ESTUDIO PREVIO, ART: 2.2.1.1.2.1.1. DECRETO 1082 DE 2015

Datos del área Gestora	**Dependencia solicitante:**	Dirección de energía Eléctrica
	Nombre del Servidor que diligencia el estudio previo	Carlos Arturo Rodríguez Castrillón Director de Energía Ad Hoc

1. Descripción de la Necesidad que la Entidad Pretende Satisfacer.

Que, la Constitución Política de Colombia, en su artículo 1º, establece que el Estado en Colombia se organiza en forma de república unitaria, descentralizada, con autonomía de sus entidades territoriales. En aplicación del concepto de descentralización a que hace referencia este artículo, el Estado en Colombia se organiza en dos niveles, el nacional y el territorial, y, por lo tanto, la organización política del Estado colombiano comprende la Nación y el MINISTERIO. En estas condiciones, la Nación, los departamentos, distritos y municipios son personas jurídicas de derecho público.

Que, en su artículo 2°, establece como fines esenciales del Estado, servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la carta magna, facilitar la participación de los administrados en las decisiones que los afectan y que tienen potencialidad de hacerlo, en la vida económica, política, administrativa y cultural de la Nación; defender la independencia nacional, mantener la integridad territorial y asegurar la convivencia pacífica y la vigencia de un orden justo. Las autoridades de la República están instituidas para proteger a todas las personas residentes en Colombia, en su vida, honra, bienes, creencias, y demás derechos y libertades, para asegurar el cumplimiento de los deberes sociales del Estado y de los particulares.

Que, el artículo 113 de la Constitución Política establece que *"(...) los diferentes órganos del estado tienen funciones separadas, pero colaboran armónicamente para la realización de sus fines (...)"*. De otra parte, el artículo 209 ídem establece que *"(...) La función administrativa está al servicio de los intereses generales y se desarrolla con fundamento en los principios de igualdad, moralidad, eficacia, economía, celeridad, imparcialidad y publicidad, mediante la descentralización, la delegación y la desconcentración de funciones. Las autoridades administrativas deben coordinar sus actuaciones para el adecuado cumplimiento de los fines del Estado. La administración pública, en todos sus órdenes, tendrá un control interno que se ejercerá en los términos que señale la ley (...)";* por lo tanto, la función administrativa está al servicio de los intereses generales y por ende las autoridades administrativas deben coordinar sus actividades para el adecuado cumplimiento de los fines esenciales del Estado.

Que, el artículo 334 de la Constitución Política establece que:

"(...) La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano. Dicho marco de sostenibilidad fiscal deberá fungir como instrumento para alcanzar de manera progresiva los objetivos del Estado Social de Derecho. En cualquier caso, el gasto público social será prioritario (...)".

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

Que, en los términos del literal f) del artículo 3º de la Ley 143 de 1994[2], le corresponde al Estado alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio.

Que, el Ministerio de Minas y Energía perteneciente al nivel central, en su misión y visión tiene previsto el cumplimiento de objetivos de calidad, encaminados al cumplimiento de los fines esenciales del estado, dentro de los cuales se encuentran los siguientes:

"(...) Atender eficientemente los requerimientos de los ciudadanos, de la industria y partes interesadas, para el desarrollo y fortalecimiento del sector minero y energético a nivel nacional, Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía, Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, Formular políticas orientadas a que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero-energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables".

Que, el Decreto 381[3] de 2012 modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, en donde se señalan como objetivos del Ministerio *"(...) formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía, las siguientes:*

[1] Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.
[2] Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética
[3] Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía.

"(...) 1. 1. Articular la formulación, adopción e implementación de la política pública del sector administrativo de minas y energía."5. Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país.6. Formular políticas orientadas a que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero-energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables.7. Liderar la participación del Gobierno colombiano en entidades, organizaciones y asociaciones internacionales dedicadas a la integración y cooperación en materia minero-energética".

Que el artículo 16 del Decreto 381 de 2012, "Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía." establece las funciones de la Dirección de Energía eléctrica, entre otras: "*(...) 1. Elaborar y proponer al Viceministro de Energía los lineamientos que apoyen la formulación de la política en materia de energía eléctrica. 2. Proyectar los planes, programas y proyectos de desarrollo del subsector de energía eléctrica, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno Nacional. (...) 4. Analizar y proponer al Viceministro de Energía los criterios de viabilidad de los proyectos del subsector de energía eléctrica para la asignación de recursos presupuestales. 5. Hacer seguimiento a los proyectos y metas del subsector en concordancia con los planes generales de desarrollo y los planes sectoriales. (...) 9. Evaluar, emitir conceptos técnicos y hacer seguimiento a los Contratos de Estabilidad Jurídica de los proyectos relacionados con generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. (...) 14. Gestionar la asignación de recursos presupuestales a proyectos de infraestructura eléctrica, preparar las fichas de los proyectos, elaborar, hacer seguimiento, proyectar la liquidación y preparar los giros de los convenios de proyectos de infraestructura eléctrica. (...) 17. Hacer control y seguimiento al desarrollo de programas y proyectos de energía eléctrica que se ejecuten con recursos del Presupuesto General de la Nación. (...)".*

Que, en concordancia con lo anterior, las políticas de gobierno y la ley 2294 de 2023[4], la Dirección de Energía Eléctrica, a través de la presente contratación y dando cumplimiento al artículo 2° de CP, desarrolla e implementa la estrategia de comunidades energéticas en el departamento de Meta, en el marco de las siguientes consideraciones

I. Prestación del servicio de energía

Que, el artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Que, en los términos del literal f) del artículo 3º de la Ley 143 de 1994, le corresponde al Estado: *"(...) Alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio(...)*».

[4] POR EL CUAL SE EXPIDE EL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2022- 2026 "COLOMBIA POTENCIA MUNDIAL DE LA VIDA.

Que, de conformidad con el literal a) del artículo 4º de la Ley 143 de 1994, corresponde al Estado en relación con el servicio de electricidad, como objetivo en el cumplimiento de sus funciones, entre otras: *«Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país».*

Que, el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 señala que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se rigen, entre otros, por los principios de eficiencia y equidad, definiéndose el primero como aquel que: *«obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico»*. En cuanto al principio de equidad, el Estado debe propender «por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población».

Que, la Ley 1715 de 2014, modificada parcialmente por la Ley 2099 de 2021, "*Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones"* promueve entre otros el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético.

Que, la citada Ley, en el literal e) del artículo 6°, refiere que le corresponde al Gobierno Nacional, el ejercicio de las competencias administrativas con sujeción a lo dispuesto en la ley, así como: *"(...) e) Propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética*".

Que, el Plan Energético Nacional – PEN- 2006-2025-, en su capítulo 5 desarrolla la estructura alrededor del objetivo central "Maximizar la contribución del sector energético al desarrollo sostenible del país", siendo uno de sus objetivos principales: "Maximizar cobertura con desarrollo local"; y por consiguiente, la política energética está encaminada a mejorar las condiciones de vida de las comunidades a través de programas que vinculen el desarrollo energético local de las mismas lo que busca garantizar una intervención integral.

Que, la Ley 2099 de 2021, en su artículo 3, modificó el artículo 4 de la Ley 1715 de 2014, estableciendo que: *"(...) La promoción, estimulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las fuentes no convencionales de energía principalmente aquellas de carácter renovable, así como el uso eficiente de la energía, se declaran como un asunto de utilidad pública e interés social, publico y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables (...)".*

Que, por medio de la Ley 2294 del 19 de mayo de 2023, se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2022- 2026 «Colombia Potencia Mundial de la Vida», cuyo propósito es «sentar las bases para que el país se convierta en un líder de la protección de la vida a partir de la construcción de un nuevo contrato social que propicie la superación de injusticias y exclusiones históricas, la no repetición del conflicto, el cambio de nuestro relacionamiento con el ambiente y una transformación productiva sustentada en el conocimiento y en armonía con la naturaleza». Este proceso debe desembocar en la paz total, entendida como la búsqueda de una oportunidad para que todos podamos vivir una vida digna, basada en la justicia; es decir, en una cultura de la paz que reconoce el valor excelso de la vida en todas sus formas y que garantiza el cuidado de la casa común".

Que, el artículo 2 de la Ley 2294 de 2023 dispone que el documento denominado "Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 Colombia Potencia Mundial de Vida", junto con sus anexos, es parte integral del Plan Nacional de Desarrollo (PND), e indica que se incorpora a la misma ley como un anexo.

Que, en el artículo 3 *ibidem* - Ejes de transformación del Plan Nacional de Desarrollo dispuso su materialización mediante cinco transformaciones dentro de las cuales se encuentra: *"(...) 4. Transformación productiva, internacionalización y acción climática. Apunta a la diversificación de las actividades productivas que aprovechen el capital natural y profundice en el uso de energías limpias, que sean intensivas en conocimiento e innovación, que respeten y garanticen los derechos humanos, y que aporten a la construcción de la resiliencia ante los choques climáticos, con ello, se espera una productividad que propicie el desarrollo sostenible y la competitividad del país, aumentando la riqueza al tiempo que es incluyente, dejando atrás de manera progresiva la dependencia de actividades extractivas y dando paso a una economía reindustrializada con nuevos sectores soportados en las potencialidades territoriales en armonía con la naturaleza.(...)"*

Que, bajo este precepto se propuso consolidar a Colombia como Potencia Mundial de la Vida, promover el desarrollo económico del país y la sostenibilidad social y ambiental, los cuales, no pueden seguir siendo asumidos como procesos independientes. Esto implica una conversión hacia actividades productivas, diversificadas, que aprovechen sosteniblemente los recursos naturales y, además, sean intensivas en conocimiento e innovación para reducir las emisiones de carbono, generando resiliencia ante los choques climáticos. Para lo anterior, la inclusión social tiene que ir a la par con la inclusión productiva.

