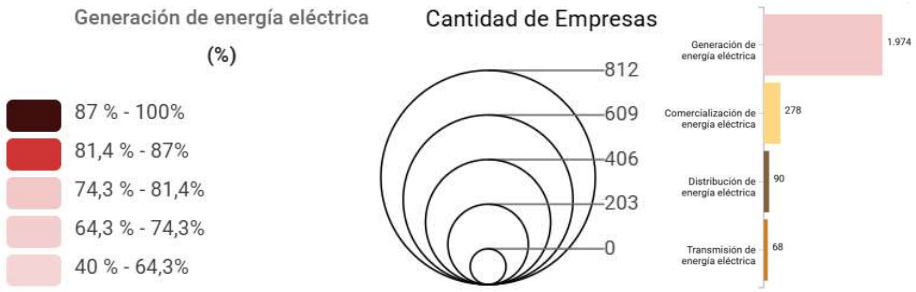
Esta clase comprende una gran variedad de actividades de servicios que se prestan por lo general a clientes comerciales. Abarca las actividades para las que se requieren niveles de conocimientos profesionales, científicos y técnicos más avanzados, pero no las funciones corrientes que son habitualmente de poca duración.

Esta clase incluye:

- Las actividades de traducción e interpretación.
- Las actividades de corretaje empresarial, a saber: la gestión de la compra o venta de pequeñas y medianas empresas, incluidas prácticas profesionales, pero sin incluir las actividades de agentes y valuadores de finca raíz.
- Las actividades de intermediación en materia de patentes (gestión de la compra y venta de patentes).
- Las actividades de valuación distintas de las relacionadas con bienes raíces y seguros (antigüedades, joyas, etcétera).
- La auditoría de efectos e información sobre fletes.
- Las actividades de pronóstico meteorológico.
- La consultoría de seguridad.
- La consultoría de agronomía.
- La consultoría ambiental.
- Otros tipos de consultoría técnica.
- Las actividades de consultoría distintas de las de arquitectura, ingeniería y gestión.
- Las actividades de asesoramiento.
- Las actividades realizadas por agencias en nombre de particulares para obtener contratos de actuación en películas, obras de teatro y otros espectáculos culturales y deportivos, y para ofertar libros, guiones, obras de arte, fotografías, etc., a editores, productores, etcétera.

De acuerdo con lo encontrado en el Geovisor del DANE para el Directorio de empresas, para la actividad económica de *"Generación de energía eléctrica"*, se hallaron 1.974 empresas.



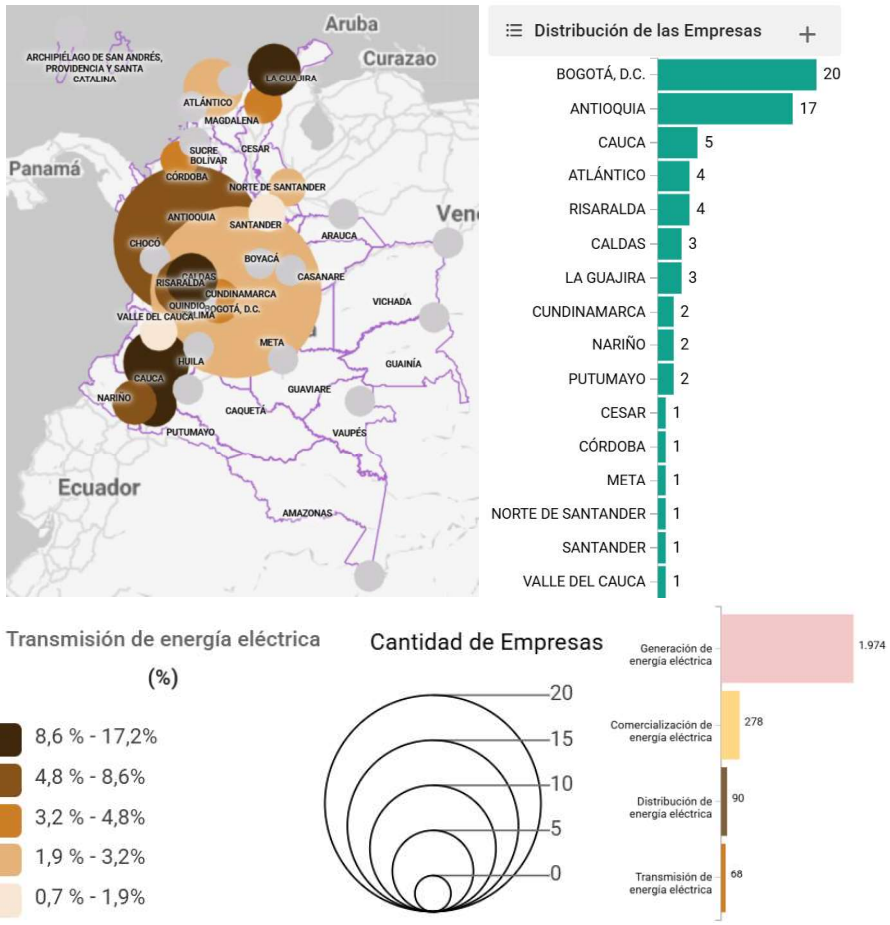


Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). *Geovisor. Directorio de empresas 2023* Disponible en internet en: https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/ Fecha de consulta: 09 de septiembre de 2025

De los datos visualizados con el Geovisor, se encuentra que de las 2.410 empresas que tienen como actividad económica el "*Generación de energía eléctrica*", 812 se ubican en Bogotá y en el departamento de La Guajira 29 empresas, y se ubica en el primer cuantil del 40% al 64,3% de centralización o normalización de dicha actividad económica en relación con otros departamentos con mayor presencia de esta actividad.

La Guajira presenta una presencia empresarial baja en generación eléctrica, lejos del núcleo de concentración (Bogotá, Antioquia, Atlántico). En términos de política/mercado, esto sugiere un tejido más orientado a soluciones de pequeña escala y distribución, con oportunidades en proyectos descentralizados y de autogeneración, más que en grandes concentraciones de firmas.

De acuerdo con lo encontrado en el Geovisor del DANE para el Directorio de empresas, para la actividad económica de "*Transmisión de energía eléctrica*", se hallaron 68 empresas.

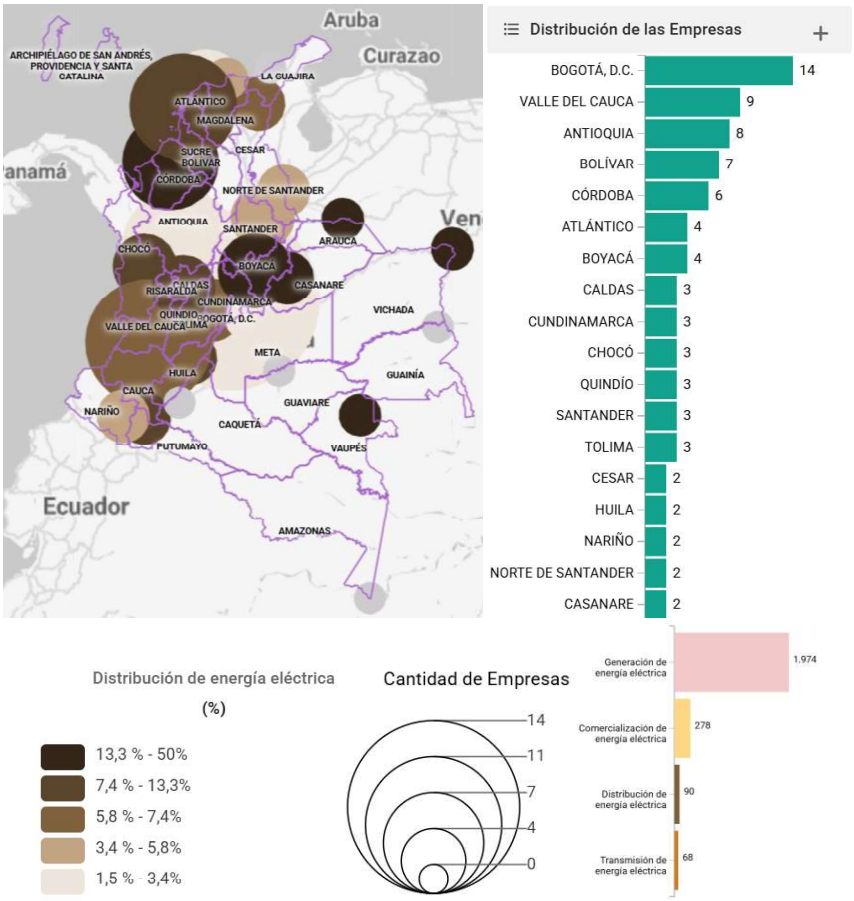


Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). *Geovisor. Directorio de empresas 2023* Disponible en internet en: https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/ Fecha de consulta: 09 de septiembre de 2025

De los datos visualizados con el Geovisor, se encuentra que de las 68 empresas que tienen como actividad económica el "*Transmisión de energía eléctrica*", 20 se ubican en Bogotá y en el departamento de La Guajira 0 empresas.

El mercado de empresas de generación está altamente concentrado: dos territorios explican más de la mitad del tejido empresarial, y el top-5 supera tres cuartas partes. La gran mayoría de departamentos se ubica en niveles bajos (≤5 empresas), lo que sugiere presencia dispersa y de pequeña escala fuera de los polos líderes. El uso exclusivo de cuantiles subestima la brecha real entre los líderes y el resto.

De acuerdo con lo encontrado en el Geovisor del DANE para el Directorio de empresas, para la actividad económica de *"Distribución de energía eléctrica"*, se hallaron 90 empresas.

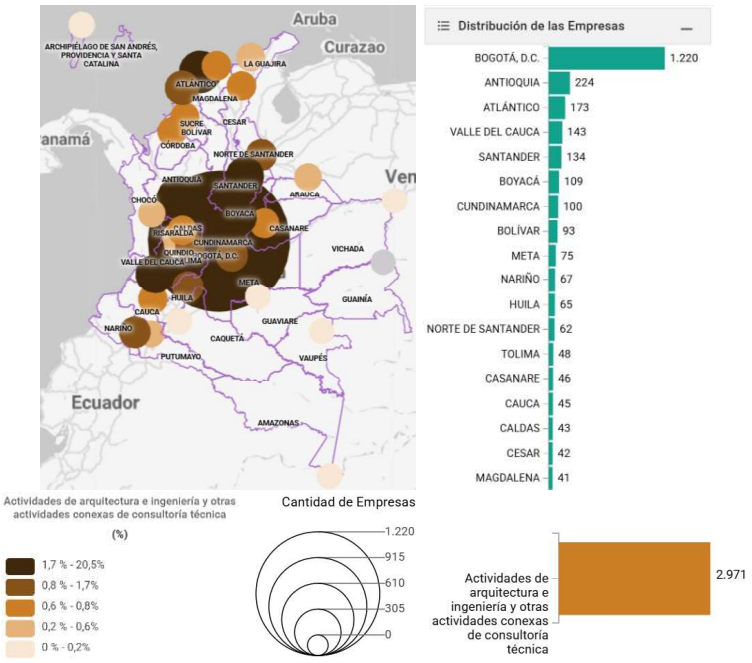


Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). *Geovisor. Directorio de empresas 2023* Disponible en internet en: https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/ Fecha de consulta: 09 de septiembre de 2025

De los datos visualizados con el Geovisor, se encuentra que de las 90 empresas que tienen como actividad económica "*Distribución de energía eléctrica*", 14 se ubican en Bogotá y 0 del departamento de La Guajira, y se ubica en el primer cuantil del 7,4% al 13,3% de centralización o normalización de dicha actividad económica en relación con otros departamentos con mayor presencia de esta actividad.

La Guajira presenta nula presencia empresarial en distribución eléctrica. Esto sugiere un mercado disperso y de pequeña escala, con oportunidades más en operación regional, microrredes y esquemas descentralizados que en grandes conglomerados.

De acuerdo con lo encontrado en el Geovisor del DANE para el Directorio de empresas, para la actividad económica de *"Actividades de ingeniería y otras actividades conexas de consultoría técnica"*, se hallaron 2.971.



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). *Geovisor. Directorio de empresas 2023* Disponible en internet en: https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/ Fecha de consulta: 21 de agosto de 2025

De los datos visualizados con el Geovisor, se encuentra que de las 2.971 empresas que tienen como actividad económica "*Actividades de ingeniería y otras actividades conexas de consultoría técnica*", 134 se ubican en el departamento de Santander y se ubica en el primer cuantil del 1,7% al 20,5% de centralización o normalización de dicha actividad económica en relación con otros departamentos con mayor presencia de esta actividad.

En cuanto a la clasificación de bienes y servicios UNSPSC (United Nations Standard Products and Services Code), el requerimiento de la entidad se puede encontrar en la siguiente codificación:

SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE
81	10	17	00	Ingeniería eléctrica y electrónica
80	10	16	00	Gerencia de proyectos
41	11	37	00	Instrumentos de medición y comprobación de comunicación electrónica
83	10	18	00	Servicios eléctricos
72	15	15	00	Servicios de sistemas eléctricos

3.2. Aspecto económico

Contexto internacional - tendencias económicas y energéticas globales

La economía energética mundial se encuentra hoy condicionada por los compromisos internacionales de mitigación climática. En la 28ª Conferencia de las Partes (COP28), las Partes adoptaron el Resultado del primer Balance Global (Global Stocktake), conocido con el "Consenso de los EAU", que fija una brújula clara para la economía energética mundial durante esta década. El texto llama a triplicar la capacidad mundial de energías renovable y a duplicar la tasa media anual de mejora de la eficiencia energética de aquí a 2030, además de acelerar la reducción del carbón sin abatimiento, eliminar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles y

transitar fuera de los combustibles fósiles en los sistemas energéticos de manera justa, ordenada y equitativa. ***Esta decisión, adoptada bajo el Acuerdo de París, constituye una señal económica contundente para los mercados de inversión en energía, pues orienta las decisiones de financiamiento, la priorización de proyectos y la reorganización de cadenas de valor hacia tecnologías bajas en carbono.***

A pesar de esa orientación, los análisis oficiales señalan que las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) no son aún suficientes para cumplir la meta de temperatura del Acuerdo de París. La Secretaria de CMNUCC ha sintetizado que, con la información disponible, los planes nacionales no colocan la mundo en una trayectoria compatible con 1,5 °C, y que es necesario un incremento sustantivo de la ambición y la implementación en es esta década. En la documentación técnica del propio balance global se recuerda que, para mantener la meta, las emisiones mundiales del GEI deben reducirse un 43% para 2023 respecto de 2019 y un 60% para 2035, alcanzando cero neto de CO2 alrededor de 2050. ***Estas brechas de mitigación se traducen en señales de mercado: mayor demanda de proyectos renovables bancables, soluciones de gestión de demanda y programas de eficiencia con rápida maduración.***

Organismos intergubernamentales del sector energético convergen en que los dos hitos de 2030 - triplicar renovables y duplicar eficiencia - son condiciones mínimos para alinear la economía energética con la trayecto de 1,5°C. IRENA estima que dichos hitos son determinantes para encauzar la inversión, el desarrollo de cadenas de suministro (paneles, turbinas, transformadores, baterías, etc.) , la modernización de redes y la digitalización, y para contener riesgos macroeconómicos ligados a la volatilidad de los combustibles fósiles. ***En términos de mercado, están metas implican: i) expansión acelerada de la capacidad renovables (utilidades y desarrolladores demandan EPC, equipos, y O&M), ii) programas masivos de eficiencia (iluminación, motores, edificios, proceso industriales), y iii) servicios auxiliares (confiabilidad, flexibilidad, almacenamiento y gestión de la demanda) que permiten integrar altos porcentajes de renovables variables.***

En este marco, el comportamiento económico y energético de 2023 retomó las tendencias de la década previa a la pandemia. El crecimiento económico mundial se ubicó en torno al 2,6%, cifra similar al promedio de 2010 a 2019 (Banco Mundial, 2024). Sin embargo, el consumo de energía aumentó más rápidamente que la economía, con un incremento cercado al 2% (IEA, 2024). Esto muestra que los países del G20 no lograron desacoplar el consumo energético de la expansión económica ni reducir la intensidad energética con la rapidez necesario para mantener la trayectoria compatible con los compromisos climáticos(IEA, World Energy Outlook 2023). Como resultado, las emisiones globales de CO2 relacionadas con la energía aumentaron un 1,1% en 2023, alcanzando un máximo historioc de 37,4 Gt, lo que pone de relieve la insuficiencia de los esfuerzos actuales y la vulnerabilidad del sistema energético frente a fenómenos climáticos que afectaron la hidroelectricidad y elevaron el uso de fuentes fósiles (IEA, 2024).

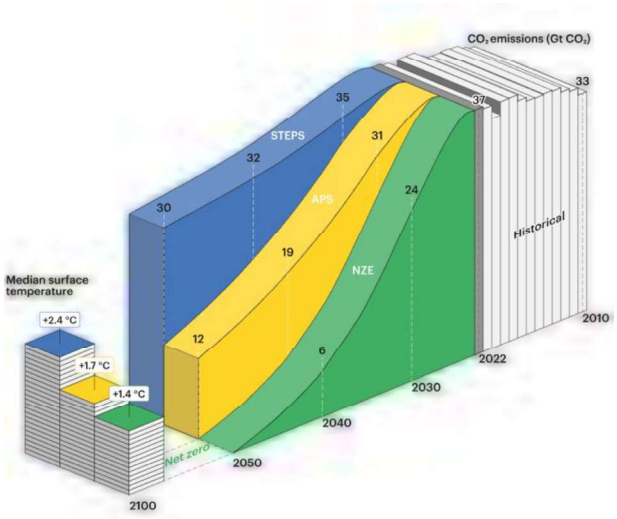


Figura 1. Evolución histórica de las emisiones de CO_2 y trayectorias proyectadas bajo distintos escenarios energéticos

Fuente: World Energy Outlook 2023 de la Agencia Internacional de Energía (IEA)

Tal como se observa en la Figura 1, las emisiones de CO_2 no se encuentran alineadas con los objetivos climáticos del Acuerdo de París. El escenario de políticas actuales muestra un incremento sostenido que llevaría al planeta a superar los 2 °C de calentamiento, mientras que solo bajo un escenario de transición acelerada sería posible mantener la meta de 1.5 °C. Este contexto internacional reafirma la necesidad de implementar proyectos energéticos con fuentes renovables en regiones estratégicas como la Amazonía colombiana.

En paralelo, la generación de energías renovables, especialmente solar y eólica, experimentó un crecimiento sin precedentes en 2023. China lideró esta expansión al instalar tanta capacidad renovable en un solo año como el resto del mundo en 2022, lo que refleja la magnitud de su apuesta por la transición energética (IEA, 2024). A nivel global, la generación solar aumentó cerca de un 25% y la eólica un 10 %, elevando la participación de estas fuentes hasta alrededor del 15% en la combinación eléctrica del G20 (Energy Institute, 2024). A pesar de este crecimiento, la matriz energética mundial sigue dominada por los combustibles fósiles, que representan más del 80% del consumo primario, lo que evidencia que la expansión renovable, aunque significativa, aún resulta insuficiente para cubrir la brecha climática y energética que marcan los escenarios del 1.5°C.

En el plano nacional, Colombia registró un crecimiento del PIB de 1,7% en el año 2024^{pr} respecto al año 2023^{p} (DANE, 2024). La Figura 2 muestra el comportamiento reciente del PIB colombiano, destacando la fuerte desaceleración de 2023 y una recuperación moderada en 2024. Este entorno macroeconómico condiciona la capacidad de inversión pública y privada en el sector energético, al tiempo que reafirma la importancia de orientar recursos hacia proyectos de alto impacto social y ambiental, como la expansión de energías renovables en territorios apartados.



Figura 2. Evolución del Producto Interno Bruto (PIB) colombiano en el periodo 2015-2024
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE

Contexto económico y energético en Colombia

El desempeño reciente de la economía colombiana muestra señales de estabilización tras un 2023 de bajo crecimiento. Según el DANE, el PIB nacional en 2024 creció en torno al 1,7% lo que representa una leve recuperación frente al 0,6% registrado en 2023. El Banco de la Republica y otros organismos multilaterales proyectan que el crecimiento mantendrá entre el 2 y el 3% para el 2025, impulsado por la inversión privada, el consumo interno y una paulatina recuperación de los sectores como la construcción, el comercio y los servicio. Al mismo tiempo, la inflación ha mostrado una tendencia descendente: en julio de 2025, la variación anual del IPC se ubicó en 4,90%, mientras que la inflación acumulada del año (enero-julio) fue de 4,02% (DANE, Boletín técnico IPC, julio 2025). Este entorno macroeconómico, aunque aún frágil, ofrece un panorama de moderado optimismo para la planificación de inversiones en sectores estratégicos como el energético.

En paralelo, el sistema eléctrico colombiano cerró el año 2024 con indicadores que reflejan tanto su resiliencia como sus desafíos estructurales. La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) alcanzó los 21.424 MW, con un aumento de más de 1.500 MW respecto al año anterior. La generación total de energía fue de 83.267 GWh, mientras que la demanda llegó a 82.084 GWh, lo que representa un crecimiento del 2.3% frente a 2023 (XM, Informe de Gestión 2024). Este crecimiento anual refleja tanto la recuperación económica pospandemia como el impacto de fenómenos climáticos, como olas de calor o El Niño, especialmente evidenciado en marzo de 2024, cuando la demanda mensual creció un 7,7 %. A nivel trimestral, el cuarto trimestre del año registró el menor aumento, apenas un 0,1 %, en línea con el debilitamiento del fenómeno climático hacia finales del periodo.

En cuanto a sostenibilidad, las emisiones asociadas a la generación del SIN sumaron 18,11 millones de toneladas de CO_2 equivalente, reflejando que, aunque el sistema mantiene una alta participación de fuentes renovables hídricas, todavía depende en gran medida de generación térmica en condiciones de baja hidrología.

El comercio internacional de energía también mostró un comportamiento relevante. En 2024, Colombia registró exportaciones de electricidad por 327,9 millones de dólares, mientras que las importaciones cayeron apenas 2,7 millones de dólares, frente a los casi 50 millones del año 2023. Este superávit confirma el papel del país como oferente regional de energía, pero también refleja la volatilidad de los flujos según las condiciones climáticas y de mercado. Así mismo, los precios de la bolsa de energía alcanzaron un promedio de 686,15 $/kWh, bastante superiores a los 572,71 $/kWh del año anterior, lo que evidencia la sensibilidad del mercado eléctrico a los ciclos de oferta hídrica y a la coyuntura macroeconómica.

En conjunto estas cifras permiten concluir que la demanda eléctrica crece de manera sostenida al ritmo de la economía, y que el sistema nacional ha respondido con capacidad y exportaciones, aunque con presiones crecientes sobre precios y emisiones. El reto no radica únicamente en garantizar el equilibrio oferta-demanda en el plazo sino en avanzar hacia una matriz más diversificada y menos dependiente de la hidroelectricidad, que asegure resiliencia frente al cambio climático. Al mismo tiempo, persisten grandes brechas de cobertura energética en zonas rurales y dispersas, especialmente en las regiones que componen el departamento de La Guajira, donde la generación sigue dependiendo en alto grado de combustibles fósiles líquidos. Es en este punto donde iniciativas de incorporación FNCER adquieren relevancia, no solo como respuesta técnica al crecimiento de la demanda, sino también como estrategia de equidad territorial y de transición energética justa.

Evolución del subsector

Durante los últimos años, Colombia se ha destacado como uno de los líderes en la región en materia de transición energética, gracias al diseño e implementación de varias leyes, políticas, estrategias, iniciativas de regulación y planes relacionados con el tema. El país ha avanzado en el proceso de transición energética al diversificar su matriz energética, mediante la entrada de proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER). Así mismo, se encuentra la siguiente información:

1) Tamaño y composición de la matriz (capacidad y generación).

Cierra 2024 con 21.368,9 MW de capacidad efectiva neta; en 2024 entraron 1.446,6 MW nuevos, de los cuales ~1.380 MW fueron solares (salto fuerte de FNCER). La demanda anual 2024 fue 82.085 GWh (+2,3% vs. 2023). En generación efectiva, el país sigue siendo hídrico-térmico con renovables variables en alza.[3]

2) Estructura e instituciones del mercado.
Operación y despacho: XM (CND) y administración del Mercado de Energía Mayorista (ASIC). Regulación: CREG. Planeación: UPME. Supervisión: Superservicios. Esta arquitectura sustenta la expansión y la operación del SIN y las TIE con Ecuador.

3) Mecanismos de confiabilidad y contratación de largo plazo.
El Cargo por Confiabilidad remunera disponibilidad firme y respalda inversiones ante condiciones críticas (subastas de OEF). Para FNCER, el país usó subastas de largo plazo (CLPE 2019 y 2021) que adjudicaron energía/horas a precio fijo y habilitaron pipeline eólico/solar[4]

4) Transmisión y cuellos de botella (Guajira y Colectora).
La integración de grandes eólicos/solares depende de la línea Colectora (500 kV) y obras asociadas; los retrasos han aplazado parte del recurso eólico de La Guajira, afectando la entrada efectiva de proyectos.

5) Zonas No Interconectadas (ZNI) y universalización.
UPME plantea un mayor esfuerzo fiscal y proyectos específicos para ampliar cobertura eléctrica en ZNI (PIEC 2024-2028), con fondos/estrategias como FAZNI, FENOGE e IPSE complementando soluciones renovables y diésel híbridas[5]

6) Generación distribuida y autogeneración.

---

[3] 1) https://www.xm.com.co/noticias/7491-en-el-cuarto-trimestre-37-proyectos-de-transmision-y-67-de-generacion-ingresaron-para?utm_source=chatgpt.com

[4] 3) https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Paginas/Subasta-CLPE-03-2021.aspx?utm_source=chatgpt.com

[5] 5) https://fenoge.gov.co/documentos-pdf/proveedores/SIP0132024/SIP-013-2024-FENOGE_signed.pdf?utm_source=chatgpt.com

Marco habilitante: CREG 030 de 2018 (AGPE/GD) y CREG 174 de 2021 (reglas operativas y comerciales, alternativas de comercialización y conexión, incluso para AG a gran escala <5 MW). Esto habilita prosumidores y esquemas de net-billing/venta a bolsa.

7) Almacenamiento y gestión de la variabilidad.

El MME y la CREG han venido ajustando normativa para facilitar la inclusión de baterías y flexibilidades (respuesta de la demanda), clave para absorber más FNCER y mitigar eventos de hidrología extrema

8) Riesgos operativos y climáticos.
La alta dependencia hídrica y las demoras en transmisión reducen márgenes de seguridad; distintos análisis recientes subrayan la necesidad de diversificar y acelerar inversiones firmes y de red.

9) Iniciativas de política y metas.

El Plan 6 GW busca incorporar al menos 6 GW de capacidad limpia (solar, eólica, PCH) con enfoque territorial y cierre de brechas de infraestructura y permisos[6].

Brechas territoriales y pobreza energética en Colombia

Uno de los principales problemas para las poblaciones que viven en las zonas rurales y dispersas de Colombia, es la carencia de servicios públicos en sus viviendas, lo que amplía las brechas de Necesidades Básicas Insatisfechas – NBI. De acuerdo con la medición del Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, el índice de NBI Total para el país, que permite identificar la pobreza y focalizar programas sociales, se ubica en el 14.28%, desglosado en la población de las áreas urbanas y el 9.53% y 30.48% en las zonas rurales.