Que, las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026, se estableció como propósito alcanzar las metas para la "Transición energética justa, segura, confiable y eficiente" en especial lo relacionado en su literal C. -Cierre de brechas energéticas y el "Pacto por la calidad y eficiencia de servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos.", del cual se extrae:

"(...) c. Cierre de brechas energéticas: Se avanzará 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).

Se definirá y regulará 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. Se dispondrá de recursos públicos, para las comunidades energéticas conformadas por personas naturales, en pro del impulso de este esquema, considerando la reglamentación que establezca el Ministerio de Minas y Energía para la entrega, distribución y focalización de dichos recursos.

Se garantizará a la población vulnerable de estratos 1 y 2 que cuente con el servicio de energía eléctrica, un consumo indispensable, siempre que a través de tecnologías digitales pueda ser administrado para el bienestar del usuario y garantía de la eficiencia en el gasto público, sin superar los recursos económicos establecidos para ello de acuerdo con la reglamentación del Ministerio de Minas y Energía. Se avanzará hacia una metodología de focalización de subsidios que considere la capacidad de pago de las personas. Así mismo, se brindarán las señales necesarias para que la UPME haga una revisión del consumo básico de subsistencia considerando las condiciones energéticas de los usuarios en las diferentes regiones del país. (...)" (Según texto original).

Que, en septiembre de 2015, 193 países adoptaron un conjunto de objetivos, para erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad para todos, como parte de la nueva Agenda de Desarrollo. Cada objetivo tiene metas específicas a ser logradas en los próximos 15 años, para su cumplimiento, el 15 de marzo de 2018, el Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, aprobó el Documento 3918: Estrategia para la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en Colombia. Los ODS constituyen un elemento integrador de todas las agendas que actualmente adelanta el país en materia de desarrollo, así como un marco que permite alinear de manera coherente acciones tanto públicas como privadas alrededor de un objetivo común. En este sentido, el Gobierno nacional ha aunado esfuerzos con diferentes sectores de la sociedad para el alistamiento y efectiva implementación de la Agenda 2030 y la articulación de los ODS con el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 Colombia Potencia de la Vida.

Que, particularmente, el ODS No. 7 —"Energía asequible y no contaminante"—. Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, ha planteado como metas:

- Para 2030, garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos.
- Para 2030, aumentar sustancialmente el porcentaje de la energía renovable en el conjunto de fuentes de energía.
- Para 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética

- Para 2030, aumentar la cooperación internacional a fin de facilitar el acceso a la investigación y las tecnologías energéticas no contaminantes, incluidas las fuentes de energía renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructuras energéticas y tecnologías de energía no contaminante.
- Para 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo

Que, de esta manera, la meta para el año 2030 del Estado colombiano, es lograr una cobertura del 100% en la prestación del servicio de energía eléctrica, así como lograr el cumplimiento a los compromisos internacionales frente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, derivadas de la implementación de una transición energética eficiente, asequible y confiable.

Que, en desarrollo de lo anterior, el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 – Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 estableció el marco jurídico para la promoción, estructuración, financiamiento y operación de las Comunidades Energéticas en Colombia, incorporando expresamente este modelo como instrumento para cerrar brechas energéticas, democratizar la energía y avanzar en la transición energética justa. De igual forma, dicho artículo modificó y adicionó disposiciones de la Ley 1715 de 2014 para habilitar el uso de recursos públicos en esquemas comunitarios y para definir los criterios de focalización, sostenibilidad y operación de estas iniciativas.

Que, conforme a este mandato legal, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2236 de 2023, mediante el cual reglamentó integralmente la conformación, naturaleza jurídica, objetivos, mecanismos de participación, criterios de sostenibilidad, actividades permitidas y lineamientos operativos de las Comunidades Energéticas, consolidando el marco normativo que habilita a esta Entidad para impulsar proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable –FNCER–, bajo esquemas comunitarios y participativos.

II. Comunidades energéticas

Que, el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, modificó los numerales 10 y 23 y adicionó los numerales 25 y 26 al artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, dentro de lo cual señalamos el numeral 25, así:

"ARTÍCULO 5. DEFINICIONES.
(...)
25. Comunidades Energéticas. Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán construir 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, 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.

Los parámetros de incapacidad instalada, dispersión en áreas urbanas y en áreas rurales, y mecanismos de sostenibilidad serán definidos por el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME.

La Comisión Regulación de Energía y Gas. CREG definirá en el marco de sus competencias las condiciones asociadas a los términos de la prestación del servicio de la Comunidad Energética.

Las Comunidades Energéticas, en lo relacionado con la prestación de servicios, serán objeto de inspección, control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos (...)".

Que, en virtud de estas modificaciones, el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 constituye el fundamento legal central del modelo de Comunidades Energéticas en Colombia, al definir su propósito, alcance y habilitación normativa para recibir recursos públicos, estructurar proyectos energéticos comunitarios y adoptar esquemas asociativos para la generación y uso eficiente de energía. Este artículo, además, ordena al Ministerio de Minas y Energía reglamentar los mecanismos operativos, aspectos técnicos y determinantes para su implementación.

Que, en cumplimiento de dicho mandato, se expidió el Decreto 2236 de 2023, que adicionó el Título IX a la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, estableciendo la naturaleza jurídica, objetivos, estructura organizativa, actividades permitidas, requisitos de registro, lineamientos de sostenibilidad y directrices de acompañamiento para las Comunidades Energéticas. Este decreto constituye el soporte normativo directo de la estrategia que fundamenta la presente contratación.

Que, el Decreto 2236 del 2023, en su artículo 1 adicionó el Título IX a la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, en los siguientes términos:

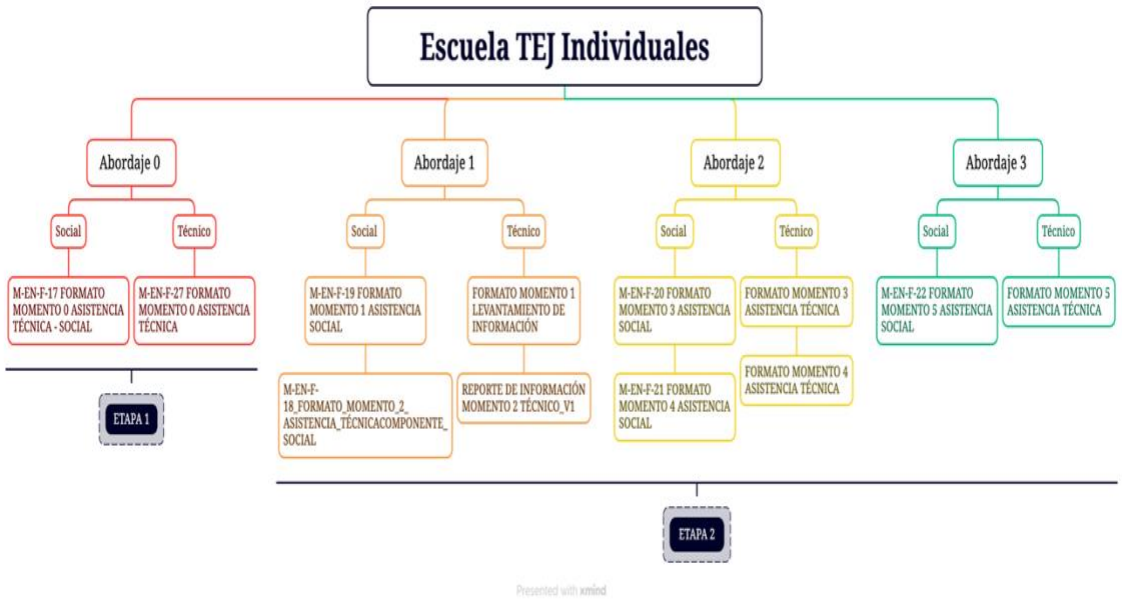
"(...) ARTÍCULO 2.2.9.1.2. Naturaleza jurídica y objetivos de las Comunidades Energéticas. Las Comunidades Energéticas son comunidades organizadas que surgen en virtud de un acuerdo entre personas naturales y/o jurídicas de derecho público o privado que cooperan entre sí a través de un contrato o convenio 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 cuyos objetivos deben incluir, por lo menos, alguno de los siguientes:

a) Aumentar la cobertura del servicio de energía y garantizar el acceso de las poblaciones vulnerables a dicho servicio.
b) Aumentar la eficiencia energética evitando las pérdidas de energía mediante la proximidad del lugar de generación de energía al lugar del consumo.
c) Democratizar la energía a partir de la participación de los usuarios y potenciales usuarios como generadores y gestores de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.
d) Descentralizar la generación, el almacenamiento y el consumo de energía hacia las comunidades, especialmente, hacia las comunidades que experimentan condiciones de vulnerabilidad.
e) Descarbonizar la economía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.
f) Desarrollar la economía local y territorial, en el marco del desarrollo sostenible, a partir de la generación de energía, el almacenamiento y el uso eficiente de la energía de las comunidades, especialmente, de las comunidades que experimentan condiciones de vulnerabilidad.
g) Aumentar la confiabilidad del sistema mediante la inclusión de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, bajo gestión comunitaria.
h) Ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, especialmente, aquellas que experimentan condiciones de vulnerabilidad.
i) Fomentar o promover modelos de desarrollo energéticos respetuosos con el medio ambiente.
j) Generar procesos de aprovechamiento eficientemente y socioambientalmente responsable de los potenciales energéticos renovables regionales.
(...)"

Que, en coherencia con esta visión, las Comunidades Energéticas se han consolidado como un pilar fundamental de la Estrategia Nacional de Transición Energética Justa. Su propósito va más allá de asegurar el suministro de electricidad, ya que buscan fomentar un modelo energético colaborativo y descentralizado, en el que las comunidades tengan un rol activo en la generación, distribución y utilización de la energía. De este modo, la descentralización del sistema energético fortalece la participación ciudadana, alineándose con el objetivo del gobierno de democratizar el acceso a bienes fundamentales.

Que, en este orden de ideas, la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, desarrolló en el año 2024 la metodología de Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas la cual está estructurada en cinco fases principales: (i) selección de la comunidad, (ii) evaluación de viabilidad, (iii) estructuración, (iv) implementación y (v) consolidación. Además, incluye tres componentes transversales que se desarrollan a lo largo de todo el proceso: (i) la Escuela de Transición Energética Justa (TEJ), (ii) el monitoreo y seguimiento, y (iii) la garantía de sostenibilidad.

Que, para el caso de la Escuela de Transición Energética Justa para Comunidades Energéticas (Escuela TEJ) que deberá ser realizada por el contratista en el marco de la ejecución del presente contrato se tiene que la misma se compone de los siguientes abordajes:



Momento 0:

Constituye la fase preparatoria para la implementación territorial de la Escuela TEJ. Su propósito es asegurar las condiciones técnicas, sociales, institucionales y logísticas necesarias para un despliegue coherente, participativo y con enfoque de justicia social, reconociendo que la comunidad es el eje central del proceso.

- **Alistamiento social y comunitario:** Tiene como propósito establecer vínculos de confianza y comunicación directa con las comunidades, promoviendo la escucha activa, el respeto por las dinámicas locales y el reconocimiento de sus saberes y formas de organización. Se prioriza la identificación y verificación de actores locales, el contacto inicial (telefónico, virtual o presencial) y el fortalecimiento de canales de comunicación acordes con las condiciones del territorio. Este componente busca asegurar una participación efectiva desde el inicio, basada en el diálogo transparente, la protección de la información y el trato digno, garantizando que las comunidades sean protagonistas del proceso y orienten las siguientes etapas de trabajo.
- **Alistamiento estratégico e institucional:** Este busca garantizar la coherencia y articulación entre la Escuela TEJ, las políticas públicas y los actores institucionales del territorio y promueve la coordinación entre entidades nacionales, regionales y locales para optimizar recursos, evitar duplicidades y unificar mensajes hacia las comunidades. Entre sus acciones clave están: la articulación interinstitucional, la definición de compromisos y sinergias, la revisión de marcos normativos y programáticos, y la

planeación de mecanismos de seguimiento y reporte que aseguren transparencia y trazabilidad en la gestión social.

- **Alistamiento técnico y logístico:** Busca garantiza que existan las condiciones materiales, operativas y de seguridad necesarias para el desarrollo de las actividades comunitarias y formativas. Incluye la verificación de espacios comunitarios, la planeación de transporte y rutas de acceso, la evaluación de la conectividad y la revisión del contexto energético local, considerando las particularidades geográficas, sociales y de orden público del territorio. De esta manera, se busca asegurar un entorno adecuado, seguro y funcional para el desarrollo de la Escuela TEJ y la participación de las comunidades.

ABORDAJE 1

Es un espacio clave dentro del proceso de consolidación de las Comunidades Energéticas, pues representa el primer acercamiento directo entre el equipo facilitador y la comunidad. Este momento tiene como objetivo generar un entendimiento colectivo sobre la energía como derecho habilitante y bien común, promoviendo la apropiación social de los principios que orientan la Transición Energética Justa.

Durante este encuentro, además, se realiza la presentación del proyecto de solución energética que se desarrollará en el territorio, explicando cómo, a través del aprovechamiento de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), se busca avanzar hacia modelos sostenibles, comunitarios y equitativos de acceso a la energía.

En este marco, se aborda la cadena de valor de la energía como herramienta que permite comprender los diferentes eslabones, desde la generación hasta el consumo, y cómo su gestión comunitaria puede contribuir a disminuir los costos del servicio energético o, en algunos casos, a garantizar el acceso efectivo a la energía en territorios históricamente excluidos.

Este espacio, construido a partir del diálogo y la participación, sienta las bases para que las comunidades se reconozcan como protagonistas de la transición energética, fortaleciendo su capacidad organizativa, técnica y social para la veeduría energética. Este abordaje se estructura en dos bloques:

a. El primero está destinado a la exposición de los aspectos clave que orientan su propósito: presentar los fundamentos de la Transición Energética Justa y el rol de las comunidades organizadas y/o usuarios individuales que harán parte del proyecto.

b. El segundo bloque corresponde a la realización de actividades pedagógicas complementarias, diseñadas desde los enfoques de las pedagogías críticas y participativas, que permiten a las comunidades apropiarse activamente de los conceptos, debatir sobre su realidad energética y construir significados compartidos.

En conjunto, ambos bloques garantizan un equilibrio entre la comprensión conceptual y la apropiación práctica de los contenidos. A través de este diseño metodológico, se promueve la participación de la comunidad y se fortalecen sus capacidades para comprender, debatir y actuar en torno a los principios de la Transición Energética Justa. El resultado es una base

sólida para avanzar hacia procesos de empoderamiento social y sostenibilidad energética en los territorios.

a. Fundamentos de la TEJ

Este espacio marca el primer encuentro formal entre los facilitadores de la Escuela para la Transición Energética Justa y las comunidades participantes. La Escuela TEJ, concebida como una herramienta de fortalecimiento de capacidades comunitarias, busca no solo resolver inquietudes sobre los proyectos de energía y sus aspectos técnicos, sino también reconocer la historia energética del territorio y las formas en que las comunidades han gestionado este recurso en su vida cotidiana.

A partir de este diálogo inicial, se promueve una comprensión colectiva de la energía como un derecho habilitante, entendiendo la energía como elemento que posibilita y garantiza el acceso a derechos básicos tales como, la salud, educación, empleo digno, entro otros, esenciales para la justicia social, la sostenibilidad ambiental y el buen vivir.

En esta primera parte, se realiza la presentación de los distintos actores que intervienen en el proceso, Ministerio de Minas y Energía, contratistas, interventorías, autoridades locales y comunidad, precisando el rol y responsabilidades de cada uno en la construcción del proyecto.

Posteriormente, se exponen los objetivos generales de la Transición Energética Justa, enmarcados en la Ley 2269 de 2022, Plan Nacional de Desarrollo “Colombia, Potencia Mundial de la Vida”, destacando su carácter transversal como estrategia del Gobierno Nacional para:

- Contribuir a la mitigación de la crisis climática.
- Garantizar el acceso equitativo a la energía mediante el uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).
- Impulsar modelos de gobernanza territorial participativos y sostenibles.

En este sentido, se presentan los objetivos de la Escuela TEJ y una descripción general de los abordajes que la componen, enfatizando el concepto de Comunidad Energética como núcleo de esta estrategia: una forma de organización social que permite a las comunidades asumir un rol protagónico en la planificación, implementación y sostenibilidad de las soluciones energéticas locales.

ABORDAJE 2

Participación y corresponsabilidad energética: Este momento busca consolidar el tránsito de la comunidad desde la comprensión conceptual de la energía hacia su apropiación social y organizativa. Aquí se fortalecen las prácticas cotidianas, las responsabilidades compartidas y los mecanismos de gobernanza que permiten sostener la solución energética en el tiempo.

La participación y la corresponsabilidad son los pilares que hacen posible que una Comunidad Energética no sea solo un proyecto técnico, sino una organización viva que se cuida, se regula y se proyecta colectivamente.

En este punto de la Escuela TEJ, damos un paso fundamental: pasamos de aprender sobre la energía a asumirla como una responsabilidad colectiva. Una comunidad energética no existe solo porque haya paneles solares, cables o equipos; existe porque hay personas que realizan acuerdos, cuidan, participan y toman decisiones conjuntas. Por eso, este momento invita a reconocer la energía como bien común y derecho colectivo, a fortalecer los acuerdos comunitarios y a construir mecanismos de participación y control social que garanticen su permanencia.

Las actividades de este momento están divididas en tres bloques:
a. Uso racional y eficiente de la energía (URE)
b. Derechos, deberes y participación comunitaria
c. Gobernanza y control social

a. Bloque 1: Uso racional y eficiente de la energía (URE) Objetivo: Fomentar hábitos conscientes y sostenibles en el uso de la energía, reconociendo que cada acción cotidiana contribuye al bienestar colectivo y a la sostenibilidad de la comunidad energética.

b. Bloque 2: Derechos, deberes y participación comunitaria Objetivo: Reconocer que ser usuario no significa solo recibir un servicio, sino ejercer derechos, cumplir deberes y participar activamente en la sostenibilidad del sistema energético.

c. Bloque 3: Control social y veeduría Ciudadano Objetivo: Fortalecer las capacidades organizativas de la comunidad para tomar decisiones, vigilar la gestión y sostener la solución energética en el tiempo.

ABORDAJE 3

Gobernanza, sostenibilidad y fortalecimiento comunitario: Este abordaje de la Escuela TEJ representa el punto de madurez del proceso: aquel en el que la comunidad, después de comprender la energía y apropiarse de sus usos, se organiza para cuidarla y sostenerla en el tiempo. Aquí se reconoce que la energía no termina en la instalación de una tecnología, sino que continúa en las manos, las decisiones y los acuerdos de quienes la hacen posible día a día.