[6] https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/PIEC/2024-2028/PIEC_2024-2028_Vfinal.pdf?utm_source=chatgpt.com

NBI por Departamento

Departamento	NBI Total	NBI Cabeceras	NBI Centros Poblados y Rural Disperso
	Prop de Personas en NBI (%)	Prop de Personas en NBI (%)	Prop de Personas en NBI (%)
ANTIOQUIA	10,73	6,73	26,86
ATLÁNTICO	11,37	10,76	22,98
BOGOTÁ, D.C.	3,47	3,45	11,17
BOLÍVAR	26,73	21,84	41,62
BOYACÁ	10,15	5,00	17,98
CALDAS	8,95	6,95	15,06
CAQUETÁ	23,62	16,75	39,12
CAUCA	18,81	12,63	22,85
CESAR	23,04	18,73	36,72
CÓRDOBA	35,08	21,87	51,98
CUNDINAMARCA	6,36	4,70	10,93
CHOCÓ	65,51	68,37	62,73
HUILA	12,86	9,37	18,35
LA GUAJIRA	53,33	29,13	75,40
MAGDALENA	26,71	21,79	38,81
META	13,45	8,07	31,90
NARIÑO	21,98	16,43	27,16
NORTE DE SANTANDER	18,43	13,44	37,24
QUINDIO	6,76	6,31	10,05
RISARALDA	8,19	5,12	19,30
SANTANDER	9,58	6,38	20,20
SUCRE	29,13	24,19	38,26
TOLIMA	12,22	7,73	23,10
VALLE DEL CAUCA	6,25	5,30	11,92
ARAUCA	32,45	26,03	45,37
CASANARE	16,08	11,96	27,35
PUTUMAYO	18,96	12,27	27,68
ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS	14,89	19,31	6,00
AMAZONAS	35,24	26,03	45,84
GUAINÍA	59,52	40,13	79,99
GUAVIARE	27,91	15,64	47,88
VAUPÉS	68,94	30,86	86,14
VICHADA	67,76	32,70	85,26
TOTAL NACIONAL	**14,28**	**9,53**	**30,48**

Fuente: Indicador de Necesidades Básicas Insatisfechas – NBI DANE
Publicado el 30 de junio de 2022

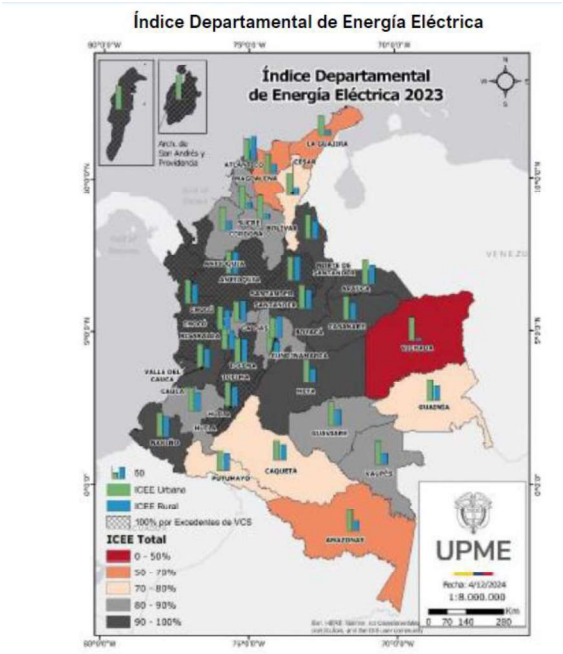
Adicionalmente, el acceso a la electricidad en Colombia refleja un avance sostenido, aunque persisten desigualdades regionales relevantes. De acuerdo con Boletín técnico del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) 2023 publicado por la UPME, la cobertura nacional supera el 95% de los hogares, con un desempeño cercano al 100% en las zonas urbanas, pero apenas del 90% en las rurales.

Aunque los indicadores nacionales reflejan un avance sostenido en cobertura, el número de Viviendas Sin Servicio (VSS) continúa siendo significativo. De acuerdo con la tabla abajo, a 2023 se registraron 1.37 millones de viviendas sin acceso a la energía eléctrica. De ellas 1,22 millones corresponden a zonas rurales, mientras que apenas 146 mil se encuentran en áreas urbanas.

Los resultados se correlacionan con el mapa "Índice Departamental de energía eléctrica" donde departamentos como La Guajira muestran coberturas críticas en la zona rural, con índices inferiores alrededor del 60%. Esto significa que, a pesar de los avances en cobertura nacional promedio, persisten "*bolsones de exclusión energética*" que afectan de manera recurrente a comunidades apartadas, poblaciones indígenas y municipios con baja densidad poblacional.

Año	VSS Nacional Rural	VSS Nacional Urbano	VSS sin Divipola	VSS Nacional TOTAL
2021	975.725	138.024	-60.158	1.053.591
2022	769.133	493.928	-1.133	1.261.928
2023	**1,225,381**	**146.013**	**0**	**1,371,394**

Fuente: Cálculo de viviendas sin servicio -VSS a nivel nacional
Boletín Técnico – Cálculo ICEE 2023 -UPME



Fuente: Índice de cobertura de Energía Eléctrica a nivel nacional
Boletín Técnico – Cálculo ICEE 2023 -UPME

Las zonas no interconectadas que representan el 52% del territorio nacional, concentran los mayores rezagos de cobertura. De acuerdo con el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura Eléctrica (PIEC) 2024 -2028 de la UPME, para vigencia 2023 se identificaron 524.569 Viviendas sin Servicio al cruzar la información del DANE con la Malla UPME. Dentro de este universo, el plan distingue entre viviendas interconectables, que eventualmente podrían conectarse al SIN y viviendas no interconectables, cuya atención depende de soluciones energéticas descentralizadas, principalmente basadas en FNCER.

La pobreza energética en Colombia no se limita a la ausencia de conexión eléctrica, sino que abarca múltiples dimensiones como acceso, calidad, asequibilidad, seguridad y uso de combustibles limpios. De acuerdo con el Informe sobre *Pobreza Energética Multidimensional en Colombia 2022-2023* del Ministerio de Minas y Energía, la incidencia nacional del *Índice de Pobreza Energética Multidimensional* (IPEM) alcanza cerca del 11% de los hogares. Sin embargo, esta cifra esconde una marcada brecha urbano-rural: mientras en las ciudades apenas un 4,3% de los hogares experimenta privaciones energéticas, en las zonas rurales el indicador asciende a casi 48%, es decir, uno de cada dos hogares.

El análisis territorial revela que la pobreza energética se concentra de manera crítica en regiones como la Amazonía, La Orinoquía y El Pacífico. En departamentos como Vichada (71%), Vaupés (66%), Guainía (62%), La Guajira (60%), Chocó (57%), y Amazonas (48%), los hogares enfrentan severas carencias en el acceso a servicios energéticos modernos. En el caso particular del Choco, prácticamente uno de cada dos hogares se encuentra en situación de pobreza energética, debido a la limitada cobertura del SIN, la alta dispersión

poblacional, la dependencia de fuentes costosas o contaminantes con el diésel y la leña, y las restricciones en la calidad y continuidad del suministro.



Fuente: informe "Pobreza Energética Multidimensional en Colombia" 2022-2023 MME Diciembre 2024. Disponible en: https://minenergia.gov.co/documents/14110/INFORME-SOBRE-POBREZA-ENERGETICA-MULTIDIMENSIONAL-EN-COLOMBIA-2022-2023.pdf

Perspectivas de crecimiento económico

Las perspectivas de crecimiento económico para Colombia para los próximos años son mixtas, con algunas entidades proyectando un crecimiento moderado y otras con mayor optimismo. Se espera que el crecimiento del PIB se mantenga por encima de 2%, pero por debajo del 3%, impulsado por la demanda interna y la recuperación de la inversión. De acuerdo con el Banco de la República La demanda interna, especialmente el consumo, y la recuperación de la inversión empresarial, son vistos como los principales impulsores de la economía.

Así mismo, se espera que la guerra en Ucrania continuará afectando la economía global y, en consecuencia, a Colombia, especialmente en términos de precios de las materias primas y la inflación.

SUPUESTOS MACROECONÓMICOS MFMP 2024-2035

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Inflación doméstica *(fin de período)*	5,20	3,23	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
PIB Nación *(Var real %)*	1,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2
PIB Bogotá *(Var real %)*	2,3	3,7	4,2	4,5	4,4	4,3	4,3	4,2	4,1	4,1	4,0	4,0
Tasa de Cambio *(promedio año)*	3.997	4.179	4.266	4.355	4.447	4.540	4.634	4.731	4.830	4.931	5.034	5.140

Fuente: Fuente: Supuestos macroeconómicos del Ministerio de Hacienda y Crédito Público - MFMP 2024 (Junio de 2024) y Banco de la República.

Perspectivas de largo plazo del sector energético: Plan Energético Nacional

El Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052[7], publicado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), es el marco prospectivo oficial que orienta la transformación del sistema energético colombiano durante los próximos 30 años. El objetivo central es lograr una matriz energética más sostenible y descarbonizada, alineada con las metas de desarrollo sostenible y de mitigación climática a largo plazo. En sus escenarios, el PEN evalúa alternativas tecnológicas para producción y consumo, proyectando la evolución futura de la capacidad instalada, la generación y las emisiones del sector energético.

De acuerdo con el PEN 2022-2052, la evolución de la matriz de generación eléctrica en Colombia estará marcada por un crecimiento sustancial de la capacidad instalada, que podría alcanzar entre 41.000 y 45.000 MW hacia mediados de siglo, prácticamente el doble de la disponible en 2024. Lo más relevante de esta proyección es el cambio estructural en la composición de la matriz: se espera que LA FNCER – principalmente solar y eólica – superen el 40 % de la capacidad total, mientras que la participación de la generación hidráulica se ubicaría en torno al 35-37 % y la térmica se reduciría a cerca del 15-20 %.

Este viraje refleja la apuesta nacional por diversificar la matriz energética, reducir la dependencia del recurso hídrico y aprovechar el potencial renovable que ofrecen regiones como la Costa Caribe y la Orinoquía en materia de radiación solar y vientos, así como zonas apartadas del país que requieren soluciones descentralizadas. La meta de incorporar más 20.000 MW adicionales en capacidad renovable implica un esfuerzo sostenido de política pública, regulación e inversión privada, donde las subastas a largo plazo, los incentivos fiscales de la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, y las líneas de financiamiento de organismos multilaterales juegan un papel determinante.

En términos económicos, esta proyección tiene un doble efecto: por un lado, genera oportunidades de empleo e inversión en construcción, operación y mantenimiento de proyectos renovables; y por otro lado reduce riesgos macroeconómicos asociados a la dependencia de combustibles fósiles importados y a la volatilidad de los presiones internacionales de la energía. En suma, el PEN plantea una hoja de ruta en la que las renovables no convencionales dejarán de ser marginales para convertirse en el pilar de la expansión del sistema eléctrico colombiano.

En síntesis, el análisis económico territorial y sectorial evidencia que Colombia cuenta con una matriz dominada por la hidroelectricidad y una demanda creciente moderada, pero convive con brechas territoriales y una elevada pobreza energética rural que hacen urgente una aproximación diferenciada. Las proyecciones del PEN 2022-2052 muestran una transición hacia FNCER que es coherente con las metas internacionales, pero la materialización de ese camino requerirá políticas públicas, incentivos regulatorios y mecanismos de financiación que permitan intervenir las ZNI y reducir la pobreza energética. Para el caso de La Guajira, la combinación de baja cobertura rural, alta incidencia del IPEM y dispersión poblacional exige soluciones descentralizadas (micro-redes y proyectos fotovoltaicos) y esquemas contractuales y de remuneración que internalicen la naturaleza social y territorial del servicio.

- **Producto Interno Bruto - PIB**

Para este proceso con alcance energético, se analiza el Producto Interno Bruto (PIB) como indicador marco de demanda, oferta y riesgos. En 2025-II el PIB creció 2,1% anualmente y 0,5% trimestralmente, mientras que el agregado "electricidad, gas, vapor y A/C; agua y saneamiento" creció 0,9% anualmente y 1,0% trimestralmente; dentro de este, la electricidad aumentó 1,6% anualmente y el componente de agua decreció 1,3% anualmente. En el primer semestre el sector acumula -0,3% frente al +2,4% del PIB total, y a precios corrientes cae -2,1% anualmente, sugiriendo presión a la baja en ingresos nominales del sector. Con base en ello, el PIB se emplea

[7] La UPME se encuentra actualmente avanzando en la construcción del PEN 2024-2054, bajo un enfoque más integral y multisectorial; sin embargo, ese instrumento aún no está aprobado ni disponible oficialmente.

para sustentar los supuestos de demanda energética, la capacidad de ejecución de proveedores, la temporalidad de inversiones y la gestión de riesgos del proyecto, en línea con el uso del indicador para decisiones de política y empresariales.

Adicionalmente, el PIB es el termómetro de la actividad económica; su trayectoria informa supuestos de consumo eléctrico (residencial, comercial y productivo) y de factor de carga en los prototipos. DANE explicita que estas cifras se usan para la toma de decisiones de corto plazo.

En el segundo trimestre de 2025, el Producto Interno Bruto en su serie original, crece 2,1% respecto al mismo periodo de 2024. Las actividades económicas que más contribuyen a la dinámica del valor agregado son:

- Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas; Transporte y almacenamiento; Alojamiento y servicios de comida crece 5,6% (contribuye 1,1 puntos porcentuales a la variación anual).
- Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca crece 3,8% (contribuye 0,4 puntos porcentuales a la variación anual).
- Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria; Educación; Actividades de atención de la salud humana y de servicios sociales crece 1,8% (contribuye 0,3 puntos porcentuales a la variación anual).

Durante el primer semestre de 2025, respecto al mismo periodo del año anterior, el Producto Interno Bruto presenta un crecimiento de 2,4%. Las actividades económicas que más contribuyen a la dinámica del valor agregado son:

- Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas; Transporte y almacenamiento; Alojamiento y servicios de comida crece 4,8% (contribuye 1,0 puntos porcentuales a la variación anual).
- Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca crece 5,3% (contribuye 0,5 puntos porcentuales a la variación anual).
- Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación y otras actividades de servicios; Actividades de los hogares individuales en calidad de empleadores; actividades no diferenciadas de los hogares individuales como productores de bienes y servicios para uso propio crece 11,4% (contribuye 0,5 puntos porcentuales a la variación anual).

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, el Producto Interno Bruto en su serie ajustada por efecto estacional y calendario crece 0,5%. Cuando se observa el comportamiento de las actividades económicas relacionadas:

- Información y comunicaciones crece 2,3%.
- Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca crece 1,5%.
- Industrias manufactureras crece 1,0%.

Actividad económica	Tasas de crecimiento (%)		
	Serie original		Serie ajustada por efecto estacional y calendario
	Anual	Año corrido	Trimestral
	2025^{pr}-II / 2024^{pr}-II	2025^{pr}/ 2024^{pr}	2025^{pr}-II / 2025^{pr}-I
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	3,8	5,3	1,5
Explotación de minas y canteras	-10,2	-7,6	-5,1
Industrias manufactureras	0,9	1,1	1,0
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado[2]	0,9	-0,3	1,0
Construcción	-3,5	-3,3	-0,1
Comercio al por mayor y al por menor[3]	5,6	4,8	0,03
Información y comunicaciones	3,0	1,8	2,3
Actividades financieras y de seguros	2,8	3,0	0,8
Actividades inmobiliarias	2,0	2,0	0,6
Actividades profesionales, científicas y técnicas[4]	1,5	1,3	0,7
Administración pública, defensa, educación y salud[5]	1,8	2,7	-0,04
Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación y otras actividades de servicios[6]	7,5	11,4	-2,4
Valor agregado bruto	**2,1**	**2,4**	**0,3**
Impuestos menos subvenciones sobre los productos	2,4	2,3	0,3
Producto Interno Bruto	**2,1**	**2,4**	**0,5**

Fuente: DANE Producto Interno Bruto (PIB) nacional trimestral. Disponible en: https://www.dane.gov.co/files/operaciones/PIB/bol-PIB-IItrim2025.pdf Consultado: 21 de agosto de 2025

Frente al suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado en el segundo trimestre de 2025, el valor agregado de la actividad suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado; distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental crece 0,9% en su serie original, respecto al mismo periodo de 2024. Esta dinámica se explica por los siguientes comportamientos:

- Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado crece 1,6%.
- Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental decrece 1,3%.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior en su serie ajustada por efecto estacional y calendario, el valor agregado de la actividad suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado; distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental crece en 1,0%, cuando se observa el comportamiento de las actividades económicas relacionadas:

- Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado crece 0,8%.
- Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental crece 0,8%.

Tabla 1. Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado

Actividad económica	Tasas de crecimiento (%)		
	Serie original		Serie ajustada por efecto estacional y calendario
	Anual	Año corrido	Trimestral
	2025[pr]-II / 2024[pr]-II	2025[pr]/ 2024[pr]	2025[pr]-II / 2025[pr]-I
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	1,6	0,4	0,8
Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales[3]	-1,3	-2,5	0,8
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado[1]	**0,9**	**-0,3**	**1,0**

Fuente: DANE Producto Interno Bruto (PIB) nacional trimestral. Disponible en: https://www.dane.gov.co/files/operaciones/PIB/bol-PIB-IItrim2025.pdf Consultado: 21 de agosto de 2025

El sector "electricidad, gas, vapor y A/C + agua y saneamiento" crece 0,9% anualmente en volumen, por debajo del PIB total (+2,1%). Muestra desempeño positivo pero rezagado frente al agregado de la economía.

Dentro del sector: electricidad/gas/vapor/A/C +1,6% anualmente; agua y saneamiento -1,3%. Es decir, la electricidad tracciona y el componente de agua resta. Trimestral desestacionalizado: el sector +1,0% t/t, señalando aceleración de corto plazo (PIB total +0,5% t/t).

Acumulado enero–junio 2025: el sector -0,3% vs. PIB total +2,4%, lo que sugiere una recuperación reciente pero con primer semestre todavía flojo.

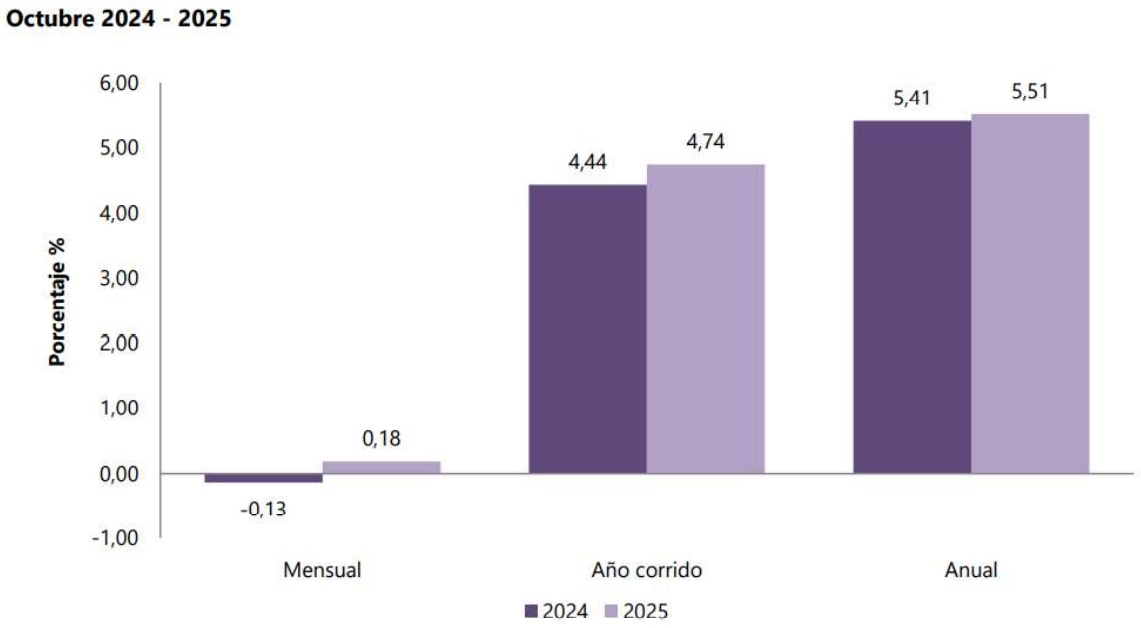
- **Índice De Precios Al Consumidor – IPC**

El Índice de Precios al Consumidor (IPC) es la referencia para medir la inflación que enfrenta la demanda final y, en este proceso, sirve para valorar y comparar costos vinculados al suministro de energía y a la implementación de soluciones FNCER (generación distribuida, almacenamiento y balance de sistema). Dado que los proyectos energéticos combinan equipos importados, servicios locales y logística a territorios SIN y ZNI, el IPC se adopta como base para: i) deflactar cotizaciones históricas y llevarlas a un mes base comparable; y ii) sustentar cláusulas de actualización de precios de servicios recurrentes.

Se podría realizar una indexación de O&M usando IPC total o la división energética para actualizar servicios recurrentes (operación, monitoreo, visitas). Dado el alivio mensual en gas/electricidad, evita sobre-indexar; justifica con la contribución de 0,06 p.p. y el comportamiento YTD.

Operativamente, se priorizan las divisiones del IPC más afines al sector: "Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles" (por presiones sobre costos de energía y servicios conexos) y "Transporte" (por su impacto en fletes, última milla y abastecimiento en ZNI). Para el CAPEX (módulos FV, inversores, baterías, protecciones), el IPC permite homogeneizar comparaciones locales; cuando exista exposición importada, se complementará con TRM en los escenarios de sensibilidad. En sistemas híbridos con respaldo diésel, el IPC respalda el ajuste de componentes de servicio (p. ej., operación), mientras que el costo del combustible se analiza con su propia dinámica de precios y logística.

Gráfico 1. IPC Variaciones



Fuente: DANE Índice de Precios al Consumidor (IPC). Disponible en https://www.dane.gov.co/files/operaciones/IPC/jul2025/bol-IPC-oct2025.pdf Consultado: 13 de noviembre de 2025

En el mes de octubre de 2025, el IPC registró una variación de 0,18% en comparación con septiembre de 2025, siete divisiones se ubicaron por encima del promedio nacional (0,18%): Recreación y cultura (0,81%), Salud (0,65%), Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles (0,41%), Bienes y servicios diversos (0,38%), Bebidas alcohólicas y tabaco (0,37%), Restaurantes y hoteles (0,27%) y por último, Prendas de vestir y calzado (0,22%). Por debajo se ubicaron: Transporte (0,14%), Muebles, artículos para el hogar y para la conservación ordinaria del hogar (0,12%), Educación (0,06%), Información y comunicación (-0,02%) y por último, Alimentos y bebidas no alcohólicas (-0,35%).

Tabla 2. IPC Variación y contribución mensual

Octubre 2024 - 2025

		2024		2025	
Divisiones de Gasto	Peso (%)	Variación (%)	Contribución Puntos Porcentuales	Variación (%)	Contribución Puntos Porcentuales
Recreación y cultura	3,79	-0,17	-0,01	0,81	0,03
Salud	1,71	0,17	0,00	0,65	0,01
Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles	33,12	-0,04	-0,01	0,41	0,13
Bienes y servicios diversos	5,36	0,16	0,01	0,38	0,02
Bebidas alcohólicas y tabaco	1,70	0,21	0,00	0,37	0,01
Restaurantes y hoteles	9,43	0,14	0,01	0,27	0,03
Prendas de vestir y calzado	3,98	0,12	0,00	0,22	0,01
TOTAL	100,00	-0,13	-0,13	0,18	0,18
Transporte	12,93	-0,01	0,00	0,14	0,02
Muebles, artículos para el hogar y para la conservación ordinaria del hogar	4,19	-0,05	0,00	0,12	0,00
Educación	4,41	0,02	0,00	0,06	0,00
Información y comunicación	4,33	-0,16	0,00	-0,02	0,00
Alimentos y bebidas no alcohólicas	15,05	-0,76	-0,14	-0,35	-0,07

Fuente: DANE Índice de Precios al Consumidor (IPC). Disponible en https://www.dane.gov.co/files/operaciones/IPC/oct2025/bol-IPC-jul2025.pdf Consultado: 13 de noviembre de 2025

Los mayores aportes a la variación mensual del IPC (0,18%), se ubicaron en las divisiones de: Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles y Recreación y cultura, las cuales aportaron 0,16 puntos porcentuales a la variación total.

La división Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles subió 0,19% mensualmente y aportó 0,06 puntos porcentuales de los 0,28% del IPC mensual. Es decir, aportó, pero no fue el motor principal de la inflación del mes.

Año corrido (ene–jul 2025): la división acumula 3,59% (por debajo del total 4,02%). A nivel de subclases, gas +10,78% YTD y electricidad -1,16% YTD: el gas sigue siendo la presión del año, la electricidad compensa.

Relevancia cuantitativa: la división pesa 33,12% de la canasta del IPC, por lo que sus movimientos son determinantes para costos operativos con componente energético y de vivienda/servicios.

- **Encuesta Mensual de Servicios**

La Encuesta Mensual de Servicios (EMS) del DANE es el principal termómetro coyuntural del sector servicios en Colombia. Mide, con periodicidad mensual, la evolución de ingresos nominales, personal ocupado y remuneraciones en un conjunto amplio de subsectores (entre otros: alojamiento y servicios de comida, transporte y almacenamiento, información y comunicaciones, salud y educación). Su oportunidad y cobertura permiten leer de manera temprana los cambios en la actividad de los usuarios finales que consumen energía.

Para este proceso con enfoque en proyectos y comunidades energéticos, la EMS se incorpora como insumo para:

- Dimensionar demanda y perfiles de carga por tipo de usuario (p. ej., hoteles/restaurantes con picos vespertinos, TIC con cargas continuas), ajustando factor de carga, diversidad y requerimientos de calidad/continuidad del servicio.
- Calibrar la logística, anticipando necesidades de telemetría, visitas técnicas y reposiciones cuando los subsectores atendidos muestran aceleraciones o desaceleraciones.
- Valorar capacidad de pago y riesgos operativos, cruzando la trayectoria de ingresos y empleo sectoriales con los supuestos financieros del proyecto.
- Monitorear el entorno entre publicaciones del PIB, aportando una lectura mensual que complementa los análisis de IPC, TRM y demás indicadores macro.

Metodológicamente, la EMS se usará en conjunto con el IPC (para deflactar y comparar en términos reales) y con indicadores del mercado eléctrico cuando aplique, construyendo escenarios base/alto/bajo que sustenten el dimensionamiento técnico. Con ello, se garantiza una justificación objetiva, trazable y actualizada de las decisiones técnicas y económicas del proyecto.

En agosto de 2025, once de los dieciocho subsectores de servicios presentaron variación positiva en los ingresos totales, en comparación con agosto de 2024.

Tabla 3. Variación anual de los ingresos y contribución por tipo de ingresos, según subsector de servicios

Clasificación CIIU Rev. 4 A.C.			Ingresos nominales	Ingresos por servicios	Venta de Mercancías	Otros Ingresos
Sección	División	Descripción	Variación (%)	Contribución (PP)		
H	División 52	Almacenamiento y actividades complementarias al transporte	9,8	9,4	-0,1	0,5
H	División 53	Correo y servicios de mensajería	8,0	8,1	0,0	-0,1
I	División 56	Restaurantes, catering y bares	9,8	8,9	0,7	0,3
J	División 58	Actividades de edición	-1,7	-3,5	-0,8	2,5
J	División 59, excepto Clase 5920	Producción de películas cinematográficas y programas de televisión	-15,4	-16,5	1,7	-0,6
J	División 60 y Clase 6391	Actividades de programación y transmisión, agencias de noticias	5,4	6,7	0,1	-1,3
J	División 61	Telecomunicaciones	3,4	0,6	2,2	0,6
J	División 62, División 63, excepto Clase 6391	Desarrollo de sistemas informáticos y procesamiento de datos	0,8	2,7	-1,9	0,0
LN	Sección L. División 68 Sección N. Divisiones 7710, 7729 y 7730	Inmobiliarias, alquiler de maquinaria y equipo	-0,3	1,1	-1,4	0,0
M	Divisiones 69, 70, 71, 72, Clase 7320, División 74	Actividades profesionales científicas y técnicas	-0,0	-0,2	0,0	0,1
M	Clase 7310	Publicidad	-2,0	-1,9	-0,1	-0,0
N	Divisiones 78, 80 y 81, excepto Clase 8130	Actividades de empleo, seguridad e investigación privada, servicios a edificios	13,6	13,5	-0,1	0,1
N	Clase 8220	Actividades de centros de llamadas (Call center)	-6,1	-6,1	0,0	0,0
N	División 82 excepto Clase 8220	Actividades administrativas y de apoyo de oficina y otras actividades, excepto call center	15,7	15,5	0,0	0,3
P	Grupo 854	Educación superior privada	8,2	6,9	0,0	1,3
Q	Clase 8610	Salud humana privada con internación	3,2	3,5	-0,3	0,0
Q	División 86 excepto Clase 8610	Salud humana privada sin internación	3,3	3,1	0,0	0,2
S	Divisiones 90, 92, 93, 95 y 96	Otros servicios de entretenimiento y otros servicios	-0,8	1,1	-0,6	-1,3

Fuente: DANE Índice de Precios al Consumidor (IPC). Disponible en https://www.dane.gov.co/files/operaciones/EMS/bol-EMS-ago2025.pdf Consultado: 13 de noviembre de 2025

En lo corrido de 2025, quince de los dieciocho subsectores de servicios presentaron variación positiva en los ingresos, tres presentaron aumento en el personal ocupado total y todos los subsectores presentaron incremento en los salarios, en comparación con el mismo periodo de 2024.