Aquí se articula los aprendizajes técnicos con los compromisos sociales y comunitarios, fortaleciendo la gobernanza energética como una práctica colectiva de responsabilidad, transparencia y autonomía. La energía se convierte, así, en un lazo que une a las personas, un símbolo de cooperación y una oportunidad de construir futuro compartido desde la sostenibilidad y la confianza.

En este abordaje se integran los siguientes elementos:

AOM (Administración, Operación y Mantenimiento): Este componente es la continuación del ejercicio de control social desarrollado por la comunidad, orientado a fortalecer la corresponsabilidad en la gestión de los sistemas energéticos. Se explican los principios y mecanismos para garantizar la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de las soluciones implementadas, incluyendo la planificación de actividades, la gestión de recursos y el seguimiento comunitario a las labores técnicas. Su propósito es asegurar un conocimiento pleno por parte de la comunidad sobre los aspectos relacionados con la sostenibilidad a largo plazo y la transparencia en el manejo de los activos energéticos.

Firma del Pacto: Actividad simbólica y colectiva en la que la comunidad suscribe el Pacto por la Transición Energética Justa, documento que refleja el compromiso de los participantes con la gestión responsable de la energía, la participación comunitaria y la sostenibilidad.

Registro de Comunidad Energética (RCE) – Convenio de Asociatividad: Etapa final del proceso, en la que se socializa y firma el Convenio de Asociatividad, que formaliza los acuerdos de cooperación, gobernanza y control social a la sostenibilidad entre los usuarios beneficiarios y las entidades aliadas. Posteriormente, se recopilan los documentos requeridos para el Registro de la Comunidad Energética (RCE) ante el Ministerio de Minas y Energía, necesarios para su reconocimiento oficial.

Se debe tener en cuenta que el desarrollo de la Escuela TEJ en el marco de estos contratos interadministrativos es indispensable para el cumplimiento pleno de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas, toda vez que la Resolución 40509 de 2024 establece el cumplimiento y certificación de la Escuela TEJ como un requisito necesario para que el Ministerio de Minas y Energía pueda registrar la comunidad energética en fase de operación en el RCE.

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 2.2.9.2.1 del Decreto 1073 de 2015, que regula el financiamiento de los proyectos de Comunidades Energéticas con recursos públicos destinados a inversión, el Ministerio de Minas y Energía reglamentó el registro de Comunidades energéticas y definió los criterios de focalización, mediante la Resolución 40509 del 21 de noviembre de 2024. En esta, se estableció que las Comunidades Energéticas de origen gubernamental, tales como los Municipios Energéticos, así como las Comunidades Energéticas Educativas, de Salud, de Paz o de naturaleza similar, no se rigen por los criterios generales de focalización y priorización (Parágrafo 1° del artículo 11).

Asimismo, el parágrafo 2º del artículo 11 de la Resolución 40509 de 2024[5] excluye del alcance de dicha Resolución, aquellas Comunidades Energéticas que surjan como resultado de compromisos institucionales derivados de negociaciones o acuerdos de gobernanza con actores sociales, entidades públicas u organizaciones diversas. Finalmente, el parágrafo 3º del mismo artículo señala que dichas comunidades, al responder a iniciativas institucionales orientadas al bienestar general, se entienden automáticamente focalizadas y priorizadas debido al interés público.

[5] 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.

Que, el Gobierno Nacional se encuentra adelantando labores de identificación y promoción de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable, con el fin de contribuir a la diversificación de la matriz energética del país, la neutralidad de carbono, la competitividad de la producción nacional y la ampliación de los servicios públicos.

Que, conforme al Manual de Gestión de Comunidades Energéticas (2025), la implementación de los proyectos de generación con FNCER bajo este modelo no se limita al componente técnico, sino que incorpora de manera obligatoria el Plan de Gestión Social y la Escuela de Transición Energética Justa – TEJ, como instrumentos transversales para asegurar la apropiación comunitaria, la sostenibilidad social del sistema y la gestión efectiva del conocimiento.

Que, el Plan de Gestión Social articula las actividades de participación comunitaria, fortalecimiento organizativo, gestión socioterritorial, gobernanza, acompañamiento social y procesos de apropiación; mientras que la TEJ constituye el mecanismo pedagógico mediante el cual se orienta, capacita y empodera a la comunidad para asumir un rol activo en la operación, administración y sostenibilidad del sistema energético. Ambos componentes se desarrollan durante todos los Momentos de intervención y son obligatorios para la correcta ejecución del presente proyecto.

III. Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía – Decreto 1073 De 2015 y El Decreto de Expansión de Cobertura - Decreto 1623 de 2015.

Que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 2.2.3.6.3.2.2.1. del referido Decreto 1073 de 2015: "Lineamientos generales del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE", estableció lo siguiente:

"(...) Para el diseño del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta aspectos sociales, ambientales, culturales, informativos, financieros y técnicos, a fin de crear las condiciones del Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, según los siguientes criterios:

1. *Fomentar la utilización de fuentes energéticas convencionales y no convencionales con criterios de uso racional y eficiente, incluso a través de sistemas de cogeneración;(...)*
2. *Fomentar la modernización e incorporación de tecnologías y procesos eficientes en la cadena de suministro y uso de los energéticos;*
3. *Fomentar el uso de energéticos eficientes, económicos y de bajo impacto ambiental".*
4. *Fomentar el uso eficiente y racional de la energía en los usuarios*
5. *Fomentar la descarbonización de la matriz energética del país. (...)"*

Así mismo, el artículo 2.2.3.3.2.2.3.1. del Decreto 1073 de 2015, señala: *"(...) Expansión de la Cobertura del Servicio de energía eléctrica en zonas aisladas. La ampliación de cobertura del servicio público de energía eléctrica a usuarios a quienes no sea eficiente conectar al Sistema Interconectado Nacional - SIN, se podrá realizar mediante soluciones centralizadas o individuales, las cuales serán construidas y operadas principalmente por un CONTRATISTA de Red del Sistema Interconectado Nacional - SIN, o a través de esquemas empresariales tales*

como las Áreas de Servicio Exclusivo - ASE. Dichas inversiones podrán ser realizadas tanto con recursos públicos como recursos mixtos o privados. Las inversiones se regirán de acuerdo con las leyes y la regulación vigente y serán remuneradas a través de los esquemas tarifarías dispuestos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG para tal fin. (...)"

IV. Importancia de la implementación de soluciones sostenibles con fuentes no convencionales de energía.

Una de las necesidades identificadas es la de proveer servicios de energía mediante soluciones con fuentes no convencionales de energía, de modo que se garantice un servicio de calidad, continuo, seguro, asequible, no contaminante, y que en la generación de energía eléctrica, se aprovechen los potenciales energéticos de las regiones donde sean implementados, e incluir como factor de sostenibilidad de dichos proyectos, el fortalecimiento de las capacidades organizativas y apalancamiento de las Comunidades Energéticas, además de capacitar a las comunidades beneficiarias en temas de eficiencia energética y en el Uso Racional de la Energía (URE).

Teniendo en cuenta la zona de influencia del proyecto y los aspectos sociales, económicos, culturales, ambientales, climáticos, entre otros, la solución más efectiva en términos económicos y sociales es aquella que consiste en la generación de energía a través de Soluciones Solares Fotovoltaicas - SSFV que permita prestar un servicio de energía hasta 24 horas, siempre y cuando se mantenga la demanda de energía indicada en los documentos soporte de los Anexos Técnicos de estudio previo, así como los niveles máximos de radiación solar y estabilidad en los parámetros de diseño, sin necesidad de consumir algún tipo de combustible.

La solución energética considerada se puede ejecutar en tiempo razonable, respondiendo a la planeación establecida para la vigencia 2025 y 2026, conforme al alcance definido en el proyecto estructurado y que hace parte del contrato interadministrativo a celebrar, bajo los términos y condiciones planteadas desde la aceptación de la manifestación de interés.

Adicional a lo anterior se encuentra incluido el componente de capacitación de los usuarios en el manejo óptimo y eficiente de los sistemas energéticos y el Uso Racional de la energía – URE, que se desarrollará con los grupos poblacionales en la zona de influencia del proyecto objeto del contrato interadministrativo a celebrar. Las comunidades serán objeto de capacitaciones de la Escuela de Transición Energética Justa (Escuela TEJ) dentro de un proceso de formación orientado al fortalecimiento de capacidades de la totalidad del personal interviniente en la ejecución del contrato que se pretende celebrar . Actividad que debe desarrollar el futuro contratista durante la ejecución del contrato que se pretende celebrar, como parte de sus obligaciones contractuales. Esta formación busca asegurar la calidad de la información, la aplicación adecuada de los instrumentos definidos y el cumplimiento riguroso de los lineamientos metodológicos establecidos para el desarrollo de la Escuela TEJ. Para esta actividad el MME dará apoyo en la transferencia metodológica de los Módulos de la Escuela TEJ y podrá prestar el acompañamiento al CONTRATISTA de Red o al ejecutor a discrecionalidad del MME. Así mismo, deberá garantizar que se brinde capacitación, durante el plazo de ejecución del contrato a celebrar, al usuario del servicio y realizar asesoría,

acompañamiento y soporte técnico a dicho usuario hasta la entrega de la infraestructura al CONTRATISTA que opera la infraestructura existente, o el que designe el MNISTERIO para realizar el AOM.

V. Definición Legal del Concepto De Zona No Interconectada

De conformidad con lo preceptuado en el numeral 22 del artículo 5 de la ley 1715 de 2014, se establece que el concepto “Se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.

Como se advierte de la definición expuesta, la misma plantea un concepto de ZNI que atiende a una noción de índole material, bajo el entendido de que se considerará a un espacio geográfico como ZNI

VI. Antecedentes del proyecto: “Implementación de soluciones solares fotovoltaicas SSFV en el marco de la estrategia de comunidades energéticas en Maicao, Albania y municipios aledaños del departamento de la Guajira"

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 ejecución de los proyectos en La Guajira representa un paso decisivo hacia la Transición Energética Justa, al llevar energía limpia, confiable y asequible a comunidades que históricamente han estado excluidas de los beneficios del desarrollo. Es importante recordar que La Guajira ha sido declarada una prioridad nacional por razones humanitarias, sociales y estructurales.

Diversos instrumentos normativos y judiciales han reconocido explícitamente la necesidad de inversión pública para garantizar el acceso a la energía como derecho fundamental y condición de vida digna en este territorio. Entre ellos se destacan, como se mencionó anteriormente, la Sentencia T-302 de 2017, en la cual la Corte señaló que la falta de acceso a la energía limita el almacenamiento de agua y alimentos, impide el funcionamiento de centros educativos y de salud, y perpetúa condiciones de exclusión. Por ello, ordenó al Estado implementar soluciones energéticas sostenibles y adaptadas al contexto territorial como parte de la respuesta estructural al problema. Así mismo el Plan de Choque para La Guajira 2023–2026, impulsado por la Presidencia de la República, incluye dentro de sus líneas estratégicas la ampliación de

la cobertura y continuidad del servicio eléctrico mediante proyectos de soluciones solares individuales y comunitarias, con el fin de atender la crisis humanitaria y garantizar derechos básicos.

Estos instrumentos, en conjunto, demuestran que el Estado colombiano tiene la obligación jurídica, política y moral de garantizar el acceso a la energía en La Guajira, priorizando proyectos como los de Albania y Maicao, que contribuyen directamente al cumplimiento de dichos mandatos.

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.

Actualmente existe una necesidad apremiante por parte de las comunidades que residen en los municipios por contar con un servicio de energía eléctrica continuo y sostenible. La región está catalogada como Zona No Interconectada (ZNI), y depende actualmente de generación de energía con plantas diésel, cuyo funcionamiento genera limitaciones siendo costoso e insostenible. Esta problemática afecta directamente la calidad de vida de sus habitantes, el desarrollo económico y la protección de su rico ecosistema al producir contaminación y ruido constante, por lo que la implementación de un sistema de generación con fuentes no convencionales de energía como es la solar fotovoltaica, se justifica como única alternativa viable a largo plazo para superar estas deficiencias. Este proyecto tiene un impacto social y económico significativo, ya que beneficiará a 10.664 posibles usuarios, lo que se traduce en un promedio de 30.499 beneficiarios. El costo total estimado del proyecto es de $ 322.709.746.890 COP, lo que representa un costo de $30.261.604 por usuario, incluyendo suministro, obra, interventoría y supervisión. Estos valores son comparables a los contemplados por el IPSE para este tipo de soluciones de energía.

La elección de sistemas solares fotovoltaicos individuales 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.

El proyecto de electrificación en los municipios de Maicao y Albania se implementará mediante un Sistema Solar Fotovoltaico individual (SFVI) 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 ≈550 Wp cada uno, sumando una capacidad de ≈1.1 kWp, que alimentan una batería de Litio-Ferrofosfato (LiFePO4) de 200 Ah/24-25,6.5 V. La energía almacenada es convertida a corriente alterna (AC) por un inversor de 2 kW. Estos sistemas de energía de bajo mantenimiento no solo satisfacen las necesidades básicas de iluminación y comunicación, sino que también permite la energización de sistemas de refrigeración y ventilación siendo una solución técnica ideal para las condiciones de dispersión geográfica y difícil acceso de las rancherías.

Este enfoque tecnológico avanzado generará múltiples ventajas para esta Zona No Interconectada (ZNI):

Técnicas: Asegura un suministro de energía estable y confiable las 24 horas del día, minimizando la necesidad de utilizar plantas diésel o recursos naturales para suplir las necesidades de energía.

Económicas: Se logrará una gestión eficiente en la prestación del servicio de energía y los costos asociados a la operación y mantenimiento de este tipo de sistemas son menores en comparación a tecnologías convencionales.

Ambientales: Contribuirá a la descarbonización del departamento, disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero y se disminuirá los impactos al ecosistema debido a las pocas intervenciones necesarias para la instalación de los sistemas.

Social: El municipio de Albania ha estado históricamente atravesado por profundas desigualdades socioeconómicas. A pesar de albergar parte de la mina de carbón del Cerrejón, uno de los proyectos extractivos más grandes del país, los beneficios económicos no se han traducido de manera equitativa en el bienestar de su población.

Según el DANE, La Guajira registró en 2023 una incidencia de pobreza monetaria del 61,5 % y de pobreza extrema del 29,3 %, cifras que se encuentran entre las más altas del país (DANE, 2024). En Albania, los indicadores de necesidades básicas insatisfechas muestran carencias graves en acceso a agua potable, saneamiento básico, salud y educación, lo que contrasta con la riqueza generada por la explotación minera. Las comunidades indígenas wayuu y campesinas son las más afectadas por estas desigualdades. De acuerdo con la Defensoría del Pueblo (2023), la región enfrenta una crisis humanitaria permanente asociada a la inseguridad alimentaria y la falta de acceso a agua apta para consumo humano, lo que repercute especialmente en la niñez. Esta situación ha sido objeto de sentencias de la Corte Constitucional, como la T-302 de 2017, que declaró un estado de cosas inconstitucional por la vulneración masiva y sistemática de derechos fundamentales del pueblo wayuu.

En materia energética, Albania enfrenta la paradoja de ser un territorio minero-energético que padece pobreza energética multidimensional. La infraestructura eléctrica cubre el casco urbano, pero los corregimientos y zonas rurales presentan problemas de acceso y calidad del servicio. Muchas familias dependen de plantas diésel, velas o fogones de leña, lo que coincide con los hallazgos de El País (2023), según los cuales un 9,7 % de los colombianos aún cocina con leña y carbón, con mayor incidencia en La Guajira. El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE) ha desarrollado proyectos piloto de energía solar en comunidades wayuu, pero la cobertura sigue siendo limitada (IPSE, 2024).

En paralelo, el turismo comunitario y cultural se vislumbra como una alternativa para diversificar la economía local. Albania cuenta con un patrimonio cultural ligado a la identidad wayuu y a paisajes de desierto y sierra que pueden atraer visitantes interesados en el ecoturismo y el turismo étnico. Aunque aún incipiente en comparación con otros municipios de La Guajira, programas regionales de promoción turística del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (2024) han incluido a Albania en proyectos de fortalecimiento de infraestructura y formación en gestión turística. Estos esfuerzos buscan complementar la dependencia del sector minero y generar oportunidades de empleo e ingresos para jóvenes y mujeres wayuu. No obstante, estos avances se desarrollan en un contexto de conflictividad social y ambiental. La explotación minera del Cerrejón ha generado tensiones con comunidades locales por los impactos en el acceso al agua y la calidad ambiental. La Defensoría del Pueblo (2024) advierte sobre un contexto de riesgo para líderes sociales en La Guajira vinculados a la defensa del territorio, lo que refleja un escenario de vulnerabilidad en el que el ejercicio de derechos colectivos se encuentra limitado por amenazas y violencias.

En síntesis, Albania se encuentra en una encrucijada entre la riqueza derivada de la minería del carbón y las profundas carencias sociales de su población. La persistencia de la pobreza estructural, la precariedad en servicios básicos y el déficit energético contrastan con el potencial de diversificación económica a través del turismo comunitario y proyectos de transición energética. Superar estas tensiones requiere coordinación institucional, inversión sostenida y, sobre todo, garantizar la participación activa de las comunidades wayuu en la toma de decisiones sobre su territorio.

Referencias

- DANE. (2024). Pobreza monetaria y desigualdad 2024. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-monetaria
- Defensoría del Pueblo. (2023). Informe sobre la situación humanitaria del pueblo wayuu. Bogotá: Defensoría del Pueblo. https://www.defensoria.gov.co
- Defensoría del Pueblo. (2024, julio). Defensoría alerta sobre riesgo para líderes sociales en La Guajira. https://www.defensoria.gov.co
- El País. (2023, 9 de febrero). Estas son las regiones del país con más pobreza energética: 9,7 % de los colombianos aún cocina con leña y carbón. https://www.elpais.com.co/economia/estas-son-las-regiones-del-pais-con-mas-pobreza-energetica-97-de-los-colombianos-aun-cocina-con-lena-y-carbon-2857.html
- IPSE. (2024). Proyectos de energías renovables en comunidades wayuu de La Guajira. Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas. https://www.ipse.gov.co
- Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. (2024). Plan de fortalecimiento del turismo comunitario en La Guajira. https://www.mincit.gov.co
- Corte Constitucional de Colombia. (2017). Sentencia T-302/17. https://www.corteconstitucional.gov.co

VII. Invitación para Generadores y Operadores de Red públicos y Mixtos

El Ministerio de Minas y Energía impulsó la Estrategia de Comunidades Energéticas como un pilar fundamental de la transición energética justa. En este marco, a finales de 2023 se habilitó un portal web para que las comunidades interesadas pudieran postularse, lo que marcó el inicio formal del proceso. Durante el año 2024 se avanzó en la fase de focalización y priorización, evaluando cada postulación conforme a la normativa vigente, con el propósito de garantizar que las comunidades seleccionadas cumplieran los requisitos técnicos, sociales y jurídicos indispensables para la viabilidad de los proyectos.