Tabla 4. Variación doce meses de los ingresos nominales, personal ocupado total y salarios, según subsector de servicios

Clasificación CIIU Rev. 4 A.C.			Variación (%) Año corrido		
Sección	División	Descripción	Ingresos	Personal Ocupado total*	Salarios**
H	División 52	Almacenamiento y actividades complementarias al transporte	15,4	2,9	7,5
H	División 53	Correo y servicios de mensajería	11,0	-1,8	10,1
I	División 56	Restaurantes, catering y bares	8,8	-0,8	10,2
J	División 58	Actividades de edición	-0,3	-4,6	7,5
J	División 59, excepto Clase 5920	Producción de películas cinematográficas y programas de televisión	-2,4	-2,5	8,5
J	División 60 y Clase 6391	Actividades de programación y transmisión, agencias de noticias	5,0	-3,4	4,8
J	División 61	Telecomunicaciones	4,5	-7,6	7,1
J	División 62, División 63, excepto Clase 6391	Desarrollo de sistemas informáticos y procesamiento de datos	9,3	-1,3	7,6
L N	Sección L. División 68 Sección N. Divisiones 7710, 7729 y 7730	Inmobiliarias, alquiler de maquinaria y equipo	5,9	0,7	7,8
M	Divisiones 69, 70, 71, 72, Clase 7320, División 74	Actividades profesionales científicas y técnicas	3,4	-7,3	8,6
M	Clase 7310	Publicidad	4,4	-2,8	10,5
N	Divisiones 78, 80 y 81, excepto Clase 8130	Actividades de empleo, seguridad e investigación privada, servicios a edificios	12,1	-2,1	9,5
N	Clase 8220	Actividades de centros de llamadas (Call center)	-0,4	-3,7	8,2
N	División 82 excepto Clase 8220	Actividades administrativas y de apoyo de oficina y otras actividades, excepto call center	10,3	3,2	8,4
P	Grupo 854	Educación superior privada	7,2	-1,4	7,0
Q	Clase 8610	Salud humana privada con internación	3,7	-2,1	4,9
Q	División 86 excepto Clase 8610	Salud humana privada sin internación	6,2	-0,1	6,8
S	Divisiones 90, 92, 93, 95 y 96	Otros servicios de entretenimiento y otros servicios	6,1	-0,9	10,3

Fuente: DANE Índice de Precios al Consumidor (IPC). Disponible en https://www.dane.gov.co/files/operaciones/EMS/bol-EMS-ago2025.pdf Consultado: 13 de noviembre de 2025

- **Salario Mínimo**

El análisis del Salario Mínimo Legal Mensual Vigente (SMLMV) en Colombia para el año 2025 revela un aumento del 9.54% con respecto al año anterior, estableciéndose en $1.423.500. Este incremento, que asciende a $124.500, busca compensar la inflación y mejorar el poder adquisitivo de los trabajadores.

Este incremento no solo tiene incidencia en el pago de los trabajadores, sino en todos los aspectos en los cuales el salario mínimo es factor de determinación de precios base para variados cálculos de personal:

AÑO	SALARIO MINIMO MENSUAL	INCREMENTO NOMINAL SMMLV
2015	$ 644,350	4.6%
2016	$ 689,455	7.0%
2017	$ 737,717	7.0%
2018	$ 781,242	5.9%
2019	$ 828,116	6.0%
2020	$ 877,803	6.0%

AÑO	SALARIO MINIMO MENSUAL	INCREMENTO NOMINAL SMMLV
2021	$ 908,526	3.5%
2022	$ 1,000,000	10%
2023	$ 1.160.000	16%
2024	$ 1.300.000	12,07%
2025	$ 1.423.500	9,50%

Fuente: Elaboración propia

3.3. Aspecto técnico

Los municipios de Maicao y Albania, ubicados en el centro-este de La Guajira, presentan una severa crisis de acceso a servicios públicos esenciales, especialmente en sus extensas zonas rurales Wayuu. La población se concentra en rancherías dispersas, dificultando la extensión de la infraestructura tradicional. El acceso es precario debido a vías terciarias inexistentes o intransitables, lo que resulta en un déficit energético crítico: la mayoría de estas comunidades carecen de conexión a la red eléctrica interconectada. Esta falta de energía no solo limita el desarrollo, sino que también afecta directamente la provisión de agua potable, ya que impide la operación continua y eficiente de los sistemas de bombeo y potabilización, y restringe el funcionamiento básico de centros de salud (refrigeración de medicamentos) y la conectividad educativa. Esta brecha de infraestructura es un síntoma claro de la marginación histórica que sufren estos territorios.

La justificación del proyecto se fundamenta en la Sentencia T-302 de 2017 de la Corte Constitucional, que declaró el Estado de Cosas Inconstitucional (ECI) en La Guajira por la vulneración masiva de derechos fundamentales (vida, salud, agua y alimentación) del pueblo Wayuu. El acceso a la energía es un factor transversal e instrumental para superar este ECI, ya que su ausencia perpetúa la precariedad de las comunidades al impedirles potabilizar el agua, conservar alimentos y medicamentos, y acceder a educación y conectividad. Por ello, la implementación de más de 10.000 soluciones individuales de energía solar fotovoltaica se alinea directamente con los mandatos del fallo, representando una medida estructural, sostenible y culturalmente apropiada para garantizar el derecho fundamental a la energía y, por extensión, la efectividad de los demás derechos.

El proyecto, basado en el modelo de comunidades energéticas, asegura que las soluciones individuales trasciendan lo técnico para convertirse en un proceso de gobernanza local y apropiación social, fortaleciendo la autonomía y participación efectiva del pueblo Wayuu. Esta estrategia contribuye a la transición energética justa del país y a la reducción de brechas territoriales, cumpliendo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), particularmente el ODS 7 (energía asequible y no contaminante) y el ODS 10 (reducción de las desigualdades). Al proveer un suministro eléctrico de calidad y continuidad en territorios históricamente excluidos, el proyecto es una acción directa y necesaria para cumplir con la obligación estatal de dar cumplimiento efectivo a la Sentencia T-302 de 2017.

El proyecto de electrificación en Maicao y Albania se implementará mediante un Sistema Solar Fotovoltaico (SFVI) individual y autónomo (off-grid) para cada usuario Wayuu. Cada sistema está diseñado para proporcionar 24 horas de servicio continuo, cubriendo una demanda promedio de ≈90 kWh/mes. El equipo central consta de dos paneles solares de ≈620 Wp cada uno, sumando una capacidad de ≈1.24 kWp, que alimentan una batería de Litio-Ferrofosfato (LiFePO4) de 200 Ah y 24.5 V. La energía almacenada es convertida a corriente alterna

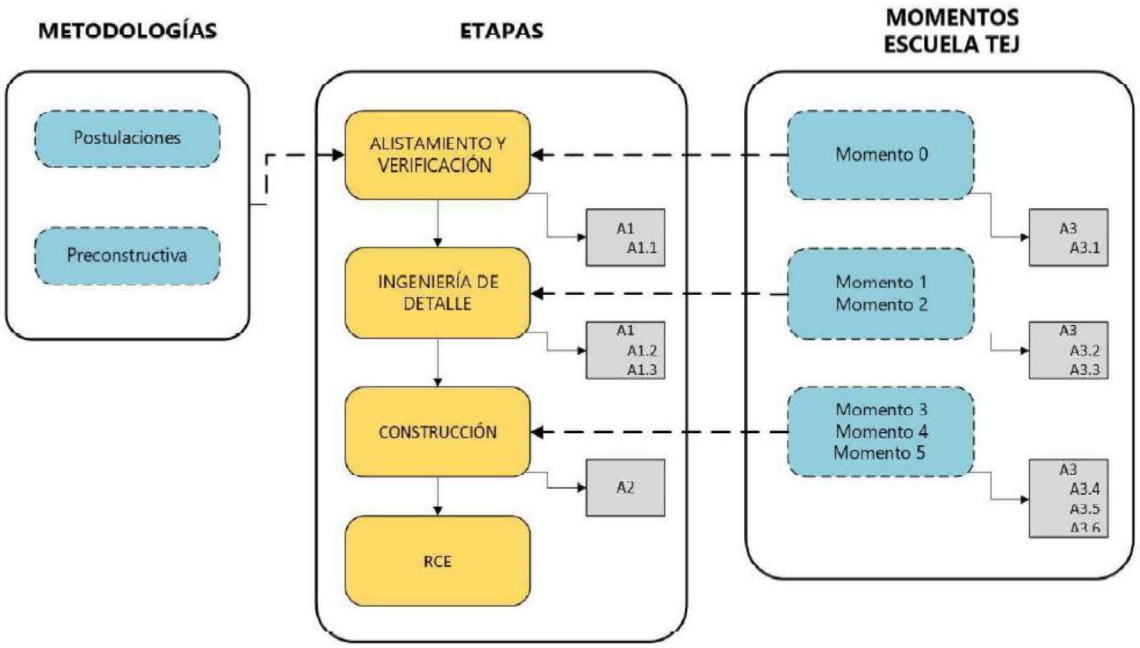
(AC) por un inversor de 2 kVA. Este diseño robusto y de bajo mantenimiento no solo satisface las necesidades básicas de iluminación y comunicación, sino que también permite la operación de sistemas esenciales como bombas de agua de bajo consumo para potabilización, siendo una solución técnica ideal para las condiciones de dispersión geográfica y difícil acceso de las rancherías.

La elección de sistemas individuales autónomos presenta ventajas significativas sobre la extensión de redes eléctricas tradicionales o la construcción de microrredes centralizadas en el contexto de La Guajira, donde la complejidad social y cultural representa un obstáculo notable para las empresas de energía. Históricamente, estas empresas han sido reacias a invertir en la construcción de redes debido a la dispersión de las rancherías, que hace inviable económicamente el tendido tradicional, y a los desafíos inherentes a la gestión de la servidumbre de paso y la interacción con el sistema de autoridad Wayuu (Autoridad Tradicional). Los SFVI superan estos retos al ofrecer un costo-beneficio y una rapidez de implementación superiores, pues evitan las negociaciones prolongadas y la costosa construcción de líneas en terrenos inhóspitos. Además, estos sistemas promueven la autonomía y la apropiación comunitaria al ser instalados directamente en cada hogar, evitando las complejas dinámicas de gobernanza de una infraestructura centralizada y garantizando una mayor resiliencia y confiabilidad del servicio. De esta forma, el proyecto asegura la efectividad, la sostenibilidad y el cumplimiento directo con el enfoque diferencial étnico ordenado por la Sentencia T-302 de 2017.

La ejecución contempla las siguientes etapas, orientadas a la conformación y puesta en marcha de las comunidades energéticas.

Cabe señalar que la implementación de dichas etapas no necesariamente deberá desarrollarse de forma secuencial, siempre que se garantice la entrega de los productos conforme a los lineamientos y formatos definidos por el Ministerio de Minas y Energía (MME), responsabilidad que estará a cargo del Operador de Red.

No.	ETAPAS
1	ALISTAMIENTO Y VERIFICACIÓN
2	INGENIERÍA DE DETALLE
3	CONSTRUCCIÓN
4	REGISTRO DE COMUNIDAD ENERGÉTICA



Etapa de Alistamiento y Verificación

La Etapa de Alistamiento y Verificación constituye la fase preparatoria esencial para garantizar la correcta ejecución del proyecto en campo. Su propósito es consolidar, revisar y validar todos los insumos técnicos, financieros, administrativos y contractuales que servirán de base para el desarrollo de las fases posteriores, asegurando coherencia, trazabilidad y verificabilidad frente a los lineamientos establecidos en este documento.

Esta etapa comprende actividades previas al inicio de la ejecución en campo, orientadas a:

- Consolidar y presentar a la supervisión y/o comité técnico los insumos base que serán la entrada formal a la Etapa de Ingeniería de Detalle.
- Presentar para validación los costos asociados a Ingeniería de Detalle, construcción e interventoría, con justificación técnica y desglose detallado.
- Alinear los cronogramas: financiero, de obra y contractual con las fases y entregables definidos en el contrato y sus anexos.

Esta etapa no incluye actividades de obra ni intervención física en campo. Se permite únicamente la inspección, levantamiento y verificación necesarios para soportar los insumos base y la estructuración técnico-económica. La salida formal es la aprobación de insumos base y la aprobación de costos y cronogramas por parte de la supervisión y/o comité técnico, lo cual habilita la transición hacia la Etapa de Ingeniería de Detalle.

Etapa de Ingeniería de Detalle

La etapa de ingeniería de detalle corresponde al proceso integral mediante el cual se valida y formaliza el diseño del prototipo de la solución energética más adecuada para la conformación de las Comunidades Energéticas, atendiendo a sus condiciones específicas, el contexto territorial y las directrices técnicas de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas.

El primer paso en esta etapa consiste en la validación de las condiciones habilitantes, un proceso que implica el análisis riguroso de los componentes jurídico, territorial, civil, eléctrico, ambiental, telecomunicaciones, social y predial del proyecto mediante los requerimientos indicados en la lista de chequeo estipulada para tal fin.

La ingeniería de detalle elaborada por el ejecutor deberá ser sometida a revisión por parte de la interventoría, el supervisor y/o comité técnico, con el fin de garantizar que la solución energética planteada sea técnicamente viable, cumpla la normativa vigente y se ajuste a las condiciones del terreno, la infraestructura existente y la dinámica organizativa de la comunidad. De manera complementaria, se deberá elaborar un presupuesto detallado que incluya los costos asociados a la inversión, operación, mantenimiento, gestión comunitaria y reposición (de ser necesario), con el objetivo de garantizar la sostenibilidad económica del proyecto.

Esta etapa comprende, entre otros aspectos:

- La formulación técnica completa (ingeniería de detalle) de los proyectos, incluyendo estudios de prefactibilidad o factibilidad, diseños conceptuales y definitivos, ingeniería de detalles, análisis de disponibilidad y aprovechamiento de recursos energéticos, dimensionamiento de sistemas, especificaciones técnicas, cronogramas de ejecución y estimaciones de inversión, entre otros.
- La preparación y entrega de todos los documentos de soporte requeridos por el comité técnico del contrato, en los formatos y condiciones que este defina, garantizando su conformidad con los lineamientos técnicos del Ministerio de Minas y Energía y la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas.
- La incorporación de criterios de viabilidad técnica, social, ambiental y territorial que permitan al supervisor y/o comité técnico realizar la evaluación integral de los proyectos, asegurando su coherencia con los principios de la Transición Energética Justa y la estrategia de Comunidades Energéticas.

Etapa de Construcción

La etapa de construcción corresponde al inicio de las actividades de montaje e implementación de la infraestructura del sistema energético. Durante esta etapa se ejecuta la instalación de la infraestructura y de los equipos debidamente certificados, asegurando el cumplimiento de los estándares de calidad, seguridad, ambientales y regulatorios aplicables.

Durante la ejecución, el operador de red dispondrá de los recursos humanos, materiales y financieros previstos, en concordancia con el cronograma. Todas las actividades estarán sujetas al seguimiento y supervisión del Ministerio de Minas y Energía y la interventoría, quienes verificarán el avance, la calidad de los trabajos y el cumplimiento de las obligaciones contractuales.

Etapa de Registro de la Comunidad Energética

Con el fin de formalizar su reconocimiento y habilitar su participación en los programas y beneficios de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas, la comunidad beneficiaria del presente contrato con el acompañamiento del ejecutor deberá adelantar el proceso de inscripción en el Registro Nacional de Comunidades Energéticas administrado por el Ministerio de Minas y Energía.

El registro constituye un requisito indispensable para el reconocimiento institucional de la comunidad como actor del sistema energético, permitiéndole acceder a mecanismos de apoyo técnico, financiero y de fortalecimiento organizativo. Para tal efecto, la comunidad deberá presentar la documentación exigida por el MME, según lo estipulado en la Resolución No. 40509 del 2024.

Una vez inscrita, la comunidad obtendrá un certificado de registro que garantizará su incorporación al Sistema de Información de Comunidades Energéticas, lo que facilitará el seguimiento, acompañamiento y evaluación de su desempeño en materia de sostenibilidad energética, social y ambiental.

3.4. Aspecto regulatorio

La Sentencia T-302 de 2017 de la Corte Constitucional declaró la existencia de un estado de cosas inconstitucional (ECI) en el departamento de La Guajira, derivado de la grave crisis humanitaria que afecta especialmente al pueblo Wayuu, con énfasis en la situación de niños y niñas frente a la garantía de derechos fundamentales como la vida, la salud, el agua y la alimentación adecuada. En este fallo, la Corte señaló la necesidad urgente de adoptar medidas estructurales, integrales y coordinadas entre las entidades del Estado para superar la situación de vulneración masiva, reiterada y prolongada de derechos.

En este contexto, el acceso confiable y sostenible a la energía eléctrica constituye un factor transversal y determinante para la efectividad de los demás derechos reconocidos. La ausencia de servicios energéticos adecuados profundiza la precariedad de las comunidades wayuu, al limitar:

- La potabilización y el bombeo de agua en zonas rurales dispersas.
- El acceso a servicios de salud con condiciones básicas de refrigeración de medicamentos y operación de equipos médicos.
- La conservación de alimentos y el aseguramiento de mínimos de nutrición infantil.
- La conectividad y la educación, indispensables para garantizar la igualdad de oportunidades.

La implementación de más de 10.000 soluciones individuales de energía solar fotovoltaica, organizadas bajo el modelo de comunidades energéticas, se enmarca en los mandatos de la Sentencia T-302 de 2017 al responder de manera directa a la obligación estatal de adoptar medidas eficaces, sostenibles y culturalmente apropiadas para la superación del ECI. Estas soluciones, además de garantizar el suministro eléctrico en territorios históricamente excluidos, fortalecen la autonomía comunitaria y la participación efectiva del pueblo Wayuu, en consonancia con el enfoque diferencial étnico ordenado por la Corte.

El carácter comunitario del proyecto asegura que la implementación de las soluciones individuales trascienda el plano técnico, constituyéndose en un proceso de gobernanza local y apropiación social, que promueve la corresponsabilidad en la gestión de los sistemas energéticos y potencia el desarrollo productivo y social de los territorios. Así, la estrategia contribuye a la materialización del derecho fundamental a la energía en condiciones de calidad, continuidad y accesibilidad, como garantía instrumental para la efectividad de otros derechos esenciales.

Finalmente, el proyecto responde a los compromisos del Estado colombiano en materia de transición energética justa, reducción de brechas territoriales y cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en particular el ODS 7 (energía asequible y no contaminante) y el ODS 10 (reducción de las desigualdades), reafirmando la obligación de dar cumplimiento efectivo a la Sentencia T-302 de 2017 mediante acciones estructurales y de impacto directo en las comunidades Wayuu.

El diseño y la ejecución del proyecto, se apoyan en un conjunto coherente de normas constitucionales, de contratación pública y sectoriales que habilitan las comunidades energéticas, la focalización de recursos y tratamientos regulatorios diferenciales para ZNI.

- **Fundamento constitucional y normas generales de contratación.**

La actuación de las entidades públicas se sujeta a la Constitución Política de 1991 y al Estatuto General de Contratación (Ley 80 de 1993) y sus modificaciones (Ley 1150 de 2007). Adicionalmente, normas como la Ley 1474 de 2011 (integridad y lucha contra la corrupción), la Ley 1437 de 2011 (Código de Procedimiento Administrativo) y decretos reglamentarios definen obligaciones de transparencia, control fiscal y procedimientos administrativos que deben observarse en cualquier convenio interadministrativo.

- **Normativa sectorial energética.**

El marco que habilita comunidades energéticas y FNCER lo componen, entre otros, la Ley 1715 de 2014 (promoción de FNCER), la Ley 2099 de 2021 (actualización para la transición energética) y la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo) que reconoce a las comunidades energéticas como actores relevantes. En desarrollo de estas disposiciones, el Decreto 2236 de 2023 reglamenta figuras como el autogenerador colectivo y el generador distribuido colectivo.

- **Instrumentos operativos y técnicos.**

En 2024–2025 el MME, la UPME y la CREG han expedido actos que fijan criterios de focalización, límites técnicos y condiciones de integración: resoluciones del MME que crean el Registro de Comunidades Energéticas (RCE) y establecen criterios de priorización; la Resolución UPME que define límites máximos de capacidad y criterios de dispersión geográfica; y actos regulatorios de la CREG que facilitan la participación colectiva y la prestación en ZNI. Estos instrumentos son determinantes para dimensionar proyectos, validar prefactibilidades y establecer requisitos de elegibilidad.

- **Zonas No Interconectadas (ZNI).**

La regulación reconoce condiciones específicas para ZNI (mayores costos logísticos, necesidades de O&M, modelos técnicos alternativos) y dispone parámetros para estimar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS) y otras referencias tarifarias. Los boletines tarifarios y publicaciones técnicas de la Superservicios y la UPME son insumos para estimar la brecha económica entre prestación con diésel y alternativas renovables.

- **Articulación práctica para el presente proceso**

La intervención debe articular: (i) la inscripción y cumplimiento del Registro de Comunidades Energéticas; (ii) la concordancia técnica con límites y criterios UPME/CREG para dimensionamiento; y (iii) la armonización económica con parámetros tarifarios y CUPS para definir mecanismos de apoyo operativo y sostenibilidad financiera. Dado el dinamismo normativo, es recomendable prever mecanismos de revisión técnica y financiera que permitan ajustar la intervención ante cambios regulatorios.

A continuación, se presenta el marco regulatorio aplicable a los servicios que se requieren:

NORMA	DESCRIPCIÓN
Constitución Política de Colombia de 1991	Constitución Política de la República de Colombia
Ley 142 de 1994	Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.
Ley 143 de 1994	Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.
Ley 1715 de 2014	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
Ley 2099 de 2021	Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.
Ley 2294 de 2023	Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 "Colombia potencia mundial de la vida"
Decreto 1076 de 2015 – Capitulo 3	Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible- Tramite de licenciamiento ambiental

NORMA	DESCRIPCIÓN
Decreto 348 de 2017	Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.
Decreto 2236 de 2023	Por el cual se adiciona al Decreto 1073 de 2015 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.
Decreto 852 de 2024	Por el cual se modifican los artículos 2.2.2.3.1.1, 2.2.2.3.2.2 y 2.2.2.3.2.3 del Decreto 1076 de 2015, en relación con las competencias para otorgar la licencia ambiental a los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes y se toman otras determinaciones.
Resolución CREG 038 de 2014	Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.
Resolución CREG 038 de 2018	Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas.
Resolución CREG 135 de 2021	Por la cual se establecen los mecanismos de protección y deberes de los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que ejercen la actividad de Autogeneración a Pequeña Escala y entregan o venden sus excedentes al Comercializador que le presta el servicio.
Resolución CREG 174 de 2021	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
Resolución MME 40509 de 2024	Mediante la cual se reglamenta el Registro de Comunidades Energéticas (RCE) y se definen los Criterios de Focalización y Priorización para la orientación de recursos públicos con destino a Comunidades Energéticas y, otras disposiciones.
Resolución UPME 501 de 2024	Por la cual se establecen los límites máximos de potencia y dispersión de Autogenerador Colectivo y Generador Distribuido Colectivo de que trata el Decreto número 2236 de 2023.
Resolución CREG 101-072 de 2025	Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones.
Resolución 40117 de 2024	Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE
NTC 2050 última actualización	Norma Técnica Colombiana 2050 Código Eléctrico Colombiano
Acuerdo CNO 1862 de 2024 o el que se encuentre vigente en el momento de implementación	Establece requisitos de protección para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional Colombiano
NTC 4552 última actualización	Norma Técnica Colombiana 4552 Protección contra descargas eléctricas atmosféricas

NORMA	DESCRIPCIÓN
NSR 10	Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente - Norma Sismo Resistente 10"
Decreto 2820 del 2010	Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales".
Ley 1228 de julio 2008	Por la cual se determinan las franjas mínimas de retiro obligatorio o áreas de exclusión, para las carreteras del sistema vial nacional, (…)"
Ley 80 de 1993	Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública
Ley 1150 de 2007	Por medio de la cual se introducen medidas para la eficiencia y la transparencia en la Ley 80 de 1993 y se dictan otras disposiciones generales sobre la contratación con Recursos Públicos
Ley 489 de 1998	Por la cual se dictan normas sobre la organización y funcionamiento de las entidades del orden nacional, se expiden las disposiciones, principios y reglas generales para el ejercicio de las atribuciones previstas en los numerales 15 y 16 del artículo 189 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones.
Ley 1474 de 2011	Por la cual se dictan normas orientadas a fortalecer los mecanismos de prevención, investigación y sanción de actos de corrupción y la efectividad del control de la gestión pública
Ley 1437 de 2011	Por la cual se expide el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo
Decreto 1082 de 2015	Por medio del cual se expide el decreto único reglamentario del sector Administrativo de Planeación Nacional
Decreto 1073 de 2015	Por medio de la cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.
Decreto 1623 de 2015	Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas.
Resolución CREG 101 026 de 2022	Por la cual se define la fórmula tarifaria general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas en Zonas No Interconectadas
Decreto 1600 de 2024	Por el cual se modifica el Capítulo 1 y 3 del Título 4 de la Parte 1 del Libro 2 del Decreto número 1081 de 2015, Decreto Reglamentario Único del Sector Presidencia de la República, en lo relacionado con las Subcomisiones Técnicas de la Comisión Nacional de Moralización y la Estrategia Nacional de Lucha Contra la Corrupción
Ley 2294 de 2023	Las comunidades energéticas fueron incorporadas al ordenamiento jurídico colombiano mediante el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 –Plan Nacional de Desarrollo "Colombia Potencia de la Vida", el cual establece su reconocimiento como actores clave en el proceso de Transición Energética Justa. Que, en desarrollo de dicha disposición legal, el Gobierno nacional expidió el Decreto 2236 de 2023, mediante el cual se reglamentan las comunidades energéticas y se crean dos nuevas figuras jurídicas dentro del marco normativo nacional: el autogenerador colectivo y el generador distribuido colectivo, habilitando así su participación activa en la generación, consumo y gestión de energía a partir de fuentes no convencionales. Que, con el fin de precisar los parámetros técnicos aplicables a estas figuras, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, mediante la

NORMA	DESCRIPCIÓN
	Resolución 501 de 2024, estableció los límites máximos de capacidad instalada y criterios de dispersión geográfica para proyectos de generación desarrollados bajo el esquema de comunidades energéticas. Que, complementariamente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, expidió la Resolución CREG 101 072 de 2025, la cual armoniza el marco regulatorio para permitir la participación efectiva de ciudadanos, empresas y organizaciones en esquemas de generación, consumo y gestión energética colectiva.

El objetivo de este marco normativo es fomentar la eficiencia energética, promover la reducción de las tarifas para los usuarios finales, y estimular el uso de energías renovables, facilitando la articulación entre actores públicos y privados en el desarrollo de proyectos energéticos descentralizados.

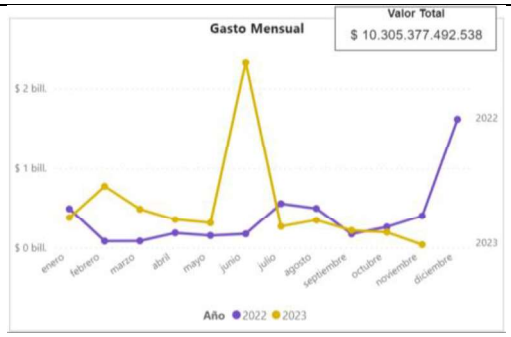
4. ANÁLISIS DE LA OFERTA

Para el análisis de la oferta, se analizó desde la herramienta de análisis de la oferta del Modelo de Abastecimiento Estratégico de Colombia Compra Eficiente, empleando los siguientes códigos de las Naciones Unidas:

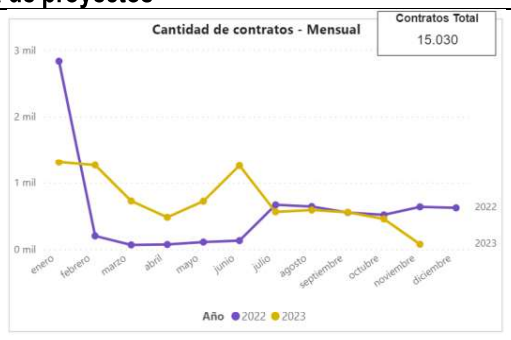
SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE
81	10	17	00	Ingeniería eléctrica y electrónica
80	10	16	00	Gerencia de proyectos
41	11	37	00	Instrumentos de medición y comprobación de comunicación electrónica
83	10	18	00	Servicios eléctricos
72	15	15	00	Servicios de sistemas eléctricos

Empleando los códigos de Naciones Unidas para Gerencia de proyectos, se encuentra en la herramienta de análisis de la oferta del Modelo de Abastecimiento Estratégico para los años 2022 a 2025, por un valor total de gasto de las entidades públicas de $10.305.377 millones de pesos para un total de 15.030 contratos adjudicados en SECOP II frente al código 80101600:

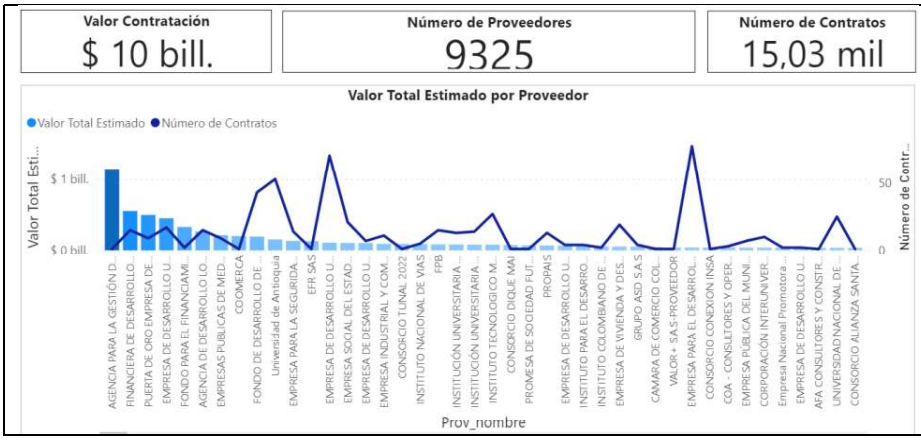
80101600 – Gerencia de proyectos



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

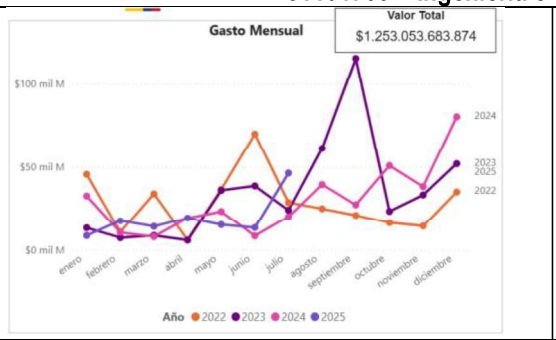


Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

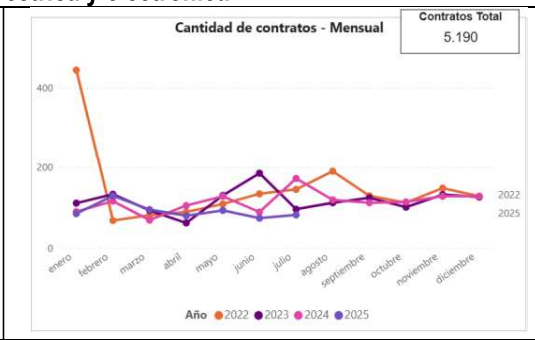
Adicionalmente, se encuentra que Agencia para la Gestión del Paisaje, el Patrimonio y las Alianzas Público-Privadas - APP es la empresa que cuenta con el contrato de mayor valor para un total de $1.140.538 millones de pesos, pese a haber adjudicado solo 1 contrato, mientras que la Empresa de Desarrollo Urbano de la Ceja tiene la mayor cantidad de contratos adjudicados con un total de 68 contratos, los cuales representan un valor total de $99.934 millones de pesos.

Para la categoría de Ingeniería eléctrica y electrónica, se obtuvo un valor total de gasto de las entidades públicas de $1.253.053 millones de pesos para un total de 5.190 contratos adjudicados en SECOP II:

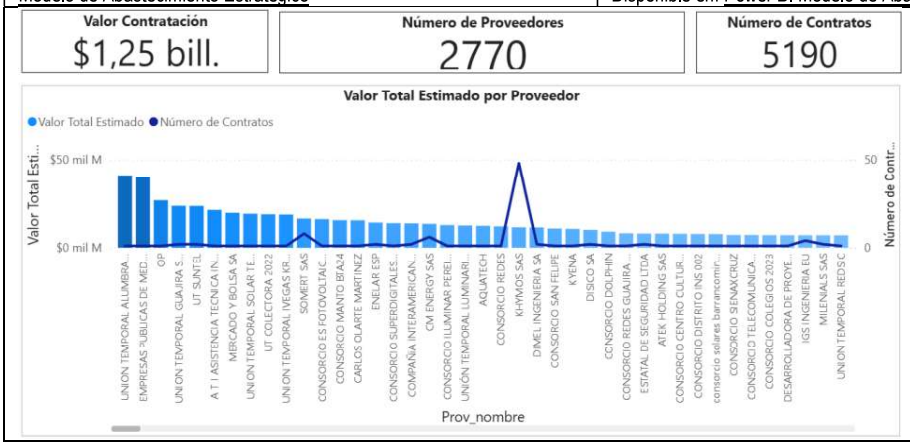
81101700 – Ingeniería eléctrica y electrónica



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

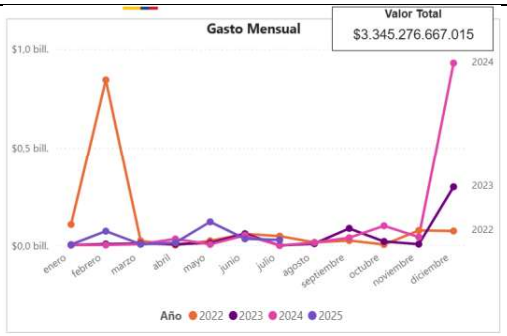


Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

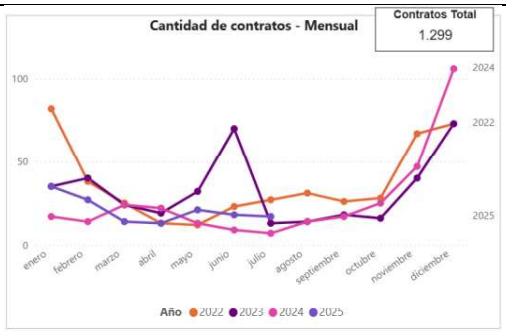
Se encuentran 2.770 proveedores con 5.190 contratos adjudicados, la Unión temporal alumbrado inteligente es el proveedor con mayor valor en adjudicaciones, con $40.907 millones de pesos con solo un contrato, seguido de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. con $40.000 millones de pesos con un contrato. Por otra parte, el proveedor con mayor número de contratos es KHYMOS SAS con 48 contratos, por un valor total de $11.513 millones de pesos.

Para la categoría de servicios eléctricos, se obtuvo un valor total de gasto de las entidades públicas de $3.345.276 millones de pesos para un total de 1.299 contratos adjudicados en SECOP II:

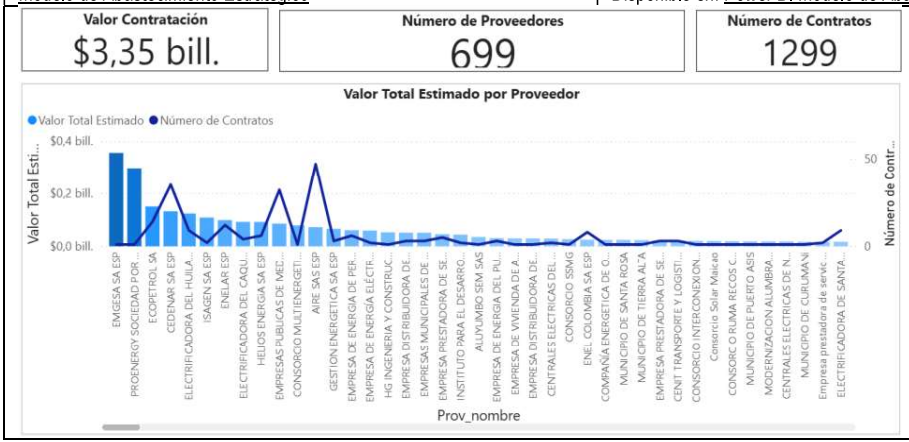
83101800 – Servicios eléctricos



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

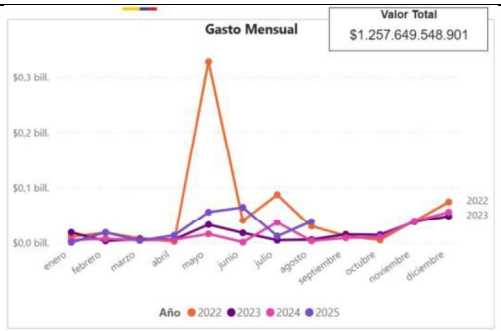


Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

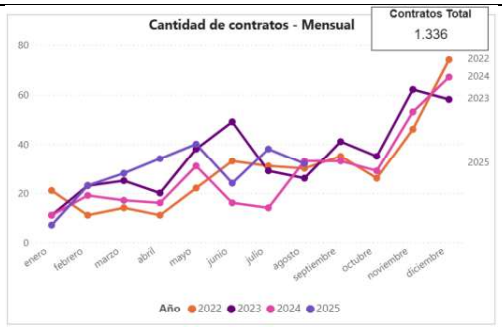
Se encuentran 699 proveedores con 1.299 contratos adjudicados, de los cuales EMGESA SA ESP, es el proveedor con mayor valor ejecutado de $355.668 con un (1) contrato ejecutado; seguido de PROENERGY y ECOPETROL SA. Por otra parte, CEDENAR SA ESP es uno de los proveedores con mayor número de contratos, siendo treinta y cinco (35) contratos adjudicados por un valor total de $132.032 millones de pesos.

Para la categoría de servicios eléctricos, se obtuvo un valor total de gasto de las entidades públicas de $1.257.649 millones de pesos para un total de 1.336 contratos adjudicados en SECOP II:

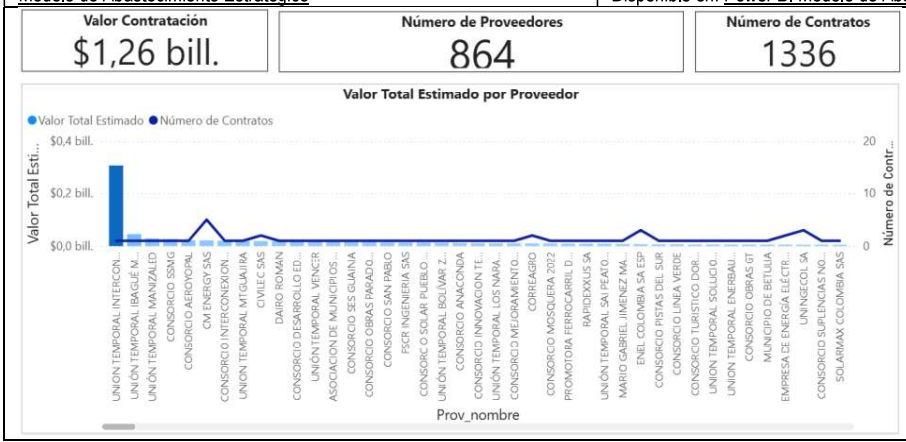
72151500 – Servicios de sistemas eléctricos



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

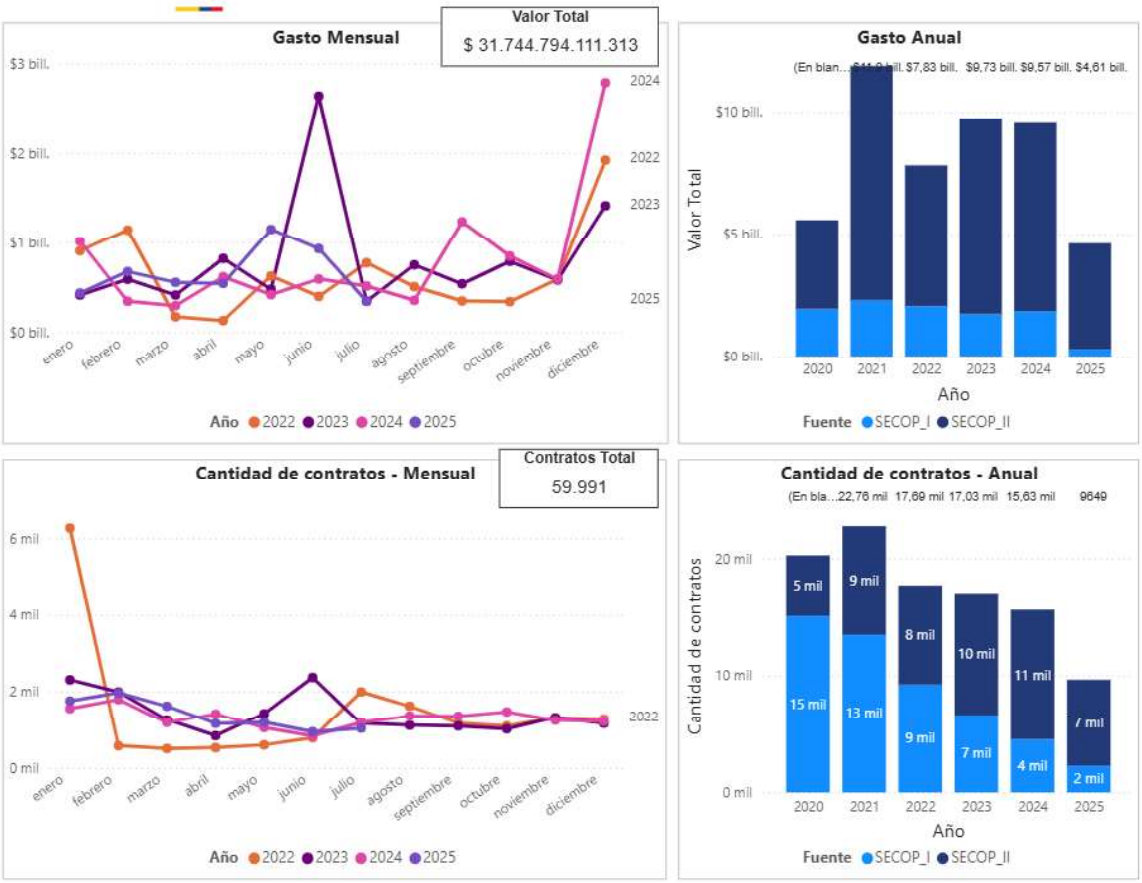


Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

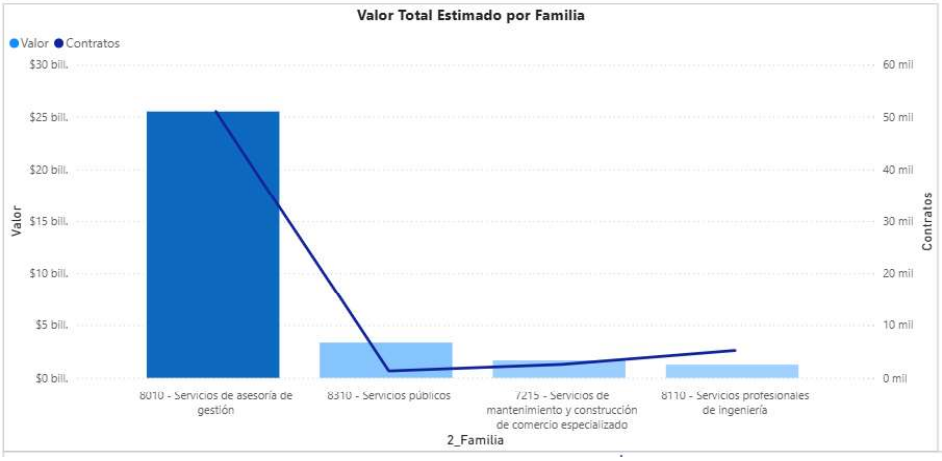
Se encuentran 864 proveedores con 1.336 contratos adjudicados, de los cuales UNION TEMPORAL INTERCONEXION DEL PACÍFICO, es el proveedor con mayor valor ejecutado de $308.429 millones de pesos con 1 contrato ejecutado; CM ENERGY SAS, fue el proveedor con más contratos ejecutados por un valor total de 21.555 millones de pesos. Por otra parte, para empresas de servicios públicos se encuentra a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO SA ESP, con tres contratos adjudicados por el valor de 30.981 millones de pesos con el INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE, y un contrato con el MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA por el valor de 22.106 millones de pesos, con ambas entidades por la modalidad de contratación directa.

5. ANÁLISIS DE DEMANDA

El análisis de la demanda se efectuó desde la herramienta de análisis de la demanda del Modelo de Abastecimiento Estratégico (MAE) de Colombia Compra Eficiente, empleando los códigos de las Naciones Unidas establecidos en el anterior numeral:



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico



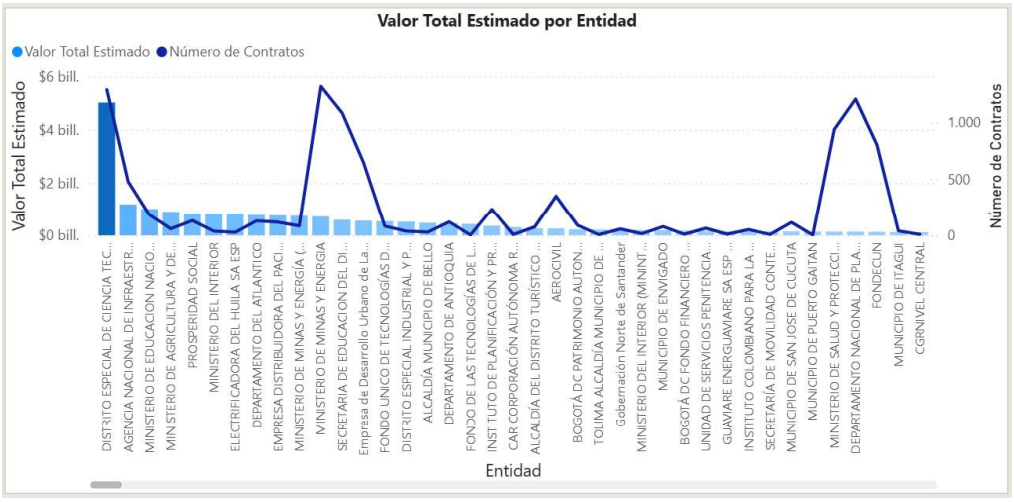
Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

Se encuentra que la mayor parte de los contratos que se adjudicaron para los servicios relacionados con los anteriores Códigos de Naciones Unidas señalados, son de contratación directa con $16,54 bill. y de régimen especial con $10,23 bill.

Por otra parte, se encuentran las siguientes entidades como aquellas que en su mayoría demandaron estos servicios:



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

Se encuentra que el DISTRITO ESPECIAL DE CIENCIA TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN DE MEDELLÍN, fue la entidad que más contrató este tipo de servicios, seguido de la AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA. Por su parte, el MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA tiene 1.316 contratos por un valor total de $723.331 millones de pesos.

Respecto al Ministerio de Minas y Energía, y con el fin de establecer el "cómo" del consumo de los recursos públicos asociados a los códigos con los que se caracterizó el presente proceso, se hará igualmente el análisis de las vigencias 2023-2024 y lo corrido del 2025 de los contratos estatales celebrados por la entidad.

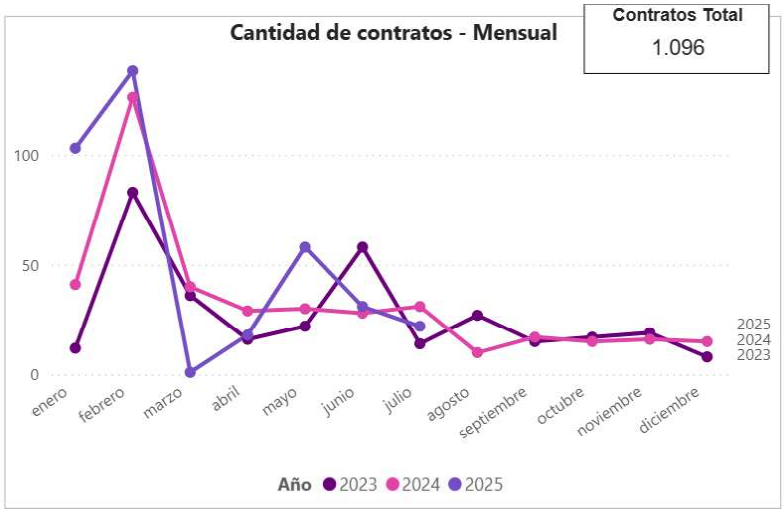
Según el Modelo de Abastecimiento Estratégico durante las vigencias ya mencionadas, se celebraron 63.620 contratos por un monto aproximado de $31.279.855.710.527, como se muestra en la siguiente gráfica:



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

El importante gasto relacionado en la gráfica anterior brinda un panorama de la similitud y continua ocurrencia de la celebración de contratos mediante la misma categorización que pretende el Ministerio de Minas y Energía dando garantía de una buena y aprobada práctica de contratación.

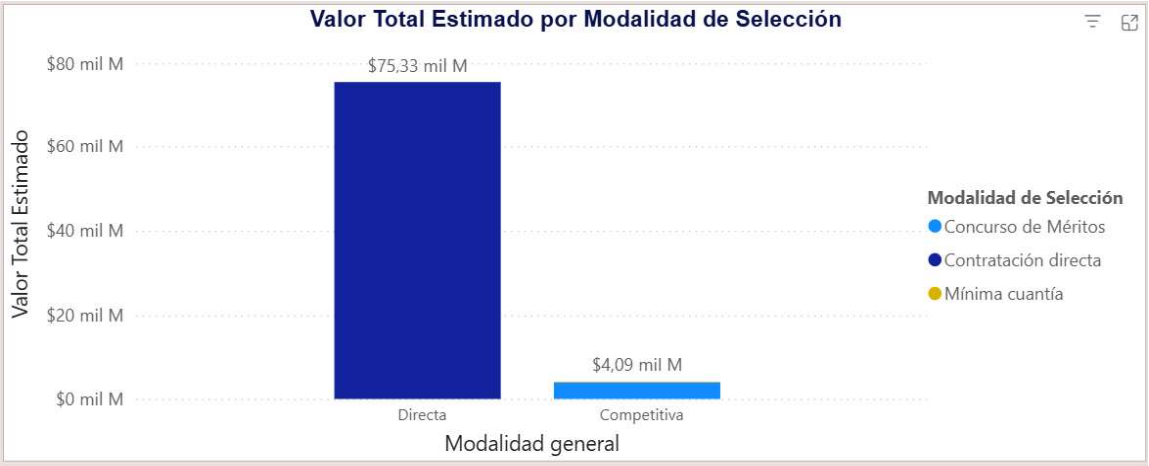
De igual manera se realiza el análisis para la contratación en la misma vigencia llevada a cabo por parte del Ministerio, arrojando los siguientes datos:



Gr Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

El Ministerio ejecutó 1.096 contratos por un valor total de $79.416.227.864 siendo este monto el 0,25% de los contratos celebrados en su totalidad por el estado asociados a los códigos seleccionados.

Es importante aclarar que dentro de esta clasificación existen contratos por prestación de servicios que en cierta medida no obedecen exactamente al objeto del presente contrato y afectan la estadística requerida, razón por la cual como se muestra en la siguiente gráfica la modalidad predominante de la contratación en el Ministerio es Directa.



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

El 94% de la contratación se realizó mediante contratación directa, equivalente a $73.33 mil millones y el saldo, correspondiente a 6% por proceso competitivo por parte de la entidad.

Ahora bien si bien es cierto los CPS son el principal tipo de contrato asociado a la contratación directa, los contratos y convenios interadministrativos como el que se está desarrollando en el presente documento, también hacen parte de la modalidad de contratación directa, lo que establece que la presente contratación se encuentra dentro de los procesos normales ejecutados por el Ministerio.

Aunado a lo anterior se realiza el mismo análisis para la contratación estatal reportada en el MAE, en donde prevalece la misma tendencia, como se muestra en la siguiente gráfica:



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

A diferencia del comportamiento del Ministerio y como lógica consecuencia al abarcar entidades de toda naturaleza, las categorías de modalidades de contratación varían y se aumentan como consecuencia de la naturaleza de las diferentes entidades que abarca el estado, lo anterior, sin que al igual que el Ministerio la modalidad predominante sea la Directa con un total de 51.61% del gasto público asociado.

5.1. Adquisiciones anteriores del servicio por parte de la entidad

La entidad suscribió contratos con objeto similar al de la presente contratación, los cuales se relacionan a continuación:

NÚMERO DEL CONTRATO	OBJETO	MODALIDAD	VALOR CONTRATO	CONTRATISTA ADJUDICADO	LINK
GGC- 659-2020	DISEÑO SUMINISTRO INSTALACION Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DE LA SOLUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA VIVIENDA INDIVIDUAL CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLES FNCER UBICADAS EN ZONA RURAL DEL DPTO DE AMAZONAS	Contratación directa	$9.683.028.649	GESTION ENERGETICA SA ESP	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.1629702&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
CD-287-2017	AMPLIAR LA COBERTURA Y PROCURAR LA SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - ZNI, MEDIANTE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO ¨ENERGIZACIÓN RURAL MEDIANTE SOLUCIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y REDES DE BAJA TENCIÓN PARA LAS COMUNIDADES DE LOS RESGUARDOS INDIGENAS UMANA Y EL TIGRE DEL MUNICIPIO PUERTO GAITAN - META - FASE I¨DEL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA ENERGIZACIÓN DE ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI	Contratación directa	$6.603.078.550	ELECTRIFICADORA DEL META S.A E.S.P	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.291590&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
CD-1956-2023	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LAS LOCALIDADES DE LOS CONSEJOS COMUNITARIOS DE ALTO MIRA Y FRONTERA, RÍO CHAGÚI Y RÍO ROSARIO EN EL MUNICIPIO DE TUMACO Y LOCALIDAD LAGUNA DE CHIMBUZA DEL CONSEJO COMUNITARIO UNIÓN DE CUENCAS EN EL MUNICIPIO DE ROBERTO PAYAN - DEPARTAMENTO DE NARIÑO	Contratación directa	$16.358.903.894	CEDENAR S.A. E.S.P.	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.5366822&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
CD-2126-2024	Ejecutar el proyecto "CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS EN VIVIENDA RURAL DISPERSA DE LOS MUNICIPIOS DE NÁTAGA, ÍQUIRA, CAMPOALAGRE, GIGANTE, ALGECIRAS, ACEVEDO, LA PLATA, VILLAVIEJA, GUADALUPE, GARZÓN, TESALIA, TERUEL, COLOMBIA, SAN AGUSTÍN Y PITALITO EN EL DEPARTAMENTO	Contratación directa (con ofertas)	$56.122.029.046	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7235518&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true

NÚMERO DEL CONTRATO	OBJETO	MODALIDAD	VALOR CONTRATO	CONTRATISTA ADJUDICADO	LINK
	DEL HUILA" para ampliar la cobertura y prestar el servicio de energía eléctrica el cual será ejecutado por el OPERADOR bajo su responsabilidad, en los términos del presente contrato, para la entrega de la infraestructura al				
CD-1077-2020	CONSTRUCCIÓN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO CON AUTONOMÍA DE 1 DÍA QUE PERMITA EL ACCESO AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 702 VIVIENDAS DEL SECTOR RURAL DEL MUNICIPIO DE PUERTO RICO	Contratación directa (con ofertas)	$13.469.510.547	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.1626429&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
CD-929-2022	Ampliar la cobertura y prestar el servicio de energía eléctrica, en condiciones de calidad y confiabilidad, en las zonas rurales del Sistema Interconectado Nacional - SIN, conforme los reglamentos técnicos mediante la ejecución del proyecto "CONSTRUCCIÓN PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL POR MEDIO DE REDES ELÉCTRICAS EN LA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE ABREGO, NORTE DE SANTANDER".-, el cual será ejecutado por el ADMINISTRADOR bajo su responsabilidad, en los términos del presente Contrato, para la entr	Contratación directa (con ofertas)	$11.892.523.345	GESTION ENERGETICA SA ESP	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.2787759&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
CD-2123-2024	Ejecutar el proyecto "CONSTRUCCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN LA CABECERA MUNICIPAL BETÉ Y LAS VEREDAS DE PAINA, TANGUI, BAUDO GRANDE, BAUDOSITO Y PUNE PERTENECIENTES A LA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO DEPARTAMENTO DEL CHOCO" para ampliar la cobertura y prestar el servicio de energía eléctrica el cual será ejecutado por el OPERADOR bajo su responsabilidad, en los términos del presente Contrato, para la entrega de la infraestructura al MINISTERIO la cual es financiada con el Fon	Contratación directa (con ofertas)	$22.106.809.608	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7232605&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
CD-2127-2024	Ejecutar el proyecto "CONSTRUCCION ELECTRICACION RURAL 29 VEREDAS MUNICIPIO SAN JOSE DEL FRAGUA Y MUNICIPIOS ALEDAÑOS DEL CAQUETA" para ampliar la cobertura y prestar el servicio de energía eléctrica el cual será ejecutado por el OPERADOR bajo su responsabilidad, en los términos del presente Contrato, para la entrega de la infraestructura al MINISTERIO la cual es financiada con el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER	Contratación directa (con ofertas)	$14.001.313.099	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. ESP	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7232601&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true

NÚMERO DEL CONTRATO	OBJETO	MODALIDAD	VALOR CONTRATO	CONTRATISTA ADJUDICADO	LINK
GGC-1366-2024	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN, CON MONTAJE DE SUBESTACIÓN 34.5 KV Y SUBESTACIÓNES EN POSTE PARA LA ZONA RURAL DE CRISTALINA Y BAJO LOZADA DEL MUNICIPIO DE SAN VICENTE DEL CAGUAN, DEPARTAMENTO DEL CAQUETÁ	Contratación directa (con ofertas)	$56.527.424.841	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. ESP	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7232197&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
GGC-1075-2023	Aunar esfuerzos técnicos; administrativos y financieros para fortalecer la estrategia del diálogo social que impulse la participación de diferentes actores territoriales en el marco de la política pública de transición energética justa.	Contratación directa	$6.016.006.481	Organización Internacional para las Migraciones	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.5134368&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
GGC 612 DE 2017	Ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas - ZNI; mediante la ejecución del proyecto DISEÑO Y CONSTRUCCION DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA del Fondo de Apoyo Financiero para Energización de Zonas No Interconectadas	Contratación directa	$18.465.992.736	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.286467&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
GGC 520 2017	AMPLIAR LA COBERTURA Y PROCURAR LA SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - ZNI MEDIANTE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA VIVIENDAS RURALES EN LAS VEREDAS.	Contratación directa	$14.324.869.954	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.245639&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
GGC 611 DE 2017	Ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas - ZNI; mediante la ejecución del proyecto "DISEÑO Y CONSTRUCCION DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA" del Fondo de Apoyo Financiero para Energización de Zonas No Interconectadas	Contratación directa	$9.069.692.580	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE	https://community.secop.gov.co/Pblic/Tendering/OpportunityDetail/Inx?noticeUID=CO1.NTC.285902&iromPublicArea=True&isModal=truasPopupView=true

Como se puede apreciar, la entidad ha adelantado contratos que guardan relación con el presente objeto y se han adjudicado mediante la modalidad de contratación directa.