Para responder a las solicitudes recibidas, el Ministerio decidió organizar un equipo propio encargado de formular los proyectos. Dicho equipo estaba compuesto por profesionales de distintas áreas y asumió la tarea de adelantar las actividades necesarias para la estructuración de las iniciativas. El enfoque adoptado, denominado “in house”, consistía en gestionar los procesos internamente, evitando la dependencia exclusiva de terceros para su trámite.

La contratación de personal permitió conformar un grupo de trabajo con profesionales de diferentes disciplinas. Este equipo adelantó actividades técnicas, jurídicas, sociales, financieras y ambientales orientadas a la preparación de los proyectos, procurando que se cumplieran los requisitos establecidos en la normativa correspondiente.

No obstante, la magnitud de las postulaciones superó la capacidad operativa interna, lo que llevó a articular esfuerzos con los operadores de red existentes. Estos actores cuentan con más de treinta años de experiencia en el sector, reconocida y respaldada por la Ley 142 y la Ley 143 de 1994, lo que les otorga las capacidades técnicas y operativas necesarias en el territorio para estructurar y ejecutar proyectos de manera eficiente. Son ellos quienes conocen de primera mano la infraestructura existente, las redes disponibles y las necesidades reales

de las comunidades, lo que los convierte en los aliados estratégicos para garantizar la correcta implementación de las Comunidades Energéticas.

El 18 de julio de 2025, fue publicada a través del portal web del Ministerio de Minas y Energía, la invitación para que Generadores y Operadores de Red públicos y mixtos; donde el Estado tenga participación superior al cincuenta por ciento (50%), para que postularan proyectos de fuentes no convencionales de energía renovables - FNCER, con los cuales se implementen soluciones energéticas basadas en Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER) en todo el territorio nacional. Esta invitación estuvo disponible para consulta desde el 18 al 28 de julio de 2025.

A través de la invitación, se indicó que, la decisión de participar a los operadores de red y generadores públicos y mixtos que cuenten con una participación del Estado superior al cincuenta por ciento (50%), se fundamentó principalmente en que los operadores de red tienen una visión integral del estado actual y en tiempo real del sistema eléctrico en su mercado (capacidades, limitaciones, flujos de carga, puntos críticos entre otros), y además son los agentes encargados de revisar y aprobar los diseños eléctricos bajo el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctrica (RETIE) y sus propias normas. Garantizando así, la correcta operación del sistema eléctrico a través de la asignación de los puntos de conexión a la red.

Asimismo, se precisó que, la invitación no constituía un compromiso contractual, ni generaba obligaciones jurídicas vinculantes para el Ministerio de Minas y Energía. Su finalidad fue exclusivamente invitar a operadores de red y generadores públicos y/o mixtos con participación estatal mayoritaria a manifestar su interés en desarrollar proyectos en el marco de comunidades energéticas. En consecuencia, esta invitación no otorgaba derechos adquiridos ni garantizaba la asignación de recursos.

Finalizada la invitación de los postulantes, se recibieron 173 proyectos por valor de 2.38 billones en diferente estado de maduración, ya que la invitación, no excluyó la posibilidad de presentación de proyectos en fases tempranas, siempre que incluyeran una estrategia clara y documentada para la gestión y obtención del respectivo punto de conexión, en coherencia con las normas expedidas por la CREG y los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía para la conformación de comunidades energéticas.

Metodología de Priorización de Proyectos Convocatoria OR-MME

La metodología implementada para la priorización de los proyectos de energización postulados por los operadores de red en el marco de la convocatoria adelantada por el Ministerio de Minas y Energía, busca asegurar que los recursos se orientaran a las iniciativas con mayor viabilidad técnica, impacto social y alineación con las políticas públicas de acceso y equidad energética. La metodología se fundamenta en la definición de un conjunto de criterios cuantitativos y cualitativos, los cuales fueron normalizados y matematizados para permitir su evaluación en una escala común. Esto garantizó que cada proyecto pudiera ser calificado y posteriormente ordenado en un ranking de priorización, aportando transparencia, objetividad y trazabilidad al proceso técnico realizado.

Criterios de Priorización

Criterio 1 – Índice de Pobreza Multidimensional (IPM) (Cuantitativo)
Este criterio refleja las condiciones de pobreza de la población en aspectos como educación, salud, vivienda y trabajo. Priorizar proyectos en territorios con altos niveles de IPM permite dirigir la intervención hacia comunidades con mayores carencias estructurales, asegurando que la inversión en infraestructura energética se convierta en un catalizador de desarrollo social.

Criterio 2 – Índice de Pobreza Energética Multidimensional (IPEM) (Cuantitativo)
El IPEM mide las carencias relacionadas con el acceso, calidad y asequibilidad de la energía. Incorporar este criterio permite orientar recursos hacia regiones donde la población enfrenta mayores limitaciones energéticas, asegurando un impacto directo en la calidad de vida y el cumplimiento de la política de transición energética justa.

Criterio 3 – Concepto de Validación Técnica (Cualitativo matematizado)
Este criterio evalúa la solidez del proyecto con base en la revisión jurídica y predial, la factibilidad eléctrica y civil, la viabilidad ambiental y presupuestal, así como la sostenibilidad a largo plazo. Su matematización garantiza que factores cualitativos se transformen en un puntaje objetivo, discriminando entre proyectos con mayor nivel de completitud y confiabilidad técnica.

Criterio 4 – Priorización Interna (Cualitativo matematizado)
Responde a la valoración técnica del Ministerio sobre la oportunidad y urgencia de implementación de los proyectos. Considera fechas de entrada en operación y estado de avance, otorgando mayor puntaje a aquellos que pueden ejecutarse de manera más inmediata y efectiva.

Criterio 5 – Número de Usuarios a Beneficiar (Cuantitativo)
Este criterio asigna puntaje con base en la distribución estadística del número de usuarios previstos en cada proyecto. Favorece a iniciativas con mayor cobertura poblacional, generando beneficios colectivos de mayor escala y eficiencia en el uso de recursos públicos.

Criterio 6 – Tipo de Convenio (Cualitativo matematizado)
Evalúa la modalidad de convenio asociada a cada proyecto, ya sea con operadores de red, alcaldías, gobernaciones u otras entidades. Se asignó mayor puntaje a esquemas que ofrecen mayor eficacia y rapidez en la ejecución, dado que la articulación institucional es determinante para garantizar el éxito.

Criterio 7 – Departamentos de Interés (Cualitativo matematizado)
Considera los compromisos territoriales asumidos por el Gobierno Nacional y la necesidad de atender prioritariamente departamentos con mayor vulnerabilidad energética. Su inclusión asegura que la priorización técnica se articule con lineamientos de política pública y metas de equidad territorial.

Criterio 8 – Compromisos Puntuales (Cualitativo matematizado)

Este criterio refuerza la atención sobre proyectos en municipios o comunidades con compromisos específicos previamente adquiridos por parte del Gobierno Nacional. De esta manera, se garantiza el cumplimiento de acuerdos y la atención oportuna de compromisos sociales y políticos de alto impacto.

La aplicación de esta metodología obedece a la evaluación de los criterios y/o parámetros proporcionados por los operadores de red en el marco de la postulación de sus proyectos, así como el análisis y seguimiento de los planes de implementación territorial de la Dirección de Energía Eléctrica. Esto, permitió consolidar un ranking de proyectos objetivo, transparente y reproducible. La combinación de variables cuantitativas y cualitativas —estas últimas transformadas en indicadores matemáticos comparables— que asegura que las decisiones de priorización se fundamenten en criterios técnicos verificables. El resultado final constituye un insumo estratégico para la asignación de recursos, maximizando el impacto social y energético de la convocatoria del Ministerio de Minas y Energía**.**

El proyecto de **“Implementación de soluciones solares fotovoltaicas SSFV en el marco de la estrategia de comunidades energéticas en Maicao, Albania y municipios aledaños del departamento de la Guajira”,** en el marco de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas, fue calificado con una de las puntuaciones más alta para cada uno de los 8 criterios de priorización evaluados, alcanzando la posición 2 entre los 173 proyectos postulados por los Operadores de Red. Conforme al documento interno “Metodología de Priorización de Proyectos Convocatoria OR-MME y Matriz de Priorización con análisis de resultados”.

VIII. DE LA EMPRESA Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. (DISPAC)

En el marco de las necesidades aquí sustentadas y en concordancia con el objeto principal del MINISTERIO asociado al proyecto de inversión y “Desarrollo de estrategias de implementación en la conformación y financiación de comunidades energéticas con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) Nacional”, BPIN 202400000000177, así como en las políticas de la entidad identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, el MINISTERIO procedió a efectuar la validación de una empresa idónea para ejecutar el objeto del presente contrato interadministrativo y atendiendo a la capacidad y experticia técnica acreditada en la ejecución de proyectos de características similares y ante las necesidades y antecedentes mencionados, considera pertinente contratar a la Empresa DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. – DISPAC S.A. E.SP., empresa de servicios públicos constituida mediante escritura pública No. 0003659 del 11 de diciembre de 2001 como empresa de servicios públicos mixta, con participación mayoritaria de la Nación, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios.

Algunas de las funciones que la Empresa DISPAC S.A. E.S.P realiza, hoy en día, son: La empresa podrá celebrar y ejecutar cualquier acto y contrato que se relacione, entre otros, con el diseño, estructuración, construcción, administración y puesta en funcionamiento de proyectos de infraestructura, así como el desarrollo del plan de información social, para la conformación e implementación de la estrategia de comunidades energéticas.

Ahora bien, como se mencionó antes, DISPAC S.A. E.S.P., es una empresa de servicios públicos mixta con participación pública mayoritaria, y por tanto, se enmarca en la definición de entidades estatales del artículo 2o de la Ley 80 de 1993. Así mismo, de conformidad con lo estipulado en el numeral 4, literal C, del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007, puede suscribir Contratos Interadministrativos, al guardar relación directa, las obligaciones derivadas del contrato a suscribir con el MINISTERIO, con su objeto social.

Para efectos de acreditar la experiencia e idoneidad, la Empresa DISPAC S.A. E.S.P. acreditó más de 20 contratos entre los cuales se encuentran los siguientes: (se anexa matriz de Excel)

CONTRATO	CONTRATANTE	OBJETO	VALOR
FAZNI GGC-642-2020	MINISTERIO DEMINAS Y ENERGIA	Construcción, instalación e implementación de soluciones de energía sostenibles consistentes en sistemas solares fotovoltaicos individuales (SSFVI) para generar electricidad para usuarios rurales dispersos en las zonas no interconectadas (ZNI) del municipio de Milán del departamento del Caquetá	$ 4,789,620,038.00
FAZNI GGC 650 2020	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	Construcción, instalación e implementación de soluciones de energía sostenibles consistentes en sistemas solares fotovoltaicos individuales (SSFVI) para generar electricidad para usuarios rurales dispersos en las zonas no interconectadas del municipio de Cartagena del chaira departamento del Caquetá	$ 21,026,193,550.00
FAZNI GGC 652 2020	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	Instalación de soluciones energéticas para beneficiar a 250 viviendas en zonas no interconectadas del municipio de Cumaribo - vichada	$ 4,721,577,305.00
FAZNI GGC 656 2020	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	Implementación soluciones fotovoltaicas individuales en la zona rural del departamento del choco	$ 25,921,843,189.00
FAZNI GGC-662-2020	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	Diseño de la solución de energía eléctrica para vivienda individual con fuentes no convencionales de energía renovables FNCR, ubicadas en la zona rural de los municipios Cumaribo departamento del vichada	$ 4,612,727,863.00
IPSE 074-2020	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - IPSE	Desarrollar proyectos energéticos sostenibles con fuentes no convencionales de energía en las ZNI del departamento de Guainía	$ 10,000,000,000.00
IPSE 088-2021	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - IPSE	Estructuración e implementación proyecto energético sostenible comunidad de Yutaho - Implementación SSFV escuelas en La Guajira	$ 3,342,710,035.00

IPSE 132-2021	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - IPSE	Aunar esfuerzos técnicos, administrativos y financieros para la instalación del sistema de generación híbrido solar - diésel con almacenamiento de 455 kw en el área urbana del municipio de Barrancominas departamento del Guainía	$ 8,585,743,496.00
IPSE 142-2021	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 ZN alcance del objeto	$ 79,752,894,490.00
FAZNI GGC-697-2021	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	Implementación de soluciones de energía individuales sostenibles consistentes en sistemas solares fotovoltaicos para viviendas rurales en las zonas no interconectadas de las veredas: Bongal, Cachipay, Playa De Las Bestias, Guasimal, Esperanza, y Florida del municipio de Zambrano del departamento de Bolívar	$ 1,902,641,458.00

Así las cosas, atendiendo a la capacidad gerencial, técnica y administrativa, así como la experiencia acreditada en la ejecución de proyectos de características similares y ante las necesidades y antecedentes mencionados, el MINISTERIO considera pertinente y viable que DISPAC S.A. E.S.P., empresa de servicios públicos, constituida como empresa de servicios públicos mixta, con participación pública mayoritaria, con personería jurídica, autonomía administrativa, sometida al régimen general aplicable a las empresas de servicios públicos, sea la encargada de ejecutar el proyecto **“IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS SSFV EN EL MARCO DE LA ESTRATEGIA DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN MAICAO, ALBANIA Y MUNICIPIOS ALEDAÑOS DEL DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA”.**

Considerando que mediante Resolución No. 0898 del 25 de abril de 2025, expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Director de Energía Eléctrica; VÍCTOR JOSÉ PATERNINA NOVOA, fue designado como miembro principal del cuarto renglón de la Junta Directiva de la empresa DISPAC S.A. E.S.P.; cargo para el cual manifestó su aceptación, el presente estudio previo se suscribe por el Director de Energía Eléctrica ad hoc; CARLOS ARTURO RODRÍGUEZ CASTRILLÓN, en virtud de la Resolución MME No. 40426 del 18 de septiembre de 2025, mediante la cual, se aceptó el impedimento manifestado por el ingeniero VÍCTOR JOSÉ PATERNINA NOVOA, Director de Energía Eléctrica de este Ministerio, para suscribir todos los actos y/o documentos precontractuales, contractuales y postcontractuales, supervisar contratos o convenios, reconocer o autorizar pagos, y en general para todos aquellos trámites relacionados con las funciones de la Dirección de Energía Eléctrica que involucren a las Empresas Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., DISPAC S.A E.S.P., mientas sea miembro de la Junta Directiva.

Que mediante oficio No. 2-2025-042119 de fecha 25 de septiembre 2025, el MINISTERIO puso a consideración **DISPAC S.A. E.S.P**, el proyecto en mención y solicitó su manifestación de interés en la implementación de la totalidad de este.

Que **DISPAC S.A. E.S.P**, mediante oficio 20256000012191 del 25 de noviembre de 2025, en respuesta a la solicitud presentada por el MINISTERIO, manifestó su interés para ejecutar el proyecto **"IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS SSFV EN EL MARCO DE LA ESTRATEGIA DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN MAICAO, ALBANIA Y MUNICIPIOS ALEDAÑOS DEL DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA".,** en el marco de la estrategia nacional de comunidades energéticas.

Que, conforme a las funciones en materia de Transición Energética Justa - TEJ, se tiene el proyecto de inversión denominado "DESARROLLO DE ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACIÓN EN LA CONFORMACIÓN Y FINANCIACIÓN DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE (FNCER)" cuyo objetivo general: Desarrollar estrategias de implementación en la conformación y financiación de comunidades energéticas con FNCER, con Código BPIN 202400000000177, el cual tiene los siguientes objetivos específicos, productos y actividades.

1. Brindar asistencia técnica para el fortalecimiento socio organizativo y la formación en economías populares y comunitarias.
2. Diseñar proyectos estructurados de soluciones energéticas.
3. Promover la eficiencia energética (EE) y la inclusión de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) a través de la construcción de soluciones energéticas en las comunidades.
4. Realizar gestión y divulgación de la estrategia Nacional de Comunidades Energéticas y facilitar la participación de estas en espacios que aseguren su desarrollo sostenible, su viabilidad y productividad.

Objetivo general	Objetivos específicos	Productos	Indicador de producto	Actividad
Desarrollar estrategias de implementación en la conformación y financiación de comunidades energéticas con FNCER	Brindar asistencia técnica para el fortalecimiento socio organizativo y la formación en economías populares y comunitarias.	Servicio de asistencia técnica para el fortalecimiento de capacidades socio organizativas en la transición energética justa	Asistencias Técnicas Realizadas	202400000000177-01-01: Caracterizar e identificar de las capacidades y necesidades organizativas para la estructuración de la comunidad energética.
				202400000000177-01-02: Acompañar y orientar en territorio el proceso de relacionamiento social de las Comunidades Energéticas, para el desarrollo de la Escuela de formación de la transición energética Justa (TEJ) y el relevamiento de

				información necesaria para la estructuración de las comunidades energéticas
			Comunidades Energéticas registradas en el RUCE	202400000000177-01-03: Fortalecer las capacidades administrativas y sociales, para acompañar el proceso de Registro único de Comunidad Energética- RCE en los territorios.
	Diseñar proyectos estructurados de soluciones energéticas	Servicio de asistencia técnica en la estructuración de proyectos energéticos	Asistencias Técnicas Realizadas	202400000000177-02-04: Acompañar, asesorar y hacer seguimiento desde el componente técnico, con el fin de proporcionar la información requerida para de diseñar proyectos de soluciones energéticas
			Proyectos energéticos estructurados en comunidades energéticas	202400000000177-02-05: Formular los documentos técnicos para la Estructuración de proyectos con soluciones energéticas para las comunidades.
				202400000000177-02-06: Plantear modelos de sostenibilidad, fijación de tarifas, modelos de pago y de financiación para los proyectos.
	Promover la eficiencia energética (EE) y la inclusión de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) a través de la construcción de soluciones energéticas en las comunidades	Servicio de apoyo financiero a proyectos de infraestructura para la generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)	Comunidades energéticas financiadas con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)	202400000000177-04-11: Brindar apoyo financiero a las comunidades energéticas para la construcción de la solución energética estructurada
				202400000000177-04-10: Brindar acompañamiento en la puesta en marcha y transferencia de conocimientos en aspectos técnicos de la solución implementada para garantizar su sostenibilidad

	Realizar gestión y divulgación de la estrategia Nacional de Comunidades Energéticas y facilitar la participación de estas en espacios que aseguren su desarrollo sostenible, su viabilidad y productividad.	Servicio de asistencia técnica para la divulgación y gestión de las comunidades energéticas	Asistencias Técnicas Realizadas	202400000000177-03-07: Contribuir a la divulgación y reconocimiento de la estrategia Nacional de Comunidades Energéticas a nivel territorial, nacional e internacional.
				202400000000177-03-08: Fomentar el desarrollo y la participación de espacios que faciliten la implementación y divulgación de la estrategia nacional de Comunidades Energéticas.
				202400000000177-03-09: Fortalecer la capacidad institucional para el desarrollo de la estrategia de Nacional de Comunidades Energéticas

Tabla No.1
Fuente: Equipo estructurador del proceso

Con la ejecución del presente contrato en los municipios de Maicao y Albania (Guajira) se proyecta beneficiar a un total de 969 comunidades energéticas y a un total de 10.664 nuevos usuarios con generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía renovable que se benefician de comunidades energéticas, en concordancia con el indicar 171 del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”, en su transformación denominada “Transformación productiva, internacionalización y acción climática”. El mencionado indicador tiene una meta de cuatrienio de 20.000 nuevos usuarios y, para la vigencia 2025, una anual de 6.000 nuevos usuarios, razón por la cual la ejecución del proyecto de sistema de energización para el cual se solicitan los recursos es necesario para dar cumplimiento a la meta trazada en el Plan Nacional de Desarrollo.