Desde la vigencia 2020 hasta la del 2024 se han celebrado contratos por un total de $254.641.183.330 asociados a diseños mediante contratación directa y por tipología de contrato o convenio interadministrativo.

5.2. Adquisiciones anteriores del servicio por parte de otras entidades

Revisando en el portal de SECOP II procesos contractuales con objetos similares al objeto a contratar, se encuentran los siguientes procesos:

NÚMERO DE PROCESO	TIPO DE PROCESO	ENTIDAD	DESCRIPCIÓN	CONTRATISTA	REMUNERACIÓN	MONTO CONTRATADO	LINK
IPSE-215-2024	Contratación directa	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE	Implementación de soluciones energéticas sostenibles en la zona rural de los departamentos de Chocó, Vichada y Guainía.	Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P	REMUNERACIÓN DE LA ASISTENCIA TÉCNICA A DISPAC S.A. E.S.P. Las partes acuerdan como remuneración por la administración del proyecto y asistencia técnica, que incluye la ejecución de los recursos del proyecto, energización y entrega de las SISFV en operación a los usuarios y a la COMUNIDAD ENERGÉTICA constituida, de acuerdo con lo indicado en el alcance del contrato, un valor equivalente al cinco (5%) del valor de los costos directos más indirectos del proyecto, así como de los costos de interventoría, implementación del PMA y del plan de gestión social, cuyo valor asciende a la suma de MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y OCHO MILLONES NOVECIENTOS TREINTA Y UN MIL CINCUENTA Y NUEVE PESOS ($1.288.931.059) M/CTE, de acuerdo con los presupuestos contenidos en los anexos técnicos.	$27.067.552.244	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.6692909&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
IPSE-074-2020	Contratación directa	stituto de anificación y romoción de oluciones nergéticas ara las onas No terconectadas IPSE	Desarrollar proyectos energéticos sostenibles con fuentes no convencionales de energía en las ZNI del Departamento del Guainía	Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P	No discrimina	$10.000.000.000	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.1511071&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
IPSE-267-2024	Contratación directa	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones	Implementación de la central de generación híbrida para la ampliación de la cobertura a las comunidades de la zona de influencia de Guachalito en el	Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P	REMUNERACIÓN DE LA ASISTENCIA TÉCNICA A DISPAC S.A. E.S.P. Las partes acuerdan como remuneración por la administración del	$2.115.980.900	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7213660&isFromPublicArea=True&isModal=tru

NÚMERO DE PROCESO	TIPO DE PROCESO	ENTIDAD	DESCRIPCIÓN	CONTRATISTA	REMUNERACIÓN	MONTO CONTRATADO	LINK
		Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE	municipio de Nuqui, Departamento del Chocó		proyecto y asistencia técnica, que incluye la ejecución de los recursos del proyecto, energización y entrega de las soluciones energéticas en operación a los usuarios y a la COMUNIDAD ENERGÉTICA constituida, de acuerdo con lo indicado en el alcance del contrato, un valor equivalente al cinco (5%) del valor de los costos directos más indirectos del proyecto, así como de los costos de interventoría, cuyo valor asciende a la suma de OCHENTA Y TRES MILLONES QUINIENTOS VEINTITRÉS MIL CIENTO OCHENTA Y DOS PESOS ($83.523.182) M/CTE, de acuerdo con los presupuestos contenidos en los anexos técnicos.		e&asPopupView=true
IPSE-261-2024	Contratación directa	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE.	Realizar la gerencia de proyectos para la adquisición, instalación, pruebas y puesta en servicio de un sistema de monitoreo de energía eléctrica para soluciones solares individuales fotovoltaicas (SSIFV), en el municipio de Manaure en el departamento de La Guajira con transmisión de datos al centro nacional de monitoreo ubicado en Bogotá	Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P	REMUNERACIÓN DE LA GERENCIA DE PROYECTOS Y ASISTENCIA TÉCNICA A DISPAC S.A. E.S.P.Las partes acuerdan como remuneración por la administración del proyecto y asistencia técnica, que incluye la ejecución de los recursos del proyecto, energización y entrega de la infraestructura en operación a los usuarios y al operador, de acuerdo con lo indicado en el alcance del contrato, un valor equivalente al cinco (5%) del valor de los costos directos más indirectos del proyecto, así como de los costos de interventoría, cuyo valor asciende a la suma de OCHENTA Y CINCO MILLONES SEISCIENTOS SIETE MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y SEIS PESOS ($85.607.296) M/CTE, de acuerdo con los presupuestos	$1.797.753.221	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7169374&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true

NÚMERO DE PROCESO	TIPO DE PROCESO	ENTIDAD	DESCRIPCIÓN	CONTRATISTA	REMUNERACIÓN	MONTO CONTRATADO	LINK
					contenidos en los anexos técnicos.		
IPSE-142-2021	Contratación directa	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE	Desarrollar e implementar soluciones individuales solares fotovoltaicas SISFV para la ampliación de cobertura y mejorar las centrales de generación en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI.	Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P	REMUNERACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN Y ASISTENCIA TÉCNICA POR PARTE DE DISPAC S.A. E.S.P. Las partes acuerdan como remuneración por la administración del proyecto y asistencia técnica, que incluye la ejecución de los recursos del proyecto, energización y entrega de la SISFV en operación a los usuarios y al operador, de acuerdo con lo indicado en el alcance del contrato, un valor equivalente al cinco (5%) del valor de los costos directos más indirectos del proyecto, así como de los costos de interventoría, cuyo valor asciende a la suma de TRES MIL SETECIENTOS DIEZ MILLONES DOSCIENTOS SESENTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS VEINTITRÉS PESOS ($3.710.266.723) M/CTE, de acuerdo con los presupuestos contenidos en los anexos técnicos.	$78.242.037.315	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.2395447&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
DC-SI-CD-188-2021	Contratación directa	Gobernación Del Cauca	Aunar esfuerzos técnicos y administrativos para realizar los estudios y diseños para la construcción de redes eléctricas aéreas en zonas rurales de varios municipios del departamento del Cauca	Centrales Electricas Del Cauca S.A Esp	No discrimina	$4.236.371.078	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.1952218&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
CD-2022-CONT-4512	Contratación directa	Gobierno Departamental	Contratar entre el departamento del Tolima y la empresa generadora de energía del Tolima EGETSA SA E.S.P "Construcción para la electrificación por medio de redes eléctricas para el sector rural veredas, Palomar, China Alta y Santa Rita del Municipio de Anzoategui	Empresa Generadora De Energía Del Tolima S.A. E.S.P.	No discrimina	$1.732.736.920	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.3581241&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true

NÚMERO DE PROCESO	TIPO DE PROCESO	ENTIDAD	DESCRIPCIÓN	CONTRATISTA	REMUNERACIÓN	MONTO CONTRATADO	LINK
IPSE-097-2021	Contratación directa	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE	Desarrollar la implementación de soluciones individuales solares fotovoltaicas en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI En Los Municipios de San Martín De Loba (Bolívar), Valencia (Córdoba) Y Puerto Asís (Putumayo).	Gestión Energética SA ESP	No discrimina	$3.905.309.239	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.2092614&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
IPSE-205-2024	Contratación directa	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE	Implementación de soluciones energéticas sostenibles para la ampliación de cobertura a comunidades de la zona rural y dispersa del municipio de Albania en el Departamento de La Guajira.	Electrificadora Del Caquetá S.A. ESP	REMUNERACIÓN DE LA ASISTENCIA TÉCNICA A ELECTROCAQUETÁ S.A.E.S.P. Las partes acuerdan como remuneración por la administración del proyecto y asistencia técnica, que incluye la ejecución de los recursos del proyecto, energización y entrega de las SISFV en operación a los usuarios y a la COMUNIDAD ENERGÉTICA constituida, de acuerdo con lo indicado en el alcance del contrato, un valor equivalente al cinco (5%) del valor de los costos directos más indirectos del proyecto, así como de los costos de interventoría, implementación del PMA y del plan de gestión social, cuyo valor asciende a la suma de QUINIENTOS CATORCE MILLONES SETECIENTOS DIECINUEVE MIL CIENTO SEIS PESOS ($514.719.106) M/CTE, de acuerdo con los presupuestos contenidos en los anexos técnicos.	$10.294.382.128	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.6590615&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
SGC-CDCI-023-2021	Contratación directa Justificación: Contratos o convenios Interadministrativos	Servicio Geológico Colombiano	Aunar esfuerzos técnicos administrativos y financieros para contribuir con procedimientos técnicos científicos en los servicios de análisis geoquímicos en muestra de roca; extractos de roca y crudo y análisis	Universidad Industrial De Santander		$1.531.109.627	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.2258319&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true

NÚMERO DE PROCESO	TIPO DE PROCESO	ENTIDAD	DESCRIPCIÓN	CONTRATISTA	REMUNERACIÓN	MONTO CONTRATADO	LINK
			de propiedades petrofísicas				

De acuerdo con los contratos encontrados en datos abiertos, se evidencia lo siguiente:

1) Predominio de IPSE y ZNI. La mayor parte de los procesos con ESP son del IPSE y se orientan a Zonas No Interconectadas (ZNI) para ampliación de cobertura, SISFV, centrales híbridas y monitoreo. Esto encaja con su mandato y con la lógica del operador de red (OR) único por área.

2) Volumen y "ticket" típico. En la muestra se identifican 13 procesos con ESP por ≈ $140,7 mil millones COP en total.

- Mediana: ~$2,12 mil millones (contratos "tipo" de montaje/implementación puntual).
- Rango frecuente: ~$0,3 a $4,2 mil millones.
- Grandes casos: ~$10–27 mil millones; un macrocontrato de ~$78 mil millones (expansión SISFV a gran escala)
- Hay un caso de aporte en especie ($0) para uso y goce de infraestructura (administración, operación y mantenimiento – AOM), habitual cuando el OR asume la continuidad del servicio.

3) Objetos recurrentes con ESP.

- SISFV y soluciones aisladas/híbridas
- Electrificación rural y redes aéreas
- Monitoreo y telemetría para SSIFV
- AOM y uso de infraestructura del sistema
- Trámites de conexión e integración al sistema de distribución (SIN/ZNI).

4) Justificación de la modalidad. La contratación directa con ESP se sustenta típicamente en:

- Continuidad y seguridad del servicio (RETIE/estándares técnicos, garantías y homologaciones del OR).
- En casos interadministrativos con electrificadoras públicas/mixtas, concurren además las causales de contrato interadministrativo.
- Para soluciones domiciliarias, el marco de servicios públicos (Ley 142 de 1994) habilita relaciones contractuales especializadas con ESP.

Con base en los casos recopilados, la contratación directa con ESP es coherente, eficiente y jurídicamente defendible para proyectos en ZNI y para intervenciones sobre redes existentes, siempre que se documente: (i) la continuidad del servicio y cumplimiento normativo (RETIE), y (iii) la razonabilidad económica del presupuesto frente a precedentes y condiciones territoriales. Esto ha permitido materializar ampliaciones de cobertura, SISFV y soluciones híbridas con resultados verificables en Chocó, Guainía, Vichada y La Guajira.

Por otra parte, frente a la remuneración en los contratos de IPSE con empresas operadoras la remuneración se formula como honorarios de administración/gerencia y asistencia técnica del 5% sobre la base: costos directos + indirectos y costos asociados (interventoría, PMA y plan de gestión social, cuando aplican).

Los valores consignados confirman ese patrón, con proporciones efectivas entre ≈4,7% y 5,0% del monto contratado, diferencia explicada porque el 5% se calcula sobre la base técnica (costos elegibles) y no necesariamente sobre el valor total del contrato (que puede incluir rubros no base o impuestos).

El mismo esquema del 5% se usa tanto para implementación de SISFV/híbridas como para gerencia/monitoreo (Manaure – IPSE-261-2024).

Hay casos sin remuneración explícita ("No discrimina") en convenios interadministrativos con universidades/entidades públicas (ANE, SGC, CAR, municipios, UPME): allí el convenio no separa honorarios como porcentaje, sino que integra costos en el presupuesto global o son de aporte (incluso uno con $0 por cesión/uso de activos).

Como referente sectorial para proyectos ZNI/comunidades energéticas, es defendible una remuneración aproximada del 5% sobre la base de costos elegibles, incluyendo interventoría y componentes socio-ambientales cuando estén a cargo del ejecutor.

Para consistencia, en el estudio de sector conviene explicitar la base sobre la cual se aplica el porcentaje y mostrar un rango de referencia 4,0%–5,0%, aclarando que la variación proviene de diferencias entre base técnica vs. valor total.

En contratos comparables de IPSE la práctica estándar es remunerar la administración/gerencia y asistencia técnica con un 5% de los costos elegibles (directos, indirectos y asociados). Este benchmark es coherente con proyectos de SISFV e híbridos en ZNI y sirve como parámetro técnico para justificar la remuneración propuesta, siempre que se defina con precisión la base de cálculo y se documente por qué ciertos contratos (sin detalle de honorarios o de aporte) no se usan para la comparación. Lo anterior teniendo en cuenta que se establece un Costo de gestión y dirección de proyectos del 3,5%.

6. INDICADORES FINANCIEROS MÍNIMOS HABILITANTES

Considerando lo dispuesto en los Decretos 399 de 2021 y 579 de 2021, medidas para la reactivación económica, en los procedimientos de selección se debe evaluar la capacidad financiera y organizacional de los oferentes con indicadores con corte a 31 de diciembre de 2024.

No obstante, cuando la Entidad acude a contratación directa con una ESP en su calidad de Operador de Red/prestador del servicio público domiciliario, la exigencia de indicadores financieros y de capacidad organizacional como requisitos habilitantes propios de procesos competitivos no resulta aplicable en los mismos términos, por tratarse de una causal de selección objetiva distinta (art. 2 de la Ley 1150 de 2007 y Decreto 1082 de 2015), usualmente sustentada en: (i) ausencia de pluralidad de oferentes para actuar sobre la red existente o ejecutar actividades reservadas al Operador de Red; y/o (ii) la naturaleza del servicio público regulado por la Ley 142 de 1994 y la regulación CREG, que asigna responsabilidades exclusivas y condiciones técnicas al prestador. (En caso de ESP oficial o mixta con objeto misional pertinente, también puede operar la causal interadministrativa).

Aun así, con fines de debida diligencia y gestión del riesgo, se incorpora de manera complementaria un análisis de solidez institucional de la ESP seleccionada, usando indicadores financieros sectoriales (corte 31/12/2024), para verificar su capacidad de ejecución y sostenibilidad operativa del proyecto. Este análisis no tiene carácter habilitante ni competitivo; es un insumo técnico para soportar la razonabilidad de la contratación directa. Para obtener la información de referencia y establecer los indicadores mínimos habilitantes, se realizaron búsquedas de las empresas del sector en las bases de datos públicas que contienen la información de los estados financieros de las empresas:

- Sistema Integrado de Información Societaria (SIIS) de la Superintendencia de Sociedades[8]:

- Se realizaron los siguientes filtros con los siguientes códigos CIIU:

✓ Código CIIU M7112 - Actividades de ingeniería y otras actividades conexas de consultoría técnica. El resultado de este filtro dio como resultado la información de quinientos nueve (509) empresas.
✓ Código CIIU M7490 – Otras actividades profesionales, científicas y técnicas n.c.p. El resultado de este filtro dio como resultado la información de ochenta y tres (283) empresas.
✓ Código CIIU D3511 - Generación de energía eléctrica. El resultado de este filtro dio como resultado la información de quince (15) empresas.
✓ Código CIIU D3512 - Transmisión de energía eléctrica. El resultado de este filtro dio como resultado la información de tres (3) empresas.

En total, se cuenta con una muestra de ochocientos diez (810) empresas para realizar los análisis.

Teniendo en cuenta que en la muestra de los estados financieros de las empresas del sector se identificaron datos atípicos, se procedió a "normalizar" la muestra, excluyendo dichos indicadores con el fin de evitar distorsiones al calcular las medidas de tendencia central. Para normalizar la muestra se utiliza el criterio del rango intercuartílico[9] propuesto en la GEES[10] para el manejo de datos atípicos. Este criterio "permite entender entre cuáles valores se ubica la mitad de los datos en la parte central de la distribución"[11]. De acuerdo con lo descrito en la Guía, la metodología para calcular este promedio consiste en descartar aquellos datos que sean inferiores al primer cuartil (Q1) menos el 150% del rango intercuartílico y todo valor que sea mayor al tercer cuartil (Q3) más el 150% del rango intercuartílico. Una vez excluidos los datos atípicos se obtiene la muestra normalizada y se calcula el promedio con esta muestra. El promedio de cada uno de los indicadores de la muestra normalizada, luego de aplicado el tratamiento estadístico previamente descrito, es el siguiente:

Tabla Indicadores de capacidad financiera y organizacional promedio del sector. Promedio de la muestra normalizada utilizando el criterio del rango intercuartílico

	ÍNDICE DE LIQUIDEZ (Veces)	ÍNDICE DE ENDEUDAMIENTO	RAZÓN DE COBERTURA DE INTERESES (Veces)	CAPITAL DE TRABAJO	RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO	RENTABILIDAD DEL ACTIVO
2024	3,29	0,43	4,55	3.932.976,10	0,16	0,08

Del análisis de los datos, se puede identificar que:

- El índice de liquidez promedio de la muestra normalizada es de 3,29 veces para 2024. Se puede establecer que el 88% de las empresas analizadas cuentan con una liquidez mayor o igual a 1,0 veces.
- El índice de endeudamiento promedio de la muestra normalizada es de 0,43 veces para el año 2024, se concluye que el 81% de las empresas analizadas cuentan con un endeudamiento menor o igual a 0,70 para el mismo año.

[8] Disponible en internet: https://siis.ia.supersociedades.gov.co/
[9] Se define como la diferencia entre el tercer cuartil (Q3) y el primer cuartil (Q1) de una muestra de datos.
[10] Agencia Nacional de Contratación Pública – Colombia Compra Eficiente (CCE), Guía de Elaboración de Estudios de Sector, GEES – versión 2 del 24 de junio de 2022, disponible en internet en: https://www.colombiacompra.gov.co/manuales-guias-y-pliegos-tipo/manuales-y-guias https://www.colombiacompra.gov.co/sites/cce_public/files/cce_documentos/cce-eicp-gi-18 . gees_v.2_2.pdf. Fecha de consulta: mayo 06 de 2025.
[11] Ídem

- La razón de cobertura de intereses promedio de la muestra normalizada es de 4,55 veces para 2024. Se concluye que el 86% de las empresas analizadas cuentan con una razón de cobertura de intereses mayor o igual a 0,0.
- El promedio de la muestra normalizada del índice de rentabilidad del patrimonio es de 0,16 para el año 2024. Al analizar la muestra se evidencia que el 79% de las empresas cuentan con una rentabilidad del patrimonio mayor o igual a 0,01 para el 2024.
- El promedio de la muestra normalizada del índice de rentabilidad del activo es de 0,08 para el 2024. De igual forma, se puede establecer que el 76% de las empresas analizadas cuentan con una rentabilidad del activo mayor o igual a 0,01 para el 2024.

De acuerdo con lo anterior, se señalan los siguientes indicadores que servirán como referencia para tener una base frente a la capacidad financiera y organizacional de la ESP, estos son:

INDICADORES DE CAPACIDAD FINANCIERA

INDICADOR	FORMULA	MARGEN PARA TOMAR COMO REFERENCIA
Liquidez	Activo corriente sobre pasivo corriente	Mayor o igual a 1,0 veces
Nivel de endeudamiento	Pasivo total sobre activo total	Menor o igual a 0,70
Razón de Cobertura de intereses.	Utilidad operacional dividida por los gastos de intereses	Mayor o Igual a 0,0 veces

Cuando la cuenta de gastos de intereses sea igual a cero ($0), debido a que el proponente no tiene obligaciones financieras, ocasionando que la razón de cobertura de intereses resulte en indefinido o indeterminado, se considera que el proponente cumple con el indicador de Razón de Cobertura de Intereses.

Cuando el proponente cuente con un pasivo corriente igual a cero ($0) por lo que el índice de liquidez resulta indefinido o indeterminado, se considera que este cumple con el Indicador de Liquidez.

Cálculo de indicadores financieros:

INDICADOR	FORMULA OFERENTE INDIVIDUAL	FORMULA OFERENTE PLURAL
ÍNDICE DE LIQUIDEZ	AC / PC	$\sum_{i=1}^{n}(ACi \times \%I) / \sum_{i=1}^{n}(PCi \times \%I)$
NIVEL DE ENDEUDAMIENTO	PT / AT	$\sum_{i=1}^{n}(PTi \times \%I) / \sum_{i=1}^{n}(ATi \times \%I)$
RAZÓN DE COBERTURA DE INTERESES	UO / GI	$\sum_{i=1}^{n}(UOi \times \%I) / \sum_{i=1}^{n}(Gi \times \%I)$

INDICADORES DE CAPACIDAD ORGANIZACIONAL

INDICADOR	FORMULA	MARGEN PARA TOMAR COMO REFERENCIA
Rentabilidad del Patrimonio (RP)	Utilidad Operacional / Patrimonio	Mayor o igual a 0,01
Rentabilidad del Activo (RA)	Utilidad Operacional / Activo Total	Mayor o igual a 0,01

Cálculo Indicadores de capacidad organizacional:

INDICADOR	FORMULA OFERENTE INDIVIDUAL	FORMULA OFERENTE PLURAL
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO	UO / P	$\sum_{i=1}^{n}(UOi \times \%I) / \sum_{i=1}^{n}(Pi \times \%I)$
RENTABILIDAD DEL ACTIVO	UO / AT	$\sum_{i=1}^{n}(UOi \times \%I) / \sum_{i=1}^{n}(ATi \times \%I)$

En consecuencia, se verificó la capacidad financiera y organizacional de algunas Empresas de Servicios Públicas que ejercen actividades en el sector energético. Se verifican los indicadores financieros y de capacidad organizacional en el Registro Único de Proponentes, así como en la información financiera de distintas ESP, y se encuentra, que estos lo siguiente respecto a los márgenes de referencia analizados previamente. Estos son:

- Capacidad financiera

INDICADOR	MARGEN DE LAS ESP
Liquidez	1,74
Nivel de endeudamiento	0,44
Razón de Cobertura de intereses.	1,68

- Capacidad organizacional

INDICADOR	MARGEN DE LAS ESP
Rentabilidad del Patrimonio (RP)	0,08
Rentabilidad del Activo (RA)	0,03

Los anteriores márgenes se soportan en la información financiera (Estados de Situación Financiera y Estados de Resultados Integrales) encontrada en la plataforma del RUES, para las siguientes ESP:

- DISPAC
- CEDENAR
- GENSA
- ENERGUAVIARE
- ELECTROCAQUETA
- EMSA
- ELECTROHUILA
- ENERCA
- EEBP
- ENELAR
- EEDAS
- URRA

- GECELCA

De acuerdo con la información financiera encontrada, se calculan y analizan los indicadores de capacidad financiera y organizacional, así:

CAPACIDAD FINANCIERA

1) Índice de Liquidez (Activo Corriente / Pasivo Corriente):

El índice de liquidez es uno de los elementos más importantes en las finanzas de una empresa, por cuanto indica la disponibilidad de liquidez que tiene la empresa. La operatividad de la empresa depende de la liquidez que tenga para cumplir con sus obligaciones financieras, con sus proveedores, con sus empleados; con la capacidad que tenga para renovar su tecnología, para ampliar su capacidad industrial, para adquirir materia prima, etc. Es por esto que se requiere medir con más o menos exactitud su verdadera capacidad financiera para respaldar todas sus necesidades y obligaciones.

Activo Corriente / Pasivo Corriente. El cual determina la capacidad que tiene un proponente para cumplir con sus obligaciones de corto plazo. A mayor índice de liquidez, menor es la probabilidad de que el proponente incumpla sus obligaciones de corto plazo.

2) Índice de endeudamiento (Pasivo Total / Activo Total):

Este indicador nos muestra el grado de participación de los terceros o acreedores en el financiamiento de la empresa o sea de cada peso invertido en activos, cuánto es de terceros y las garantías que ello representa para los acreedores.

Pasivo Total / Activo Total: Este indicador determina el grado de endeudamiento en la estructura de financiación (pasivos y patrimonio) del proponente. A mayor índice de endeudamiento, mayor es la probabilidad del proponente de no poder cumplir con sus pasivos.

3) Razón de cobertura Intereses (Utilidad Operacional / Gastos de intereses):

Este Indicador mide la solvencia financiera de largo plazo con que cuenta la empresa, para hacer frente al pago de sus obligaciones con regularidad. La solvencia de la empresa dependerá de la correspondencia que exista entre el plazo de recuperación de las inversiones y el plazo de vencimiento de los recursos financieros propios o de terceros. Las razones de cobertura están diseñadas para relacionar los cargos financieros de una compañía con su capacidad para darles servicio.

Una de las razones de cobertura más tradicionales es la razón de cobertura de intereses, que es simplemente la razón de utilidades antes de impuestos para un periodo específico de reporte a la cantidad de cargos por intereses del periodo

Utilidad Operacional / Gastos de intereses: Este indicador refleja la capacidad del proponente de cumplir con sus obligaciones financieras. A mayor cobertura de intereses, menor es la probabilidad de que el proponente incumpla sus obligaciones financieras.

CAPACIDAD ORGANIZACIONAL

1) Rentabilidad del Patrimonio (Utilidad Operacional / Patrimonio):

Utilidad Operacional / Patrimonio: Determina la capacidad de generación de utilidad operacional por cada peso invertido en el patrimonio. A mayor rentabilidad sobre el patrimonio, mayor es la rentabilidad de los accionistas y mejor la capacidad organizacional del proponente.

2) Rentabilidad del Activo (Utilidad Operacional / Activo total).

Utilidad Operacional / Activo total: Este indicador determina la capacidad de generación de utilidad operacional por cada peso invertido en el activo. A mayor rentabilidad sobre activos, mayor es la rentabilidad del negocio y mejor la capacidad organizacional del proponente.

Posteriormente, con base en los indicadores de cada ESP, se calculo el promedio general para cada indicador, obteniendo así el margen referenciado.

Por lo anterior, se considera acreditada la idoneidad financiera y organizacional de las ESP, en relación con el margen general obtenidos con la muestra de las 810 empresas analizadas.

7. APLICABILIDAD DEL DECRETO 248 DE 2021

Atendiendo lo establecido en el artículo 2.20.1.1.1 del Decreto 248 de 2021 que adicionó la parte 20 al Libro 2 del Decreto 1071 de 2015 y teniendo en cuenta el artículo 2.20.1.1.3. que indica: "*Mínimo de Compras públicas de alimentos y suministros de productos agropecuarios a productores agropecuarios locales. Las entidades públicas del nivel nacional, departamental, distrital, municipal, sociedades de economía mixta, y entidades privadas que manejen recursos públicos y operen en el territorio nacional, que contraten, bajo cualquier modalidad, con recursos públicos la adquisición, suministro y entrega de alimentos en cualquiera de sus formas de atención, están en la obligación de adquirir localmente alimentos comprados a pequeños productores agropecuarios locales y/o a productores de la Agricultura Campesina, Familiar o Comunitaria locales y sus organizaciones, en un porcentaje mínimo del treinta por ciento (30%) del valor total de los recursos del presupuesto de cada entidad destinados a la compra de alimentos.*"

No aplica el decreto 248 de 2021 dado que es una contratación de un servicio de consultoría en actividades profesionales, técnicas y científicas.

8. APLICABILIDAD DEL DECRETO 1860 DE 2021

No aplica el decreto 1860 de 2021 en lo que respecta a los criterios diferenciales para empresas y emprendimientos de mujeres dado que se pretende adelantar un contrato interadministrativo en cuanto a criterios diferenciales para MiPymes, se estableció en el numeral 5.2 del presente documento para el número de contratos a acreditar en experiencia.

9. ESTUDIO DE MERCADO

Con el fin de determinar los precios promedio del mercado para el servicio requerido por la Entidad, se tomó como base lo establecido en el numeral 1.3.4. – Estudio de mercado de la "Guía de elaboración de Estudios de Sector de la Agencia Nacional de Contratación Pública CCE", en el cual se indica que el análisis de precios de los bienes o servicios que se espera contratar se puede realizar a través *"de mecanismos cómo la solicitud de cotizaciones, la consulta de bases de datos especializadas y el análisis de precios históricos*"[12].

En línea con lo anterior, se publicó la solicitud de cotización junto con la Ficha técnica en página web del SECOP II mediante el módulo Solicitud de Información a Proveedores.

---

[12] Agencia Nacional para la Contratación Pública – Colombia Compra Eficiente (CCE), Guía para la Elaboración de Estudios de Sector, versión 2. disponible en internet en:
https://www.colombiacompra.gov.co/sites/cce_public/files/cce_documentos/cce-eicp-gi-18._gees_v.2_2.pdf, fecha de consulta 12 de diciembre de 2022.

La solicitud fue identificada con el número SIP-074-2025[13] y se vinculó con los códigos UNSPSC identificados por la Entidad:

SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE
81	10	17	00	Ingeniería eléctrica y electrónica
80	10	16	00	Gerencia de proyectos
41	11	37	00	Instrumentos de medición y comprobación de comunicación electrónica
83	10	18	00	Servicios eléctricos
72	15	15	00	Servicios de sistemas eléctricos

Así las cosas, en el marco de la ejecución del proyecto de inversión "Desarrollo de estrategias de implementación en la conformación y financiación de comunidades energéticas con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) Nacional" BPIN 202400000000177, cuyo objetivo general apunta a "Desarrollar estrategias de implementación en la conformación y financiación de comunidades energéticas con FNCER" surge la necesidad para el Ministerio de Minas y Energía – MME, de realizar un estudio de mercado para determinar el costo del proyecto.

La SIP-0074-2025 fue publicada el 29 de agosto de 2025 a través de la plataforma SECOP II de Colombia Compra Eficiente, otorgando cinco (5) días de plazo para la presentación de cotizaciones, es decir hasta el 5 de septiembre de 2025, en la cual se publicaron los siguientes documentos:

- Anexo de Cotización Información Aportada por los Proveedores
- Formato de Información a Proveedores para Presentar Cotizaciones T-GC-F-17
- Anexo Matriz de Actividades
- Metodología General Estrategia Nacional Comunidades Energéticas – MME
- Anexo Técnico

El formato de cotización se remitió de acuerdo con los siguientes requerimientos:

CAPACIDAD			Und	Cant. (unds)
ITEM	**Amazonas, Vaupés, Guaina y Vichada**			
A1	**Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingeniería de Detalle**			
A1.1	Componente 1.1 - Estudios de factibilidad	Estudio de Factibilidad y punto de conexión a Red de MT, según anexo técnico	**GLB**	1
A1.2	Componente 1.2 - Diseño e ingeniería de detalle	Diseño del SSFV ingeniería detallada, según anexo técnico	**GLB**	1
A1.3	Componente 1.3 - Replanteo	Replanteo	**GLB**	1
A2	**Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.**			
A2.1	Paneles Solares	Suministro e instalación de paneles solares	**GLB**	1
A2.2	Inversores	Suministro e instalación de inversores	**GLB**	1

[13] La publicación en el SECOP II se puede consultar en la siguiente ruta: https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/ContractNoticePhases/View?PPI=CO1.PPI.41807185&isFromPublicArea=True&isModal=False

A2.3	Trazado y componentes AC/DC	Suministro e instalación de Trazado AC/DC (incluye acometida strings - gabinetes, gabinetes o tableros o cerramientos para albergar equipos solares, de monitoreo, comunicación y de medida, acometida gabinetes - inversores, tubería, protecciones, tableros y acometida AC)	**GLB**	1
A2.4	Equipos de comunicaciones, monitoreo y control alámbrico y/o inalámbrico	Suministro e instalación de equipos de comunicaciones y monitoreo con gestión de conexión a redes de comunicación alámbricas o inalámbricas	**GLB**	1
A2.5		Suministro e instalación CCTV	**GLB**	1
A2.6	Sistema de medida (bidireccionales)	Suministro e instalación del sistema de medida (bidireccionales)	**GLB**	1
A2.7	Materiales y equipos de sistema de puesta a tierra (SPT)	Suministro e instalación de materiales y equipos de sistema de puesta a tierra (SPT)	**GLB**	1
A2.8	Materiales y equipos de apantallamiento	Suministro e instalación de materiales y equipos de apantallamiento	**GLB**	1
A2.9	Estructura soporte de paneles (incluye cimentación)	Suministro e instalación de estructura soporte de paneles (incluye cimentación)	**GLB**	1
A2.10	Centro de Transformación	Suministro e instalación de Transformador según la capacidad del SSFV	**GLB**	1
A2.11		Protecciones	**GLB**	1
A2.12	Línea MT	Suministro e instalación de red MT al punto de conexión del operador de red	**GLB**	1
A2.13	Sistema Meteorológico	Medición de radicación (Piranómetro) y sensor de temperatura de módulo	**GLB**	1
A2.14	Seguridad	Sistema de seguridad e iluminación (suministro y construcción)	**GLB**	1
A2.15		Señalización, según normas RETIE, NTC 2050 y NFPA 70E(suministro y construcción)	**GLB**	1
A2.16	Transporte	Transporte de Materiales y Equipos	**GLB**	1
A2.17	RETIE	Certificación RETIE	**GLB**	1
A2.18	Actividades de intervención y acondicionamiento de terreno y estructural	Actividades de intervención y acondicionamiento de terreno y estructural, según anexo técnico	**GLB**	1
ITEM	**Componente 3: Plan de Gestión y Formación Social para Comunidades Energéticas**		**Unidad**	**Cantidad**
A3.1	Momento 0 Etapa de Preparatoria	Indagación información Preliminar y Primer contacto, según Metodología General Estrategia de Comunidades Energéticas y/o anexo técnico	**Usuario**	1
A3.2	Momento 1 Dialogo social de caracterización técnica y cultural	Relación Comunidad - Energía, Justicia Energética y Exigibilidad de los derechos, Reconocimiento Territorial Integral, Sostenibilidad de la Comunidad Energética, según Metodología General Estrategia de Comunidades Energéticas y/o anexo técnico	**Usuario**	1

A3.3	Momento 2 Dialogo Social de concertación y validación social del prototipo	¿Cómo se genera la energía?: Reflexiones sobre la energía, usos y beneficios, Calculemos lo que usamos: Como se utiliza el recurso energético en la comunidad, FNCER: Adentrándonos en la energía del cambio, Presentación del prototipo, según Metodología General Estrategia de Comunidades Energéticas y/o anexo técnico	**Usuario**	1
A3.4	Momento 3 Montaje e inicio de funcionamiento	Sostenibilidad de la Comunidad Energética, Gestión Comunitaria de la Comunidad Energética, según Metodologia General Estrategia de Comunidades Energéticas y/o anexo técnico	**Usuario**	1
A3.5	Momento 4 Consolidación de Estructura administrativa	Administración, Operación y Mantenimiento, según Metodología General Estrategia de Comunidades Energéticas y/o anexo técnico	**Usuario**	1
A3.6	Momento 5 Sostenibilidad Económica, social y ambiental	Sostenibilidad de la Comunidad Energética, Sostenibilidad de la Comunidad Energética - Planeación Colectiva, Transición Energética Justa, según Metodología General Estrategia de Comunidades Energéticas y/o anexo técnico	**Usuario**	1

Es importante señalar que la solicitud de información, se dividió en doce regiones, tal como se señalan a continuación y por rangos de capacidad:

- Región 1 - Amazonas, Vaupés, Guaina y Vichada
- Región 2 - Putumayo, Caquetá y Guaviare
- Región 3 - Meta Casanare y Arauca
- Región 4 - Nariño, Cauca y Valle Página 3 de 11
- Región 5 - Huila y Tolima
- Región 6 - Cundinamarca
- Región 7 - Quindío Risaralda y Caldas
- Región 8 - Boyacá, Santander y Norte de Santander
- Región 9 - Chocó y Antioquia
- Región 10 - Córdoba, Sucre y Bolívar
- Región 11 - Atlántico, Magdalena, César y Guajira
- Región 12 - San Andrés y providencia

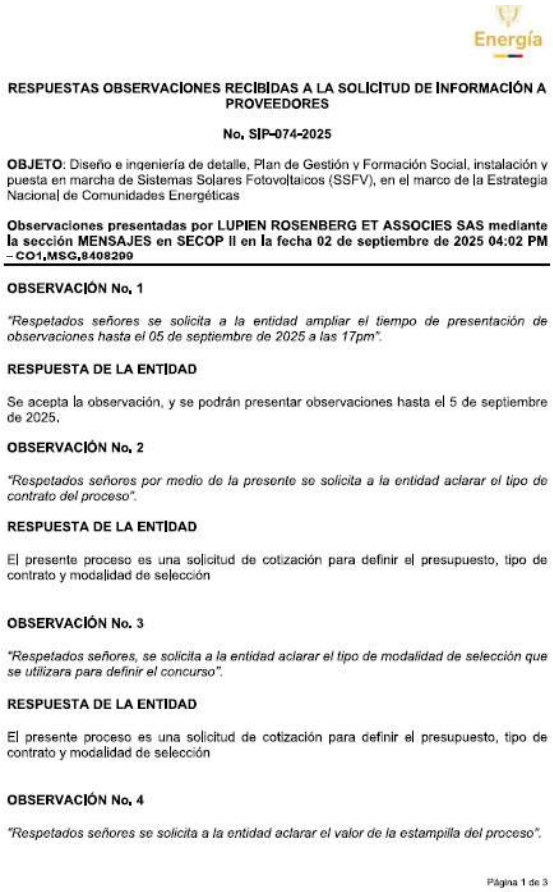
Rangos de capacidad

- 0 KWp - 100 KWp SSFV
- 100,1 KWp - 500 KWp SSFV
- 500,1 KWp1000 KWp SSFV
- 1000,1 KWp – 5000 KWp SSFV

Desarrollo del Evento de cotización

El 2 de septiembre de 2025 a través de SECOP II, se recibieron observaciones de dos empresas LUPIEN ROSENBERG ET ASSOCIES SAS mediante la sección mensajes en SECOP II en la fecha 02 de septiembre de 2025 04:02 PM CO1.MSG.8408299 y UPSISTEMAS mediante la sección MENSAJES en SECOP II en la fecha 02 de septiembre de 2025 03:53 PM - CO1.MSG.8408113

Al respecto el 3 de septiembre de 2025, el Ministerio de Minas y Energía – MME, dio respuesta a cada numeral, las cuales se publicaron debidamente en SECOP.



Energía

RESPUESTAS OBSERVACIONES RECIBIDAS A LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN A PROVEEDORES

No. SIP-074-2025

OBJETO: Diseño e ingeniería de detalle, Plan de Gestión y Formación Social, instalación y puesta en marcha de Sistemas Solares Fotovoltaicos (SSFV), en el marco de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas

Observaciones presentadas por LUPIEN ROSENBERG ET ASSOCIES SAS mediante la sección MENSAJES en SECOP II en la fecha 02 de septiembre de 2025 04:02 PM – CO1.MSG.8408299

OBSERVACIÓN No. 1

"Respetados señores se solicita a la entidad ampliar el tiempo de presentación de observaciones hasta el 05 de septiembre de 2025 a las 17pm".

RESPUESTA DE LA ENTIDAD

Se acepta la observación, y se podrán presentar observaciones hasta el 5 de septiembre de 2025.

OBSERVACIÓN No. 2

"Respetados señores por medio de la presente se solicita a la entidad aclarar el tipo de contrato del proceso".

RESPUESTA DE LA ENTIDAD

El presente proceso es una solicitud de cotización para definir el presupuesto, tipo de contrato y modalidad de selección

OBSERVACIÓN No. 3

"Respetados señores, se solicita a la entidad aclarar el tipo de modalidad de selección que se utilizara para definir el concurso".

RESPUESTA DE LA ENTIDAD

El presente proceso es una solicitud de cotización para definir el presupuesto, tipo de contrato y modalidad de selección

OBSERVACIÓN No. 4

"Respetados señores se solicita a la entidad aclarar el valor de la estampilla del proceso".

Página 1 de 3

Posteriormente, el 5 de septiembre de 2025, se dio alcance a la solicitud de información SIP-0074-2025, con la cual se modificó el "Anexo de Cotización Información Aportada por los Proveedores", solicitando ampliar la cotización con "Sistema de almacenamiento" en el componente 2 "Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas" y se amplió el plazo para presentación de cotizaciones hasta el 9 de septiembre de 2025.

Análisis de la cotización recibida

De conformidad con las condiciones del evento de cotización SIP-0074-2025 el plazo máximo para la presentación de cotizaciones de los proveedores fue el 9 de septiembre de 2025, frente a lo cual se recibió una (1) cotización:

No.	Cotizante	Fecha de envío cotización
1	UPSISTEMAS	09/09/2025

A continuación, se detallan los valores de referencia cotizados por la firma mencionada para los tres componentes.

- Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingeniería de Detalle
- Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.
- Componente 3: Plan de Gestión y Formación Social para Comunidades Energéticas

Tabla: Valores cotizados por Región

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA							
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico							
REGIÓN 1		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD			
ITEM	Amazonas, Vaupés, Guaina y Vichada			Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp) 30 KWp - 100 KWp SSFV	Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp) 00,1 KWp - 500 KWp SSFV	Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp) 500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV	Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp) 1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingeniería de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.531.363.828	5.677.187.333	9.248.637.118	32.500.564.424
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				95.131.333	95.131.333	95.131.333	95.131.333
TOTAL COSTO DIRECTO				**1.694.182.381**	**5.840.005.886**	**9.411.455.671**	**32.663.382.977**
ADMINISTRACIÓN		0%		0	0	0	0
VALOR ANTES DE IVA				1.694.182.381	5.840.005.886	9.411.455.671	32.663.382.977
IVA		19%		321.894.652	1.109.601.118	1.788.176.578	6.206.042.766
VALOR TOTAL COTIZACIÓN				**2.016.077.033**	**6.949.607.004**	**11.199.632.249**	**38.869.425.743**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA							
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico							
REGIÓN 2		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD			
ITEM	Putumayo, Caquetá y Guaviare			Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp) 30 KWp - 100 KWp SSFV	Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp) 00,1 KWp - 500 KWp SSFV	Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp) 500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV	Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp) 1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.531.363.828	5.677.187.333	9.248.637.118	32.500.564.424

Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas		95.131.333	95.131.333	95.131.333	95.131.333
TOTAL COSTO DIRECTO		1.694.182.381	5.840.005.886	9.411.455.671	32.663.382.977
ADMINISTRACIÓN	0%	0	292.000.294	0	0
VALOR ANTES DE IVA		1.694.182.381	6.132.006.180	9.411.455.671	32.663.382.977
IVA	19%	321.894.652	1.165.081.174	1.788.176.578	6.206.042.766
VALOR TOTAL COTIZACIÓN		**2.016.077.033**	**7.297.087.354**	**11.199.632.249**	**38.869.425.743**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA						
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico						
REGIÓN 3		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD		
ITEM	Meta, Casanare y Arauca			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.531.363.828	5.677.187.333	9.248.637.118	32.500.564.424
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				95.131.333	95.131.333	95.131.333	95.131.333
TOTAL COSTO DIRECTO				**1.694.182.381**	**5.840.005.886**	**9.411.455.671**	**32.663.382.977**
ADMINISTRACIÓN		0%		0	292.000.294	0	0
VALOR ANTES DE IVA				1.694.182.381	6.132.006.180	9.411.455.671	32.663.382.977
IVA		19%		321.894.652	1.165.081.174	1.788.176.578	6.206.042.766
VALOR TOTAL COTIZACIÓN				**2.016.077.033**	**7.297.087.354**	**11.199.632.249**	**38.869.425.743**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA			
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico			
REGIÓN 4	Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD

ITEM	Nariño, Cauca y Valle			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.531.363.828	5.677.187.333	9.248.637.118	32.500.564.424
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				95.131.333	95.131.333	95.131.333	95.131.333
TOTAL COSTO DIRECTO				**1.694.182.381**	**5.840.005.886**	**9.411.455.671**	**32.663.382.977**
ADMINISTRACIÓN			0%	0	292.000.294	0	0
VALOR ANTES DE IVA				1.694.182.381	6.132.006.180	9.411.455.671	32.663.382.977
IVA			19%	321.894.652	1.165.081.174	1.788.176.578	6.206.042.766
VALOR TOTAL COTIZACIÓN				**2.016.077.033**	**7.297.087.354**	**11.199.632.249**	**38.869.425.743**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA							
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico							
REGIÓN 5		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD			
ITEM	Huila y Tolima			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.071.954.679	3.974.031.133	6.474.045.983	22.750.395.097
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				66.591.933	66.591.933	66.591.933	66.591.933
TOTAL COSTO DIRECTO				**1.206.233.833**	**4.108.310.286**	**6.608.325.136**	**22.884.674.250**
ADMINISTRACIÓN			0%	0	205.415.514	0	0
VALOR ANTES DE IVA				1.206.233.833	4.313.725.800	6.608.325.136	22.884.674.250
IVA			19%	229.184.428	819.607.902	1.255.581.776	4.348.088.107
VALOR TOTAL COTIZACIÓN				**1.435.418.261**	**5.133.333.702**	**7.863.906.912**	**27.232.762.357**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA							
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico							
REGIÓN 6		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD			
ITEM	Cundinamarca			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.071.954.679	3.974.031.133	6.474.045.983	22.750.395.097
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				66.591.933	66.591.933	66.591.933	66.591.933
TOTAL COSTO DIRECTO				**1.206.233.833**	**4.108.310.286**	**6.608.325.136**	**22.884.674.250**
ADMINISTRACIÓN		0%		0	205.415.514	0	0
VALOR ANTES DE IVA				1.206.233.833	4.313.725.800	6.608.325.136	22.884.674.250
IVA		19%		229.184.428	819.607.902	1.255.581.776	4.348.088.107
VALOR TOTAL COTIZACIÓN				**1.435.418.261**	**5.133.333.702**	**7.863.906.912**	**27.232.762.357**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA							
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico							
REGIÓN 7		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD			
ITEM	Quindío, Risaralda y Caldas			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.071.954.679	3.974.031.133	6.474.045.983	22.750.395.097
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				66.591.933	66.591.933	66.591.933	66.591.933

TOTAL COSTO DIRECTO		**1.206.233.833**	**4.108.310.286**	**6.608.325.136**	**22.884.674.250**
ADMINISTRACIÓN	0%	0	205.415.514	0	0
VALOR ANTES DE IVA		1.206.233.833	4.313.725.800	6.608.325.136	22.884.674.250
IVA	19%	229.184.428	819.607.902	1.255.581.776	4.348.088.107
VALOR TOTAL COTIZACIÓN		**1.435.418.261**	**5.133.333.702**	**7.863.906.912**	**27.232.762.357**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA						
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico						
REGIÓN 8		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD			
ITEM	Boyacá, Santander y Norte de Santander			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.531.363.828	5.677.187.333	9.248.637.118	32.500.564.424
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				**95.131.333**	**95.131.333**	**95.131.333**	**95.131.333**
TOTAL COSTO DIRECTO				**1.694.182.381**	**5.840.005.886**	**9.411.455.671**	**32.663.382.977**
ADMINISTRACIÓN		0%		0	292.000.294	0	0
VALOR ANTES DE IVA				1.694.182.381	6.132.006.180	9.411.455.671	32.663.382.977
IVA		19%		321.894.652	1.165.081.174	1.788.176.578	6.206.042.766
VALOR TOTAL COTIZACIÓN				**2.016.077.033**	**7.297.087.354**	**11.199.632.249**	**38.869.425.743**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA						
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico						
REGIÓN 9		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD			
ITEM	Chocó y Antioquia			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)

Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle		67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.		1.531.363.828	5.677.187.333	9.248.637.118	32.500.564.424
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas		95.131.333	95.131.333	95.131.333	95.131.333
TOTAL COSTO DIRECTO		**1.694.182.381**	**5.840.005.886**	**9.411.455.671**	**32.663.382.977**
ADMINISTRACIÓN	0%	0	292.000.294	0	0
VALOR ANTES DE IVA		1.694.182.381	6.132.006.180	9.411.455.671	32.663.382.977
IVA	19%	321.894.652	1.165.081.174	1.788.176.578	6.206.042.766
VALOR TOTAL COTIZACIÓN		**2.016.077.033**	**7.297.087.354**	**11.199.632.249**	**38.869.425.743**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA						
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico						
REGIÓN 10		**Und**	**Cant. (unds)**	**CAPACIDAD**		
ITEM	Córdoba, Sucre y Bolívar			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.531.363.828	5.677.187.333	9.248.637.118	32.500.564.424
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				95.131.333	95.131.333	95.131.333	95.131.333
TOTAL COSTO DIRECTO				**1.694.182.381**	**5.840.005.886**	**9.411.455.671**	**32.663.382.977**
ADMINISTRACIÓN		0%		0	292.000.294	0	0
VALOR ANTES DE IVA				1.694.182.381	6.132.006.180	9.411.455.671	32.663.382.977
IVA		19%		321.894.652	1.165.081.174	1.788.176.578	6.206.042.766
VALOR TOTAL COTIZACIÓN				**2.016.077.033**	**7.297.087.354**	**11.199.632.249**	**38.869.425.743**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico

REGIÓN 11		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD			
ITEM	Atlántico, Magdalena, César y Guajira			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.531.363.828	5.677.187.333	9.248.637.118	32.500.564.424
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				95.131.333	95.131.333	95.131.333	95.131.333
TOTAL COSTO DIRECTO				**1.694.182.381**	**5.840.005.886**	**9.411.455.671**	**32.663.382.977**
ADMINISTRACIÓN			0%	0	292.000.294	0	0
VALOR ANTES DE IVA				1.694.182.381	6.132.006.180	9.411.455.671	32.663.382.977
IVA			19%	321.894.652	1.165.081.174	1.788.176.578	6.206.042.766
VALOR TOTAL COTIZACIÓN				**2.016.077.033**	**7.297.087.354**	**11.199.632.249**	**38.869.425.743**

SERVICIOS - Componente 1: favor incluir valores antes de IVA							
NOTA: Todos los elementos se presentan en COP$ y deben cumplir con la normatividad vigente aplicable y las especificaciones técnicas mínimas dispuesta en el Anexo Técnico							
REGIÓN 12		Und	Cant. (unds)	CAPACIDAD			
ITEM	San Andrés y Providencia			0 KWp - 100 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	100,1 KWp - 500 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV Valor total SSFV con IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)	1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV Valor total de un SSFV antes de IVA (si aplica) por KWp ubicado en PISO ($/kWp)
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle				67.687.220	67.687.220	67.687.220	67.687.220
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.				1.531.363.828	5.677.187.333	9.248.637.118	32.500.564.424
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas				95.131.333	95.131.333	95.131.333	95.131.333
TOTAL COSTO DIRECTO				**1.694.182.381**	**5.840.005.886**	**9.411.455.671**	**32.663.382.977**
ADMINISTRACIÓN			0%	0	292.000.294	0	0
VALOR ANTES DE IVA				1.694.182.381	6.132.006.180	9.411.455.671	32.663.382.977
IVA			19%	321.894.652	1.165.081.174	1.788.176.578	6.206.042.766

VALOR TOTAL COTIZACIÓN	**2.016.077.033**	**7.297.087.354**	**11.199.632.249**	**38.869.425.743**

Es pertinente aclarar que en el cotizante mencionado omitió el ítem "Sistema de almacenamiento" en el componente 2 "Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas, en el anexo formato de información a proveedores.

Por otra parte, se realizó un segundo evento de cotización No. SIP-078-2025[14], el cual fue publicado el 10 de septiembre de 2025.



El evento tuvo plazo para recibir observaciones hasta el 11 de septiembre de 2025 y el 12 de septiembre se remite respuesta a observaciones por parte de la entidad, por último, la presentación de cotizaciones fue hasta el 15 de septiembre de 2025. Cabe aclarar que de esta solicitud de información a proveedores no se recibió ninguna cotización.

[14] Evento de cotización en SECOP II: https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.8758909&isFromPublicArea=True&isModal=False

Energía

RESPUESTAS OBSERVACIONES RECIBIDAS A LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN A PROVEEDORES

No. SIP-078-2025 MME

OBJETO: Diseño e ingeniería de detalle, Plan de Gestión y Formación Social, instalación y puesta en marcha de Sistemas Solares Fotovoltaicos (SSFV), en el marco de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas

Observaciones presentadas por LD NETWORKS mediante la sección MENSAJES en SECOP II en la fecha once de septiembre de 2025 a las 04:02 PM - CO1.MSG.8455437

Plazos y cronograma

OBSERVACIÓN No. 1

El cronograma plantea ejecución hasta diciembre de 2025. ¿Existe flexibilidad en los tiempos destinados a factibilidad y permisos (ejemplo: consulta previa, licencias ambientales) que suelen extenderse en el tiempo?

RESPUESTA DE LA ENTIDAD

La ejecución de los proyectos, se desarrollaría de conformidad con los cronogramas definidos.

OBSERVACIÓN No. 2

¿Cómo se gestionarán los retrasos derivados de trámites con terceros (autoridades ambientales, servidumbres, operadores de red)? ¿Estos se considerarán causales de prórroga o de incumplimiento contractual?

RESPUESTA DE LA ENTIDAD

La ejecución de los proyectos, se desarrollaría de conformidad con los cronogramas definidos.

Financiamiento y riesgos

OBSERVACIÓN No. 3

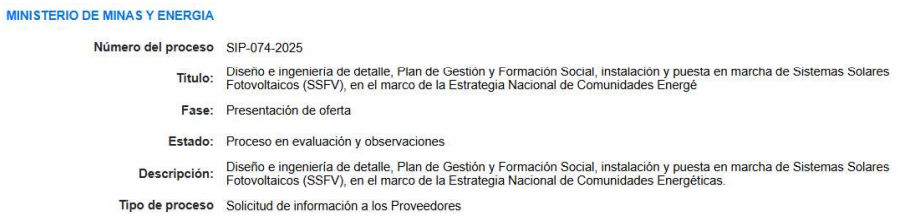
¿Los proyectos estarán respaldados por un presupuesto centralizado del MME o se requerirá que los Operadores de Red gestionen cofinanciación complementaria?

9.3. Análisis de las cotizaciones

De acuerdo con la cotización recibida por UPSISTEMAS, y teniendo en cuenta que no se recibieron más cotizaciones una vez realizadas las solicitudes de información a proveedores No. SIP-074-2025 y SIP-078-2025, se toman para el presente análisis, el estudio de mercado realizado por FENOGE con número de evento SIP-006-2024.



https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.8758909&isFromPublicArea=True&isModal=False



https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/ContractNoticePhases/View?PPI=CO1.PPI.41807185&isFromPublicArea=True&isModal=False

Los componentes de la solicitud de información a proveedores No. SIP-006-2024, son:

DESCRIPCION
Componente 1 Factibilidad y Diseño Detallado o Replanteo
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.
Componente 3 - Sensibilización y capacitación

Y los componentes del presento proceso, son:

DESCRIPCION
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingeniería de Detalle
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.
Componente 3: Plan de Gestión y Formación Social para Comunidades Energéticas

Los requerimientos de los dos eventos señalados guardan estrecha relación técnica, así como también frente a las capacidades y regiones contempladas.

De acuerdo con lo anterior, se procede a realizar la comparación de la cotización recibida por UPSISTEMAS frente a los precios de referencia con los cuales cuenta la entidad, encontrando lo siguiente para la región 11 de los departamentos de Atlántico, Magdalena, César y Guajira.

REGION		DESCRIPCION	COTIZACIÓN UPSISTEMAS							
			Cantidad	Análisis Estadístico 30 KWp - 100 KWp SSFV	Cantidad	Análisis Estadístico 100,1 KWp - 500 KWp SSFV	Cantidad	Análisis Estadístico 500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV	Cantidad	Análisis Estadístico 1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV
11	Atlántico, Magdalena, César y Guajira	Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle	1	$ 676.872,20	1	$ 135.374,44	1	$ 67.687,22	1	$ 13.537,44
		Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.	1	$ 15.313.638,28	1	$ 11.354.374,67	1	$ 9.248.637,12	1	$ 6.500.112,88
		Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas	1	$ 951.313,33	1	$ 190.262,67	1	$ 95.131,33	1	$ 19.026,27

		TOTAL COSTO DIRECTO		$ 16.941.823,81		$ 11.680.011,77		$ 9.411.455,67		$ 6.532.676,60
		ADMINISTRACIÓN	0%	0	5%	584.001	0%	0	0%	0
		VALOR ANTES DE IVA		$ 16.941.823,81		$ 12.264.012,36		$ 9.411.455,67		$ 6.532.676,60
		IVA	19%	$ 3.218.946,52	19%	$ 2.330.162,35	19%	$ 1.788.176,58	19%	$ 1.241.208,55
		TOTAL		**$ 20.160.770,33**		**$ 14.594.174,71**		**$ 11.199.632,25**		**$ 7.773.885,15**

Nota: Los valores señalados para la cotización, corresponden a valores unitarios de conformidad con el máximo de capacidad requerida.

DESCRIPCIÓN	**FENOGE ESTUDIO**											
	Cantidad	**Análisis Estadístico 30 KWp - 100 KWp SSFV**	**Indexación IPC**	**Cantidad**	**Análisis Estadístico 100,1 KWp - 500 KWp SSFV**	**Indexación IPC**	**Cantidad**	**Análisis Estadístico 500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV**	**Indexación IPC**	**Cantidad**	**Análisis Estadístico 1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV**	**Indexación IPC**
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle	1	$ 858.318,00	$ 902.951,00	1	$ 575.709,00	$ 605.646,00	1	$ 473.955,00	$ 498.601,00	1	$ 277.417,00	$ 291.843,00
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.	1	$ 7.915.833,00	$ 8.327.456,00	1	$ 6.133.210,00	$ 6.452.137,00	1	$ 5.812.762,00	$ 6.115.026,00	1	$ 4.687.452,00	$ 4.931.200,00
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas	1	$ 93.600,00	$ 98.467,00	1	$ 94.077,00	$ 98.969,00	1	$ 66.567,00	$ 70.028,00	1	$ 24.207,00	$ 25.466,00
TOTAL COSTO DIRECTO		$ 8.867.751,00	$ 9.328.874,00		$ 6.802.996,00	$ 7.156.752,00		$ 6.353.284,00	$ 6.683.655,00		$ 4.989.076,00	$ 5.248.509,00
ADMINISTRACIÓN	16%	$ 1.418.840,16	$ 1.492.619,84	16%	$ 1.088.479,36	$ 1.145.080,32	16%	$ 1.016.525,44	$ 1.069.384,80	15%	$ 748.361,40	$ 787.276,35
VALOR ANTES DE IVA		$ 10.286.591,16	$ 10.821.493,84		$ 7.891.475,36	$ 8.301.832,32		$ 7.369.809,44	$ 7.753.039,80		$ 5.737.437,40	$ 6.035.785,35
IVA	19%	$ 1.954.452,32	$ 2.056.083,83	19%	$ 1.499.380,32	$ 1.577.348,14	19%	$ 1.400.263,79	$ 1.473.077,56	19%	$ 1.090.113,11	$ 1.146.799,22
TOTAL		**$ 12.241.043,48**	**$ 12.877.577,67**		**$ 9.390.855,68**	**$ 9.879.180,46**		**$ 8.770.073,23**	**$ 9.226.117,36**		**$ 6.827.550,51**	**$ 7.182.584,57**

DESCRIPCIÓN	VARIACIÓN			
	Análisis Estadístico 30 KWp - 100 KWp SSFV	Análisis Estadístico 100,1 KWp - 500 KWp SSFV	Análisis Estadístico 500,1 KWp - 1.000 KWp SSFV	Análisis Estadístico 1.000,1 KWp - 5.000 KWp SSFV
Componente 1 Factibilidad, Diseño e Ingenieria de Detalle	-25%	-78%	-86%	-95%
Componente 2. Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas.	84%	76%	51%	32%
Componente 3: Plan de Gestión y Formacion Social para Comunidades Energéticas	866%	92%	36%	-25%

En consecuencia, se encuentra que una vez realizada la comparación, las brechas son las siguientes en variación porcentual:

- 30–100 kWp: UPS $20.160.770 vs FENOGE $12.877.578 → +56,6% sobre referencia.
- 100,1–500 kWp: UPS $14.594.175 vs FENOGE $9.879.180 → +47,7%.
- 500,1–1.000 kWp: UPS $11.199.632 vs FENOGE $9.226.117 → +21,4%.
- 1.000,1–5.000 kWp: UPS $7.773.885 vs FENOGE $7.182.585 → +8,2%.

La brecha se estrecha a mayor escala, pero en todos los tramos UPSISTEMAS queda por encima del referente indexado.

Segmento de capacidad	UPSISTEMAS (con IVA)	FENOGE indexado 5.2% (con IVA)	Diferencia absoluta	Diferencia % vs FENOGE
30–100 kWp	$ 20.160.770,33	$ 12.877.577,67	$ 7.283.192,66	56,6
100.1–500 kWp	$ 14.594.174,71	$ 9.879.180,46	$ 4.714.994,25	47,7
500.1–1,000 kWp	$ 11.199.632,25	$ 9.226.117,36	$ 1.973.514,89	21,4
1,000.1–5,000 kWp	$ 7.773.885,15	$ 7.182.584,57	$ 591.300,58	8,2

Frente a la diferencia por componente, antes de administración e IVA, se tiene que:

- Componente 1 – Ingeniería/Detallado: UPSISTEMAS por debajo de FENOGE: −25,0%; −77,6%; −86,4%; −95,4%.
- Componente 2 – Suministro/Instalación: principal driver al alza: +83,9%; +76,0%; +51,2%; +31,8%.
- Componente 3 – Gestión/Capacitación: UPSISTEMAS muy por encima en los tramos pequeños (+866,1%; +92,2%; +35,8%) y −25,3% en el mayor.

Respecto a la administración: FENOGE considera 16%/15% según tramo; UPSISTEMAS usa 0% (y 5% sólo en 100,1–500 kWp). Aún con menor administración, UPSISTEMAS sigue siendo más alto, lo que confirma que el diferencial proviene sobre todo del Componente 2 y, en tramos pequeños, del Componente 3.

En este sentido, se encuentra que UPSISTEMAS no presenta precios competitivos frente a referencia sectorial, en los cuatro tramos comparados, es más costoso que el referente FENOGE (indexado 5,2%), con brechas que van de +8,2% a +56,6%. En términos absolutos, esto implica pagar ≈$0,59 a $7,28 millones adicionales por segmento, sin que se evidencie un valor agregado proporcional.

También se ve un sobreprecio concentrado en el componente crítico, el diferencial se explica, principalmente, por el Componente 2 (suministro/instalación) y, en tramos pequeños, por el Componente 3 (gestión/capacitación). Aun con porcentajes de administración iguales o menores a los de FENOGE, los totales de UPSISTEMAS siguen por encima, lo que confirma una mayor dispersión en los precios base.

Por otra parte, se presenta una falta de economías de escala suficientes, aunque la brecha se reduce a mayor capacidad, no desaparece; persiste incluso en 1.000,1–5.000 kWp (+8,2%), lo que sugiere una curva de precios poco eficiente frente al patrón sectorial.

Optar por una oferta por encima de un benchmark público y trazable (FENOGE indexado) sin justificación técnica robusta expone a observaciones por afectación del principio de economía y selección objetiva (Ley 80/1993, Ley 1150/2007 y D. 1082/2015).

Por otra parte, con fundamento en la Guía de elaboración de estudios de sector de la Agencia Nacional de Contratación Pública – Colombia Compra Eficiente y en atención a la naturaleza del contrato interadministrativo a suscribir, la Entidad adelantó un ejercicio de levantamiento y verificación de información de mercado para el proyecto de planta central hidroeléctrica asociado a iniciativas de comunidades energéticas.

Entre el 29 de junio y el 1 de julio de 2025, el Ministerio de Minas y Energía publicó en su página web el lanzamiento de proyectos de comunidades energéticas. A partir de dicho hito sectorial, la Entidad realizó: (i) remisión de invitaciones a operadores y entidades con capacidad técnica para presentar proyectos; (ii) reuniones técnicas de socialización y aclaración; y (iii) un proceso interno de verificación por etapas (elegibilidad, viabilidad y factibilidad) de las alternativas recibidas.

De acuerdo con la viabilidad técnica y financiera del equipo estructurador del proyecto, la información técnica y económica consolidada obtenida del proyecto presentado para el municipio de Maicao, permitió obtener valores unitarios comparables y, con base en dichos unitarios, estructurar el presupuesto total estimado del contrato interadministrativo a suscribir, el cual se presenta en la sección presupuestal del presente estudio.

Objeto del análisis. Determinar precios de referencia y rangos de costos para un proyecto de planta central hidroeléctrica, insumo para la definición del presupuesto del contrato interadministrativo.

Construcción del presupuesto. Con los unitarios homologados y cantidades de obra estimadas (APU y metrajes de diseño de referencia), se obtuvo el presupuesto total del contrato, incorporando AIU, pólizas y tributos conforme a la normatividad aplicable al esquema interadministrativo.

Se consolidó una banda de referencia por kW instalado y por rubros, consistente con las condiciones técnicas y de sitio declaradas en las propuestas.

El presupuesto total estimado del contrato interadministrativo se determinó como la sumatoria de los rubros normalizados y constituye el techo presupuestal del proceso, sustentado en evidencias trazables (invitaciones, actas de reunión, matrices de comparabilidad y memorias de cálculo).

El ejercicio no constituye proceso competitivo de selección; es un levantamiento de mercado para sustentar el valor del contrato interadministrativo.

En este sentido, y teniendo en cuenta los históricos revisados de FENOGE, se encuentra que como fuente de comparación de este no es precisa, dado que la información disponible no es técnicamente equivalente al alcance del presente presupuesto. En particular, no incorpora requerimientos críticos exigidos en este proceso, tales como: (i) baterías de almacenamiento (p. ej., LiFePO4) con BMS y gabinete; (ii) configuración de sistema interconectado a red (esquema grid-tie) con inversor de onda pura y coordinación de protecciones; entre otros requerimientos técnicos.

Al no contemplar estos componentes y exigencias, los valores de FENOGE subestiman el costo real del alcance definido y, por tanto, no son comparables para fines de análisis de precios ni de determinación del presupuesto oficial.

Por tal razón, se toma como base lo presupuestado para el proyecto, con el levantamiento de información de la invitación a operadores. Es así, como se obtienen los siguientes precios unitarios:

		COSTOS UNITARIOS x RUBRO							COSTO TOTAL X RUBRO				
ÍTEM	ACTIVIDAD	CANTIDAD	UNIDAD	V/UNIDAD MATERIAL	V/UNIDAD TRANSPORTE	V/UNIDAD HERRAMIENTA	V/UNIDAD M de O	VALOR ITEM	TOTAL MATERIALES	TOTAL TRANSPORTE	TOTAL HERRAMIENTAS	TOTAL MANO DE OBRA	SUBTOTAL GENERAL
1.	Replanteo de Obra	10664	UN	$ 4.256	$ 168	$ 21.250	$ 92.854	$ 118.528	$ 45.385.984	$ 1.791.552	$ 226.610.000	$ 990.195.056	$ 1.263.982.592
2.	Suministro e instalación de Juego de módulos solares fotovoltaicos monocristalinos con capacidad de 1100 Wp (2 paneles de 550 W) cada uno con las siguientes características: η=>20%. Garantía de producción a 12 años del 90% y del 80% a 25 años, temperatura de trabajo de -40ºC +80ºC, IEC61205. Incluye acometida subterránea desde modulos hasta gabinete	10664	UN	$ 1.249.320	$ 110.016	$ 58.500	$ 237.672	$ 1.655.508	$ 13.322.748.480	$ 1.173.210.624	$ 623.844.000	$ 2.534.534.208	$ 17.654.337.312
3.	Suministro e instalación de estructura de soporte de paneles. Incluye poste octogonal de 3m de altura, base en ángulo y cimentación en concreto con resitencia minima de 21MPa	10664	UN	$ 1.626.904	$ 792.616	$ 67.500	$ 274.237	$ 2.761.257	$ 17.349.304.256	$ 8.452.457.024	$ 719.820.000	$ 2.924.463.368	$ 29.446.044.648

4.	Suministro e instalación de Controlador/Regulador, 60A/24V MPPT solar, eficiencia mínima del 94%, debe ser apto para cargar baterías tipo LiFePO4	10664	UN	$ 1.001.380	$ 6.368	$ 31.500	$ 173.476	$ 1.212.724	$ 10.678.716.320	$ 67.908.352	$ 335.916.000	$ 1.849.948.064	$ 12.932.488.736
5.	Suministro e Instalación de Batería de ión - litio tipo fosfato de hierro (LiFePO4) de ciclo profundo de 200 Ah - 24-25,6 VDC - 4000 ciclos hasta el 80% DOD	10664	UN	$ 6.663.162	$ 71.639	$ 63.000	$ 255.955	$ 7.053.756	$ 71.055.959.568	$ 763.958.296	$ 671.832.000	$ 2.729.504.120	$ 75.221.253.984
6.	Suministro, transporte e instalación de inversor tipo "off-grid" onda senoidal de onda pura, potencia de 2000 W, 24 VDC input - 120 VAC output, f=60 Hz, debe garantizar protección y desconexión por bajo voltaje en la batería, protección contra sobrecarga	10664	UN	$ 1.202.618	$ 8.738	$ 31.500	$ 173.476	$ 1.416.332	$ 12.824.718.352	$ 93.182.032	$ 335.916.000	$ 1.849.948.064	$ 15.103.764.448
7.	Suministro e instalación de gabinete en lámina galvanizada, accesorios, conexionado, cableado, canalización, fijación y protecciones eléctricas incluye DPS, para el alojamiento de equipos y accesorios, tipo interior.	10664	UN	$ 2.399.225	$ 48.350	$ 33.750	$ 185.867	$ 2.667.192	$ 25.585.335.400	$ 515.604.400	$ 359.910.000	$ 1.982.085.688	$ 28.442.935.488
8.	Suministro e Instalacion de medidor prepago monofásico bifilar 5 (80) A, 120 V, calibrado y Gestor de Disponibilidad del Servicio. Incluye software e infraestructura de gestión de recaudo.	10664	UN	$ 914.536	$ 2.600	$ 29.250	$ 173.156	$ 1.119.542	$ 9.752.611.904	$ 27.726.400	$ 311.922.000	$ 1.846.535.584	$ 11.938.795.888

9.	Suministro, transporte e instalación de infraestructura de medición de la disponibilidad del servicio, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 101 026 de 2023. El alcance incluye un sistema integrado de telemedida compuesto por módulos de transmisión LoRaWAN instalados en cada usuario, así como nodos concentradores de datos con protocolo inalámbrico abierto y de largo alcance. Dichos nodos se ubicarán en torres de transmisión que incorporan sistemas de comunicación satelital o GPRS, cerramiento perimetral para seguridad física y un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía en cada nodo.	10664	UN	$ 1.110.000	$ 53	$ 780	$ 12.473	$ 1.123.306	$ 11.837.040.000	$ 565.192	$ 8.317.920	$ 133.012.072	$ 11.978.935.184
10.	Suministro e Instalacion de Sistema de puesta a tierra con varilla de cobre 2,4m x 5/8", con terminales en cobre y tratamiento de suelos	10664	UN	$ 658.020	$ 42.178	$ 31.500	$ 173.476	$ 905.174	$ 7.017.125.280	$ 449.786.192	$ 335.916.000	$ 1.849.948.064	$ 9.652.775.536
11.	Instalaciones Internas que incluyen cuatro salidas de alumbrado y cuatro tomacorrientes. Se considera implementacion de hasta 25 metros de tuberia PVC SCH 40 y hasta 81 mts de cable.	10664	UN	$ 1.018.885	$ 37.790	$ 67.500	$ 274.237	$ 1.398.412	$ 10.865.389.640	$ 402.992.560	$ 719.820.000	$ 2.924.463.368	$ 14.912.665.568
												TOTAL COSTOS DIRECTOS	**$ 228.547.979.384**

De acuerdo con lo anterior se encuentra que el valor por usuario es de $30.261.604, teniendo en cuenta 10.664 usuarios para el proyecto.

En ese mismo sentido se revisan aspectos como el factor multiplicador, de interventoría, insumos, APU's y el AIU:

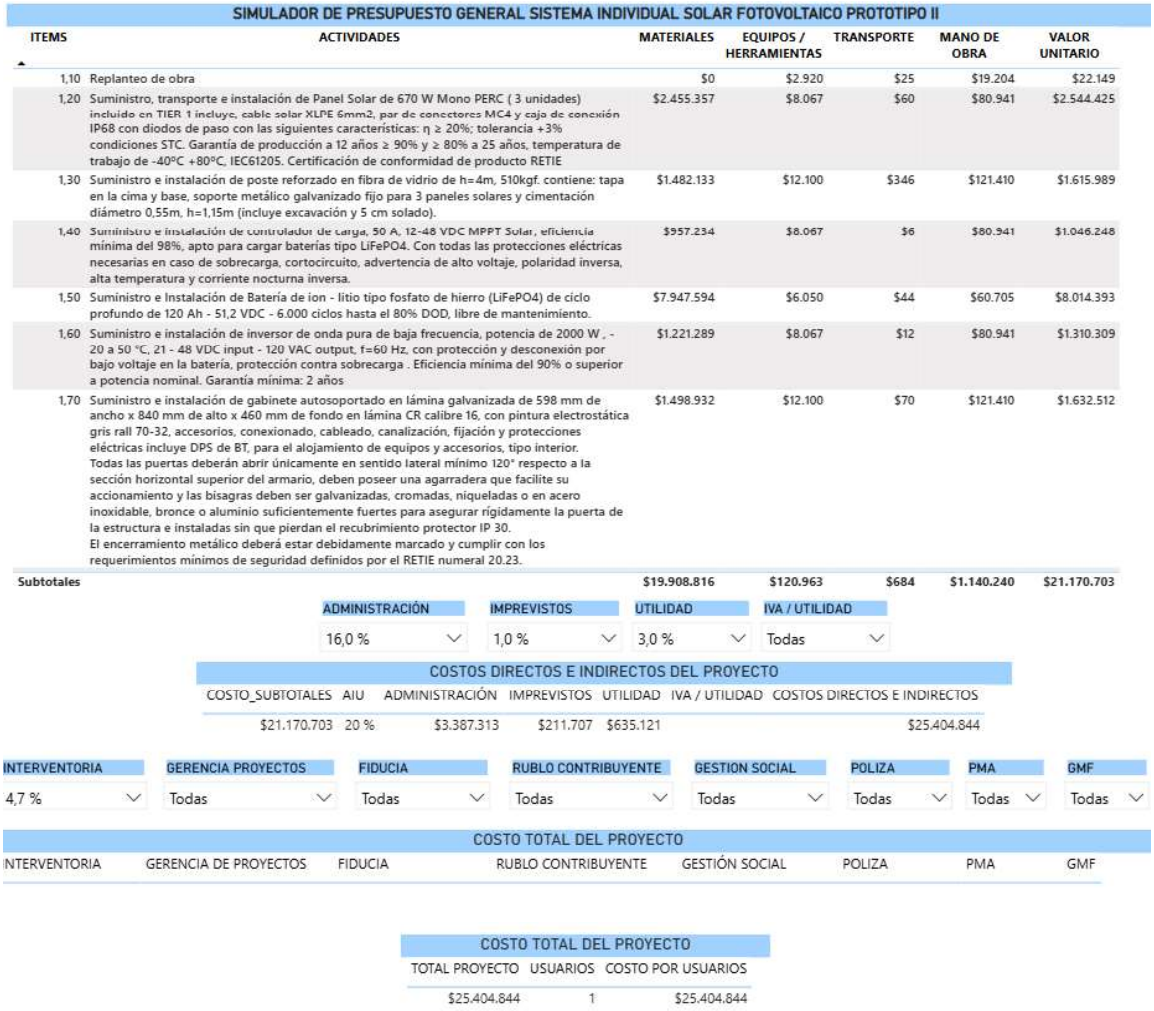
- **AIU**

ADMINISTRACIÓN	23%	$ 53.659.022.300
IMPREVISTOS	2%	$ 4.570.959.588
UTILIDADES	5%	$ 11.427.398.969
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	30%	**$ 69.657.380.857**

Los costos de administración incluyen:

- Supervisor de obra
- Director de proyecto*
- Almacenistas
- Residente de obra
- Profesional hseq/siso
- Auxiliar administrativo - control documental
- Asesoría jurídica
- Asesoría contable
- Vigilancia oficinas y almacén
- Gestor social
- Documentos, planos, papelería, cafetería
- Comunicaciones
- Computadores, impresoras y mobiliario
- Alquiler oficina y bodega
- Vehículo de desplazamiento personal (incluye alquiler camioneta, combustible y conductor)
- Servicios públicos
- Valla informativa
- Viáticos y localización
- Legalizaciones (pólizas, estampillas, entre otros)

De acuerdo con lo anterior, para verificar la competitividad del presupuesto, se contrastaron los costos con el simulador de presupuestos del IPSE, herramienta oficial quel modela precios de componentes y actividades típicas de un sistema FV (paneles, estructura y cimentación, controlador MPPT, inversor, baterías LiFePO4 con BMS, balance of system y mano de obra). Se encuentra lo siguiente:



SIMULADOR DE PRESUPUESTO GENERAL SISTEMA INDIVIDUAL SOLAR FOTOVOLTAICO PROTOTIPO II

ITEMS	ACTIVIDADES	MATERIALES	EQUIPOS / HERRAMIENTAS	TRANSPORTE	MANO DE OBRA	VALOR UNITARIO
1,10	Replanteo de obra	$0	$2.920	$25	$19.204	$22.149
1,20	Suministro, transporte e instalación de Panel Solar de 670 W Mono PERC (3 unidades) incluido en TIER 1 incluye, cable solar XLPE 6mm2, par de conectores MC4 y caja de conexión IP68 con diodos de paso con las siguientes caracteristicas: η ≥ 20%; tolerancia +3% condiciones STC. Garantía de producción a 12 años ≥ 90% y ≥ 80% a 25 años, temperatura de trabajo de -40°C +80°C, IEC61205. Certificación de conformidad de producto RETIE	$2.455.357	$8.067	$60	$80.941	$2.544.425
1,30	Suministro e instalación de poste reforzado en fibra de vidrio de h=4m, 510kgf. contiene: tapa en la cima y base, soporte metálico galvanizado fijo para 3 paneles solares y cimentación diámetro 0,55m, h=1,15m (incluye excavación y 5 cm solado).	$1.482.133	$12.100	$346	$121.410	$1.615.989
1,40	Suministro e instalación de controlador de carga, 50 A, 12-48 VDC MPPT Solar, eficiencia mínima del 98%, apto para cargar baterías tipo LiFePO4. Con todas las protecciones eléctricas necesarias en caso de sobrecarga, cortocircuito, advertencia de alto voltaje, polaridad inversa, alta temperatura y corriente nocturna inversa.	$957.234	$8.067	$6	$80.941	$1.046.248
1,50	Suministro e Instalación de Batería de ion - litio tipo fosfato de hierro (LiFePO4) de ciclo profundo de 120 Ah - 51,2 VDC - 6.000 ciclos hasta el 80% DOD, libre de mantenimiento.	$7.947.594	$6.050	$44	$60.705	$8.014.393
1,60	Suministro e instalación de inversor de onda pura de baja frecuencia, potencia de 2000 W , -20 a 50 °C, 21 - 48 VDC input - 120 VAC output, f=60 Hz, con protección y desconexión por bajo voltaje en la batería, protección contra sobrecarga . Eficiencia mínima del 90% o superior a potencia nominal. Garantía mínima: 2 años	$1.221.289	$8.067	$12	$80.941	$1.310.309
1,70	Suministro e instalación de gabinete autosoportado en lámina galvanizada de 598 mm de ancho x 840 mm de alto x 460 mm de fondo en lámina CR calibre 16, con pintura electrostática gris rall 70-32, accesorios, conexionado, cableado, canalización, fijación y protecciones eléctricas incluye DPS de BT, para el alojamiento de equipos y accesorios, tipo interior. Todas las puertas deberán abrir únicamente en sentido lateral mínimo 120° respecto a la sección horizontal superior del armario, deben poseer una agarradera que facilite su accionamiento y las bisagras deben ser galvanizadas, cromadas, niqueladas o en acero inoxidable, bronce o aluminio suficientemente fuertes para asegurar rígidamente la puerta de la estructura e instaladas sin que pierdan el recubrimiento protector IP 30. El encerramiento metálico deberá estar debidamente marcado y cumplir con los requerimientos mínimos de seguridad definidos por el RETIE numeral 20.23.	$1.498.932	$12.100	$70	$121.410	$1.632.512
Subtotales		**$19.908.816**	**$120.963**	**$684**	**$1.140.240**	**$21.170.703**

ADMINISTRACIÓN	IMPREVISTOS	UTILIDAD	IVA / UTILIDAD
16,0 %	1,0 %	3,0 %	Todas

COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS DEL PROYECTO

COSTO_SUBTOTALES	AIU	ADMINISTRACIÓN	IMPREVISTOS	UTILIDAD	IVA / UTILIDAD	COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS
$21.170.703	20 %	$3.387.313	$211.707	$635.121		$25.404.844

INTERVENTORIA	GERENCIA PROYECTOS	FIDUCIA	RUBLO CONTRIBUYENTE	GESTION SOCIAL	POLIZA	PMA	GMF
4,7 %	Todas	Todas	Todas	Todas	Todas	Todas	Todas

COSTO TOTAL DEL PROYECTO

INTERVENTORIA	GERENCIA DE PROYECTOS	FIDUCIA	RUBLO CONTRIBUYENTE	GESTIÓN SOCIAL	POLIZA	PMA	GMF

COSTO TOTAL DEL PROYECTO

TOTAL PROYECTO	USUARIOS	COSTO POR USUARIOS
$25.404.844	1	$25.404.844

Al comparar el subtotal por usuario antes del AIU del simulador del IPSE[15] ($21.170.703) con el presupuesto construido por la Entidad ($21.431.731) antes de AIU, se observa una variación de $261.028, equivalente al 1,23%. Esta diferencia se considera técnica y financieramente viable, pues se encuentra dentro del rango de dispersión normal del mercado derivado de ajustes por especificaciones, logística y redondeos de APU. En consecuencia, el presupuesto propuesto es razonable y consistente con la referencia del IPSE para la etapa de contratación.

Concepto	**Valor ($)**
IPSE – Subtotal base	21.170.703
Presupuesto – Subtotal base	21.431.731
Diferencia absoluta	**261.028**
Diferencia %	**1,23%**

[15] Simulador IPSE: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2Q2MjdlZGQtZDg5Zi00NDU3LWIyY2ItOTQ5Yzg1MDcxZDBkIiwidCI6ImU0MzcwMGMzLTAwNzktNDczNS05MjZkLWI4MjM0MGNhMjgwNCIsImMiOjR9&pageName=ReportSection

Adicionalmente, se muestra la tabla comparativa del Costo por usuario en ZNI. Referentes IPSE, DNP y FENOGE, como referencia a la comparabilidad de precios con el presente proyecto:

ENTIDAD	No. DE CONTRATO	DEPARTAMENTO	VALOR DEL PROYECTO	USUARIOS TOTALES	Valor por usuario	LINK DE CONSULTA
MME	GGC-1353-2025	CASANARE	$2.365.618.247	92	$29.360.919	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.8377777
MME	GGC-1369-2024	VICHADA	$68.421.041.520	2130	$32.122.555	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7236782
MME	GGC-1357-2024	CASANARE	$2.058.560.616	67	$30.724.785	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.8659889
MME	GGC-1352-2024	CAUCA	$18.209.936.025	675	$26.977.683	https://www.contratos.gov.co/consultas/detalleProceso.do?numConstancia=24-22-101338
FENOGE	SIP - 005-2025 ECOESCUELAS	Región 11 - Atlántico, Magdalena, César y Guajira	N/A	1	$ 39.272.279	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/ContractNoticePhases/View?PPI=CO1.PPI.39850457&isFromPublicArea=True&isModal=False
DNP	PROYECTO TIPO	NACIONAL	N/A	1	$29.205.250	https://proyectostipo.dnp.gov.co/index.php?option=com_k2&view=item&id=136:instalacion-celdas-solares-en-zonas-no-interconectadas
IPSE	269-2024	CHOCO	$6.804.685.070	208	$32.713.254	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7225172
IPSE	269-2024	GUAVIARE	$4.481.726.142	79	$31.649.698	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7225172
				PROMEDIO	**$31.503.303**	
PROYECTO ALBANIA - MAICAO						
ENTIDAD	**No. DE CONTRATO**	**DEPARTAMENTO**	**VALOR DEL PROYECTO**	**USUARIOS TOTALES**	**Valor por usuario**	**LINK DE CONSULTA**
MME	POR DEFINIR	LA GUAJIRA		10664	**$30.261.604**	N/A

El análisis comparativo de proyectos ejecutados por entidades como el MME, IPSE, DNP y FENOGE evidencia que el costo promedio nacional por usuario para sistemas solares fotovoltaicos individuales (SSFVI) se sitúa alrededor de los $31.503.303 influenciado por condiciones logísticas extremas, dispersión territorial y la inclusión de componentes no estrictamente equivalentes, como adecuaciones edilicias o institucionales. Sin embargo, al depurar los casos y considerar únicamente proyectos residenciales rurales tipo FAZNI, el rango real de referencia se concentra aproximadamente entre $29 y $33 millones por usuario, donde el costo proyectado de $30.261.604 para el departamento de La Guajira (Albania - Maicao) resulta plenamente coherente con las tendencias técnicas y financieras del sector. Adicionalmente, la elevada irradiancia solar promedio y la consolidación de proveedores especializados contribuyen a una mayor eficiencia energética.

En consecuencia, el costo de $30.261.604 millones por usuario se encuentra dentro del umbral técnico-económico óptimo y representa una referencia sostenible, eficiente y ajustada a las realidades operativas del país.

Tabla. Proyectos viabilizados técnica y financieramente por el IPSE. CAFAZNI 91

No	B-FAZNI	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor Proyecto COP	COP
1	473	La Guajira	San Juan del Cesar	799	$ 29.677.904.483	$ 37.143.810
2	503	Putumayo	Mocoa	344	$ 11.238.876.637	$ 32.671.153
3	479	Huila	Nátaga, Iquira, Campoalegre, Gigante, Algeciras, Acevedo, La Plata, Villavieja, Guadalupe, Garzón, Tesalia y Teruel	306	$ 10.003.612.555	$ 32.691.544
4	495	Cesar	Copey	289	$ 9.964.191.871	$ 34.478.173
5	501	Putumayo	Orito	144	$ 4.666.163.665	$ 32.403.914
6	500	Magdalena	Santa Marta	883	$ 30.068.285.496	$ 34.052.418
7	476	Bolívar	Arjona y Villanueva	83	$ 2.798.711.383	$ 33.719.414
8	498	Magdalena	Plato y Tenerife	660	$ 21.778.969.680	$ 32.998.439
9	497	Cauca	Almaguer	400	$ 13.062.045.767	$ 32.655.114
10	494	Arauca	Saravena	200	$ 6.968.563.067	$ 34.842.815
11	474	Magdalena	Ariguaní, Nueva Granada, Plato y Sabanas de San Ángel	1028	$ 33.524.118.279	$ 32.611.010
12	493	Cesar	Chimichagua	327	$ 12.430.853.097	$ 38.014.841
13	486	Atlántico	Palmar de Varela y Usiacurí	67	$ 2.178.831.517	$ 32.519.873
14	483	Huila	San Agustín	103	$ 3.497.639.456	$ 33.957.665
15	481	Sucre	Galeras, La Unión	51	$ 1.737.942.128	$ 34.077.297
16	482	Bolívar	Norosí	260	$ 11.377.974.589	$ 43.761.441
17	492	Córdoba	Ayapel	178	$ 8.579.895.363	$ 48.201.659
18	499	Magdalena	Pivijay	368	$ 12.018.496.188	$ 32.658.957
19	488	Magdalena	Chivolo, Tenerife y Zapayán	439	$ 15.218.734.691	$ 34.666.822
20	491	Magdalena	Santa Ana	412	$ 14.879.968.763	$ 36.116.429
21	478	Norte de Santander	Bochalema, Cácota, Chinácota, Chitagá, Durania, Gramalote, Labateca y Herrán	239	$ 7.773.356.952	$ 32.524.506

No	B-FAZNI	Departamento	Municipio	Usuarios	Valor Proyecto COP	COP
22	502	Cauca	Rosas	160	$ 5.152.448.411	$ 32.202.803
23	485	Bolívar	Pinillos	173	$ 5.803.862.948	$ 33.548.341
24	484	Magdalena	Santa Bárbara de Pinto	113	$ 3.850.862.834	$ 34.078.432
25	475	Casanare	Trinidad	144	$ 5.043.321.599	$ 35.023.067
26	490	Santander	Coromoro	84	$ 2.807.018.500	$ 33.416.887
27	490	Santander	Encino, El Peñón, El Carmen de Chucurí	72	$ 2.401.732.667	$ 33.357.398
28	480	Huila	Pitalito	65	$ 2.188.937.423	$ 33.675.960
29	478	Norte de Santander	Salazar de Las Palmas	53	$ 1.781.286.854	$ 33.609.186
30	484	Córdoba	San Carlos	22	$ 857.545.481	$ 38.979.340
TOTAL				**8466**	**$ 293.332.152.344**	
PROMEDIO						$34.821.957

PROYECTO ALBANIA - MAICAO					
ENTIDAD	**No. DE CONTRATO**	**DEPARTAMENTO**	**VALOR DEL PROYECTO**	**USUARIOS TOTALES**	**Valor por usuario**
MME	POR DEFINIR	LA GUAJIRA		10664	**$30.261.604**

De acuerdo con la información técnica presentada en el Acta CAFAZNI 91 de 2025, el promedio nacional presentado de inversión para proyectos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI, se ajusta en $34.821.957 por usuario.

Este valor constituye un indicador representativo del comportamiento técnico y económico de los Sistemas Solares Fotovoltaicos Individuales (SSFVI) implementados a nivel nacional, bajo condiciones de alta dispersión geográfica, limitada accesibilidad, y costos asociados al transporte fluvial o aéreo, la logística de aprovisionamiento y las labores de acompañamiento social y técnico. El promedio integra no solo los costos directos de adquisición, instalación y puesta en marcha de los SSFVI (módulos, baterías, inversores, estructuras y protecciones), sino también los componentes indirectos vinculados con interventoría, seguimiento, gestión predial, formación de usuarios y costos de garantía post-instalación.

Al contrastar dicho valor con el SSFVI proyectado para La Guajira (Albania–Maicao), cuyo costo unitario estimado es de $30.261.604 por usuario, se evidencia una optimización del 13 % respecto al promedio nacional, sustentada en factores técnicos y operativos verificables. La región presenta altos niveles de irradiancia solar, que permiten una mayor eficiencia energética. Asimismo, la estandarización modular de los kits SSFVI, la contratación masiva de materiales y la implementación simultánea mediante cuadrillas paralelas generan economías de escala que optimizan la relación costo-beneficio. Bajo estos parámetros, el valor de $30.261.604 millones por usuario se encuentra dentro del umbral técnico-económico óptimo.

Así mismo, y de conformidad con históricos encontrados del IPSE se señala que durante los últimos cinco años, el Gobierno Nacional ha realizado inversiones para el mejoramiento en la calidad, continuidad, mantenimiento y la ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica en el departamento de La Guajira por un valor total de COP$138.619 millones, tal como se detalla a continuación:

No. IPSE	Depto	Municipio	OBJETO (CONTRATO)	AÑO	VALOR TOTAL CONTRATO	CANTIDAD DE USUARIOS	TECNOLOGIA DE GENERACIÓN	COSTO UNITARIO	ESTADO DEL PROYECTO
088-2021	LA GUAJIRA	MAICAO - YUTAHO	Desarrollar un proyecto energético sostenible con fuentes no convencionales de energia, para la comunidad de Yutaho en el municipio de Maicao y realizar la implementación de la solución energética para diferentes instituciones educativas de las ZNI del departamento de la Guajira.	2021	$ 1.803.808.075,00	84	**SISFV**	**$ 21.473.905,65**	EN OPERACIÓN
142-2021	LA GUAJIRA	ALBANIA	Desarrollar e Implementar Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas -SISFV para la ampliación de cobertura y mejorar las Centrales de Generación en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI.	2021	$ 17.340.848.490,00	872	**SISFV**	**$ 19.886.294,14**	EN OPERACIÓN
142-2021	LA GUAJIRA	BARRANCAS	Desarrollar e Implementar Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas -SISFV para la ampliación de cobertura y mejorar las Centrales de Generación en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI.	2021	$ 5.149.942.784,00	235	**SISFV**	**$ 21.914.650,14**	EN OPERACIÓN
142-2021	LA GUAJIRA	HATO NUEVO	Desarrollar e Implementar Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas -SISFV para la ampliación de cobertura y mejorar las Centrales de Generación en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI.	2021	$ 815.058.882,00	40	**SISFV**	**$ 20.376.472,05**	EN OPERACIÓN
142-2021	LA GUAJIRA	MAICAO	Desarrollar e Implementar Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas -SISFV para la ampliación de cobertura y mejorar las Centrales de Generación en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI.	2021	$ 21.909.038.358,00	1113	**SISFV**	**$ 19.684.670,58**	EN OPERACIÓN
142-2021	LA GUAJIRA	MANAURE	Desarrollar e Implementar Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas -SISFV para la ampliación de cobertura y mejorar las Centrales de Generación en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI.	2021	$ 12.035.788.761,00	566	**SISFV**	**$ 21.264.644,45**	EN OPERACIÓN
142-2021	LA GUAJIRA	RIOHACHA	Desarrollar e Implementar Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas -SISFV para la ampliación de cobertura y mejorar las Centrales de Generación en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI.	2021	$ 4.744.162.281,00	220	**SISFV**	**$ 21.564.374,00**	EN OPERACIÓN
142-2021	LA GUAJIRA	VIILANUEVA	Desarrollar e Implementar Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas -SISFV para la ampliación de cobertura y mejorar las Centrales de Generación en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI.	2021	$ 5.005.024.118,00	237	**SISFV**	**$ 21.118.245,22**	EN OPERACIÓN
282-2023	LA GUAJIRA	URIBIA NORTE SSIFV	Realizar la construcción de unidades de generación fotovoltaicas de energía eléctrica, para comunidades en la zona rural dispersa del municipio de Uribia en el departamento de la Guajira.", en el Grupo Norte	2023	$ 1.335.590.104,63	50	**SISFV**	**$ 26.711.802,09**	NO TERMINADO
279-2023	LA GUAJIRA	URIBIA	Realizar la Construcción de Unidades de generación Fotovoltaicas de energía eléctrica para comunicades en la zona rural dispersa del Municipio de Uribia en el Departamento de la Guajira", en el GRUPO NOROESTE.	2023	$ 2.431.798.809,52	87	**SISFV**	**$ 27.951.710,45**	NO TERMINADO
280-2023	LA GUAJIRA	URIBIA	Realizar la construcción de unidades de generación fotovoltaicas de energía eléctrica, para comunidades en la zona rural dispersa del municipio de Uribia en el departamento de La Guajira. – grupo sur.	2023	$ 810.599.603,20	29	**SISFV**	**$ 27.951.710,46**	NO TERMINADO
281-2023	LA GUAJIRA	URIBIA	"Realizar la construcción de unidades de generación fotovoltaicas de energía eléctrica, para comunidades en la zona rural dispersa del municipio de Uribia en el departamento de La Guajira.", en el grupo centro"	2023	$ 2.337.298.793,17	25	**SISFV**	**$ 93.491.951,73**	EN OPERACIÓN
205-2024	LA GUAJIRA	ALBANIA	Implementación de soluciones energéticas sostenibles para la ampliación de cobertura a comunidades de la zona rural y dispersa del municipio de Albania en el departamento de La Guajira	2024	$ 10.294.382.128,00	343	**SISFV**	**$ 30.012.775,88**	EN EJECUCION
226-2024	LA GUAJIRA	MANAURE	Realizar la construcción e implementación de proyectos energéticos sostenibles de ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica para comunidades en la zona rural dispersa del municipio de Manaure en el departamento de La Guajira	2024	$ 52.606.062.650,00	1334	**SISFV**	**$ 39.434.829,57**	EN EJECUCION

* Con relación a la contratación de estos proyectos el costo Unitario por usuario ascendió a un promedio de $29.488.431,17

De igual forma, también se realiza la revisión de la Guía de formulación del Departamento Nacional de Planeación DNP[16], donde se muestra un costo unitario de $29.205.250, así:

Objetivo general del proyecto	**AUMENTAR ACCESO AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE ARGELIA - CAUCA**			
Objetivo específico	**Producto**	**Unidad de medida**	**Actividades**	**Costo Total**

[16] Guía de formulación DNP: https://proyectostipo.dnp.gov.co/images/pdf/celdassolares/GUIA_DE_FORMULACION_Soluciones_Individuales_Solares_Fotovoltaico_uso_residencial_V2.pdf

Mejorar sistemas de provisión de energía en las viviendas de la zona rural	Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas	Número de Unidades	1.1.1 Realizar replanteo de Obra	$ 40.739.086,00
			1.1.2 Realizar la implementación y puesta en funcionamiento de los equipos	$ 10.527.943.185,00
			1.1.3 Instalar el sistema de medición y gestión de energía	$ 811.813.121,00
			1.1.4 Construir las instalaciones internas	$ 693.814.223,00
			1.1.5 Realizar la Interventoría Integral 7%	$ 660.313.807,00
			1.1.6 Realizar Capacitaciones	$ 24.148.619,00
			1.1.7 Realizar apoyo a la supervisión	$ 120.743.096,00
Valor total del proyecto: Inversión (A)				**$ 12.879.515.137,00**
Costo del proyecto por usuario (A) / 441 soluciones:				**$ 29.205.250,00**

De esta forma, se tiene el siguiente comparativo:

DNP Guía de formulación	Simulación IPSE	Presupuesto estimado	Variación frente a DNP	Variación frente a IPSE
$ 29.205.250,00	$ 29.488.431,17	$ 30.261.604	3,62%	2,62%

Las variaciones respecto a costo unitario del presupuesto respecto a los referentes encontrados (DNP y simulación IPSE), solo se encuentra por encima en un promedio del 3,12%.

El análisis del histórico contractual del IPSE, presentado en la tabla para el departamento de La Guajira evidencia un promedio de costo unitario por usuario de aproximadamente $29.488.431, correspondiente a proyectos ejecutados entre 2021 y 2024 para la implementación de Sistemas Solares Fotovoltaicos Individuales (SSFVI) en distintos municipios (Maicao, Albania, Manaure, Riohacha, Uribia, entre otros). Este valor refleja un aprendizaje acumulado en la región, consolidado a partir de múltiples procesos de ejecución con características técnicas similares: entornos rurales dispersos, irradiancia solar elevada, compleja accesibilidad logística y experiencia local en la instalación y operación de sistemas fotovoltaicos. El promedio observado incorpora costos directos de suministro e instalación, así como componentes indirectos asociados a transporte, interventoría, acompañamiento técnico y garantías posinstalación.

Al contrastar este valor histórico con el costo proyectado de $30.261.604 por usuario para el nuevo proyecto SSFVI en La Guajira (Albania–Maicao), se obtiene una variación del orden del 2,6 % por encima del promedio histórico del IPSE, diferencia que se considera técnicamente razonable y financieramente eficiente frente a las condiciones actuales del mercado fotovoltaico, precio del dolas y actividades logisticas. De igual manera la actualización de precios en componentes de almacenamiento (baterías de litio), transporte especializado y cumplimiento de mayores requerimientos técnicos en calidad y durabilidad de los equipos. Por tanto, el valor propuesto se mantiene dentro del rango óptimo de referencia nacional y regional (≈ $29–33 millones/usuario), asegurando un equilibrio adecuado entre costo, desempeño y sostenibilidad para proyectos de generación fotovoltaica descentralizada.

Así mismo, y en secuencia con los referentes mencionados, se encuentran distintos contratos adjudicados con el Ministerio de Minas y Energía, así como de FENOGE, que muestran los siguientes costos por usuario:

Por otra parte, el AIU del proyecto se estima en 30% (23% administración, 2% imprevistos, 5% utilidad) porque el alcance y las condiciones contractuales exceden los supuestos estándar del simulador IPSE (16%-1%-3%). El análisis de AIU del presupuesto del presente proyecto incorpora costos administrativos y legales obligatorios no modelados por el simulador, tales como personal administrativo, operación de la administración (oficina, bodegas, comunicaciones, vehículos, viáticos/localización, vigilancia) y legalizaciones e impuestos (pólizas, contribución especial 5%, estampillas territoriales, tasa pro-deporte, etc.). Estas partidas, junto con los riesgos logísticos y sociales del territorio y las exigencias de gestión social, hacen necesario un porcentaje de AIU mayor para reflejar de forma realista los costos indirectos, riesgos y obligaciones del contrato.

El simulador IPSE usa supuestos genéricos. Aquí se incluye personal con dedicación plena y factor prestacional (62,29%) para supervisión, residente(s) de obra, HSEQ/SISO, auxiliar de control documental, almacenistas y gestor social, requerido por el objeto y por la trazabilidad documental del proyecto.

En la operación administrativa real del contrato, los costos recurrentes de oficina y bodega, comunicaciones, equipos de TI, vigilancia de oficinas/almacén, vehículos de desplazamiento (camionetas, combustible y conductor), y viáticos/localización por las condiciones geográficas; estos ítems no están plenamente capturados por el simulador IPSE.

Además, también se encuentran legalizaciones y cargas parafiscales/tributarias (no modeladas por IPSE):

- Contribución especial 5%,
- Gastos de legalización y pólizas de cumplimiento/RC, etc.

Estas cargas, representan una porción material del 23% de administración. El porcentaje de Administración establecido en el presente presupuesto corresponde al 23 %, valor que refleja los costos indirectos reales asociados a la gestión técnica, administrativa, contable y logística requerida para la ejecución del contrato, conforme a lo dispuesto en el artículo 27 de la Ley 80 de 1993 y el artículo 2.2.1.1.1.5.1 del Decreto 1082 de 2015.

Este porcentaje se fundamenta en las condiciones particulares del contrato, que implican operación en zonas de difícil acceso, requerimientos de personal especializado, gastos de desplazamiento, aseguramiento, comunicaciones, reportes permanentes y coordinación interinstitucional.

En consecuencia, dicho valor no constituye un sobreprecio sino la retribución técnica y financiera necesaria para garantizar la adecuada administración y cumplimiento del objeto contractual, preservando la ecuación económica del contrato.

También hay un riesgo y complejidad operativa: logística de suministro/almacenamiento, coordinación con comunidades y gestión social elevan costos indirectos y contingencias (imprevistos 2%) por encima de supuestos genéricos.

Por lo tanto, dado el alcance, duración y cargas obligatorias del proyecto, el AIU del 30% es razonable y necesario. El simulador IPSE es una referencia sectorial útil, pero no comparable 1:1 cuando existen legalizaciones e indirectos adicionales y condiciones logísticas diferenciales como en este caso, con respecto a lo relacionado con el AIU.

- **ADMINISTRACIÓN DELEGADA**

TOTAL COSTOS DIRECTO + INDIRECTOS + INTERVENTORIA	**$ 308.539.772.168**

ADMINISTRACION DELEGADA	3,5%	**$ 10.502.277.181**
PLAN DE GESTIÓN, CARACTERIZACIÓN, FORMACIÓN Y ACOMPAÑAMIENTO SOCIAL CE (ESCUELA TEJ)	1,2%	**$ 3.667.697.541**

COSTO DE GESTION Y DIRECCION DE PROYECTOS

La administración delegada es la retribución por la gestión integral del proyecto que asume la entidad ejecutora por cuenta y orden de la entidad financiadora.

Es un honorario de administración y gerencia por: planificación, compras y contrataciones, supervisión documental, pagos, contabilidad, reportes, control interno, SSTA/ambiental, archivo y cierre del convenio.

Dado que la ejecución se realiza mediante administración delegada, la entidad ejecutora asume la gestión integral del proyecto por cuenta y orden de la entidad financiadora: planeación y programación, procesos de adquisición y contratación, seguimiento técnico-administrativo, pagos, contabilidad y reportes, control de obligaciones, archivo y cierre. Por lo anterior, se reconoce un honorario aproximado de administración del 5%, calculado sobre los costos directos ejecutados (excluye interventoría, impuestos y certificaciones), en línea con la carga administrativa real del convenio y las responsabilidades de gestión, sin duplicar partidas del AIU del contratista.

No hay duplicidad de administración ni utilidad. El AIU incluido en el presupuesto corresponde al contratista que ejecutará la obra, sobre la base de los costos directos, para cubrir sus indirectos y margen empresarial conforme al mercado. Por su parte, la administración delegada aproximada del (3,5%), correspondiente a Costo de gestión y dirección de proyectos, retribuye la gestión administrativa que asume la entidad ejecutora del convenio (planeación, adquisiciones, pagos, contabilidad, reportes y archivo), calculada sobre los costos directos ejecutados y excluyendo interventoría, tributos y certificaciones. Dado que la ejecución se realizará mediante contratación de terceros, es necesario incorporar AIU en la estimación para reflejar el costo real de mercado y asegurar la suficiencia del presupuesto oficial, sin que ello implique doble contabilización.

Por otra parte, la tipología Contractual para este proceso corresponde a una administración delegada, en donde el contratista recibe unos recursos destinados para cubrir la gestión, dirección y administración de los recursos necesarios para la ejecución del proyecto, incluida la obra, pero sin la transferencia de propiedad de dichos recursos, y siguiendo la instrucciones, controles y autorizaciones del ministerio, y por cuya labor obtendrá, a título de pago, una remuneración pactada en un 5% aproximadamente sobre los costos directos del valor del contrato.

Del 5%, también se precisa que el mismo, se determinó con base en el análisis histórico de los contratos suscritos por el Ministerio, de proyectos financiados con fondos FAZNI y FAER en los últimos 8 años. Así mismo, se revisaron otros contratos por entidades del sector bajo la misma modalidad. (ver estudio de mercado).

Conforme a lo expuesto, el contratista presentó su oferta en donde incluyó el ítem correspondiente al costo de administración, lo cual se ajusta a los porcentajes mencionados anteriormente. En ese sentido, el contratista también hace dicha aclaración en la respuesta de aceptación de manifestación de interés (ver oferta económica).

PLAN DE GESTIÓN, CARACTERIZACIÓN, FORMACIÓN Y ACOMPAÑAMIENTO SOCIAL CE (ESCUELA TEJ)

El componente Escuela TEJ corresponde al eje de formación, gestión social y acompañamiento comunitario dentro de los proyectos de implementación de sistemas energéticos en el marco de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas. Este componente busca asegurar la apropiación social del proyecto, la sostenibilidad en el tiempo de las soluciones energéticas y la creación de capacidades locales en torno a la Transición Energética Justa (TEJ).

De acuerdo con la metodología establecida por el Ministerio de Minas y Energía, la Escuela TEJ comprende tres momentos principales (alistamiento, formación en territorio y formalización comunitaria) en los que se desarrollan actividades pedagógicas, técnicas y participativas orientadas a:

- La validación y registro de las comunidades beneficiarias y la articulación institucional (alistamiento social, técnico y logístico).
- La formación en temas energéticos, marco normativo, FNCER, modelo de autogeneración colectiva, derechos y deberes de los usuarios, y mecanismos de control social.
- La construcción de compromisos comunitarios, como el Decálogo del Buen Uso de la Energía, la creación de Veedurías Ciudadanas, la firma del Pacto por la Transición Energética Justa y el Registro de Comunidad Energética (RCE) ante el Ministerio.

Estas actividades implican desplazamientos, materiales pedagógicos, personal especializado en gestión social y facilitadores territoriales, por lo que el 1,2% del valor total del proyecto se destina a cubrir los costos directos asociados a la implementación de la Escuela TEJ.

9.4. Presupuesto del proyecto

TOTAL COSTOS DIRECTOS		**$ 228.547.979.384**
ADMINISTRACIÓN	23%	$ 53.659.022.300
IMPREVISTOS	2%	$ 4.570.959.588
UTILIDADES	5%	$ 11.427.398.969
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	30%	**$ 69.657.380.857**
TOTAL COSTOS DIRECTO + INDIRECTOS		**$ 298.205.360.241**
INTERVENTORIA	4,5%	**$ 10.334.411.927**
TOTAL COSTOS DIRECTO + INDIRECTOS + INTERVENTORIA		**$ 308.539.772.168**
ADMINISTRACION DELEGADA	3,5%	**$ 10.502.277.181**
PLAN DE GESTIÓN, CARACTERIZACIÓN, FORMACIÓN Y ACOMPAÑAMIENTO SOCIAL CE (ESCUELA TEJ)	1,2%	**$ 3.667.697.541**
COSTO TOTAL DEL PROYECTO (COSTOS DIRECTO + INDIRECTOS + INTERVENTORIA + CAPACITACION+ADMINISTRACION DELEGADA)		**$ 322.709.746.890**

- **CONCLUSIÓN**

En consecuencia, con el AIU, interventoría y capacitación incorporadas, el presupuesto del proyecto viabilizado por valor de **TRESCIENTOS VEINTIDOS MIL SETECIENTOS NUEVE MILLONES SETECIENTOS**

CUARENTA Y SEIS MIL OCHOCIENTOS NOVENTA PESOS MCTE ($322.709.746.890,00), se encuentra acorde con los costos de referencia señalados anteriormente y por lo tanto es viable adelantar el proceso de contratación.