En este sentido, como se especificó en la tabla anterior, se solicitan recursos de cada una de las actividades del proyecto de inversión con las que se garantiza que el contratista realizará las acciones necesarias para la financiación, gestión social y puesta en marcha de las comunidades energéticas en los municipios de Maicao y Albania. Por las actividades 202400000000177-01-02 ($458.462.193) y 202400000000177-02-04 ($458.462.193) se solicitan los recursos necesarios para la realización de 969 servicios de asistencia técnica para el fortalecimiento de capacidades socio organizativas en la transición energética justa y 969 servicios de asistencia técnica para la estructuración de proyectos energéticos respectivamente, que corresponden al “Abordaje 0” de la Escuela de Transición Energética Justa para Comunidades Energéticas (Escuela TEJ) en su adaptación metodológica para comunidades energéticas que se beneficiarán con soluciones solares fotovoltaicas individuales en ZNI. Este abordaje constituye la fase preparatoria para la implementación territorial de la Escuela TEJ. Su propósito es asegurar las condiciones técnicas, sociales, institucionales y logísticas necesarias para un despliegue coherente, participativo y con enfoque de justicia

social, reconociendo que la comunidad es el eje central del proceso. Las asistencias correspondientes a la actividad 202400000000177-01-02 hacen parte del componente social de la Escuela TEJ y las asistencias correspondientes a la actividad 202400000000177-02-04 hacen parte del componente técnico de la Escuela TEJ.

Por la actividad 202400000000177-02-05 ($1.263.982.592) se solicitan los recursos necesarios para el proceso de replanteo del proyecto energético. Dentro del proceso de conformación de una Comunidad Energética se desarrolla el diseño, la ingeniería de detalle, y socialización del prototipo de solución energética más adecuado a las condiciones y necesidades específicas de la comunidad interesada. Durante esta etapa, el equipo encargado lleva a cabo una validación integral que abarca dimensiones técnicas, económicas, sociales, jurídicas, ambientales, civiles y eléctricas del proyecto. Esto incluye la selección de las tecnologías energéticas más pertinentes, la definición de la capacidad instalada y la estimación de costos y beneficios. Para el presente contrato se trata soluciones individuales fotovoltaicas en ZNI (con baterías).

Finalmente, por la actividad 202400000000177-04-11 se solicita un total de $243.078.500.658 para la ejecución y el desarrollo de las soluciones de generación de energía con los ejecutores correspondientes conforme al anexo técnico del proyecto estructurado. Se estima que con estos recursos de la vigencia 2025 se financiará la infraestructura de generación para comunidades energéticas. Este monto solicitado incluye todos los costos y gastos asociados a la ejecución de obra del sistema energético estructurado: compra de materiales y equipos, mano de obra calificada y no calificada, certificaciones RETIE (si aplica), obra civil, licenciamientos, interventoría, administración delegada, entre otros.

Productos del proyecto	Meta producto 2025	Meta producto 2026	Total metas VF	Actividad	Código actividad	Rubro 2025	Valor solicitado vigencia 2025	Valor solicitado vigencia 2026	Total VF
Servicios de Asistencia Técnica para el fortalecimiento de capacidades socio organizativas en la transición energética justa	969	2907	3876	Acompañar y orientar en territorio el proceso de relacionamiento social de las Comunidades Energéticas, para el desarrollo de la Escuela de formación de la transición energética Justa (TEJ) y el relevamiento de información necesaria para la estructuración de las comunidades energéticas	202400000000177-01-02	C-2102-1900-20-40301A-2102071-02	$458.462.193	$1.375.386.579	$1.833.848.772
Servicios de Asistencia Técnica para la estructuración de proyectos energéticos	969	2907	3876	Acompañar, asesorar y hacer seguimiento desde el componente técnico, con el fin de proporcionar la información requerida para de diseñar proyectos de soluciones energéticas	202400000000177-02-04	C-2102-1900-20-40301A-2102071-02	$458.462.193	$1.375.386.579	$1.833.848.772
Proyectos energéticos estructurados en comunidades energéticas	1	0	1	Formular los documentos técnicos para la Estructuración de proyectos con soluciones energéticas para las comunidades	202400000000177-02-05	C-2102-1900-20-40301A-2102071-02	$1.263.982.592	$0	$1.263.982.592
Comunidades energéticas financiadas con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) - Indicador principal del proyecto	0	969	969	Brindar apoyo financiero a las comunidades energéticas para la construcción de la solución energética estructurada	202400000000177-04-11	C-2102-1900-20-40301A-2102075-03	$243.078.500.658	$74.699.566.096	$317.778.066.754
					Total solicitado:		**$245.259.407.636**	**$77.450.339.254**	**$322.709.746.890**

Que el presente proceso se presentó en comité extraordinario de contratación No. 56 del 2 de diciembre de 2025 del Ministerio de Minas y Energía y fue aprobado por unanimidad de sus miembros

Que el presente proceso de contratación se encuentra publicado en SECOP en el Plan Anual de Adquisiciones de la vigencia 2025, bajo el PLC- **2025-3024** bajo el código UNSPSC 72151502 y publicado en el portal transaccional de contratación pública SECOP.

Que el objeto contractual del presente proceso se enmarca en el siguiente código del Clasificador de Bienes y Servicios (UNSPSC)

CLASIFICADOR UNSPSC		NÚMERO	NOMBRE
81101700	Segmento	81	Servicios Basados en Ingeniería, Investigación y Tecnología
	Familia	10	Servicios profesionales de ingeniería y arquitectura
	Clase	17	Ingeniería eléctrica y electrónica
83101800	Segmento	83	Servicios Públicos y Servicios Relacionados con el Sector Público
	Familia	10	Servicios públicos
	Clase	18	Servicios eléctricos
80101600	Segmento	80	servicios de Gestión, Servicios Profesionales de Empresa y Servicios Administrativos
	Familia	10	Servicios de asesoría de gestión
	Clase	16	Gerencia de proyectos
26131500	Segmento	26	Maquinaria y accesorios para generación y distribución de energía
	Familia	13	Generación de energía
	Clase	15	Centrales eléctricas
41113700	Segmento	41	Equipos y suministros de laboratorio, de medición, de observación y de pruebas.
	Familia	11	Instrumentos de medida, observación y ensayo.
	Clase	37	Instrumentos de medición y comprobación de comunicación electrónica.
72141500	Segmento	72	Servicios de edificación, construcción de instalaciones y mantenimiento.

	Familia	14	Servicio de construcción pesada.
	Clase	15	Servicio de preparación de tierras.
72151502	Segmento	72	Servicios de Edificación, Construcción de instalaciones y Mantenimiento
	Familia	15	Servicios de mantenimiento y construcción de comercio especializado
	Clase	02	Servicios de construcción de energía eléctrica
80111600	Segmento	80	Servicios de Gestión, Servicios de profesionales de Empresa y Servicios Administrativos
	Familia	11	Servicios de Recursos Humanos
	Clase	16	Servicios de personal temporal
81101500	Segmento	81	Servicios Basados en Ingeniería, Investigación y Tecnología
	Familia	10	Servicios profesionales de ingeniería y arquitectura.
	Clase	15	Ingeniería civil y arquitectura

2. Descripción del objeto, con sus especificaciones, autorizaciones, permisos y licencias requeridos para su ejecución. Si el contrato o convenio incluye diseño y construcción, deberán anexarse los documentos técnicos para el desarrollo del proyecto.

2.1. Objeto:	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 MAICAO, ALBANIA Y MUNICIPIOS ALEDAÑOS DEL DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA".**
2.2. Especificaciones.	
2.2.1 Tipo de contrato o convenio:	Contrato Interadministrativo
2.2.2 Alcance del objeto:	En desarrollo del objeto de este Contrato, EL CONTRATISTA deberá realizar la administración de recursos y asistencia técnica del proyecto, para lo cual deberá, gestionar, coordinar, contratar, administrar y ejecutar los recursos asignados para llevar a cabo el replanteo, el Plan de Gestión y Formación Social, la Implementación de Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas SISFV en el marco de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas, en los

	municipios de Maicao, Albania y Municipios Aledaños del departamento de La Guajira, a través de las siguientes etapas: **Etapa 1 – Actividades Previas y de Contratación:** El CONTRATISTA será responsable de llevar a cabo los estudios preliminares que se consideren necesarios para adelantar los procesos de contratación incluyendo la interventoría, la cual debe contar con la aprobación de la supervisión, así como la de adelantar las actividades de alistamiento y verificación de las comunidades energéticas y preparar la documentación técnica y coordinar los aspectos administrativos requeridos para la adecuada ejecución de esta etapa. **Etapa 2 – Ejecución de Recursos, Supervisión, Plan de Gestión y Formación Social de la comunidad energética, Entrega Integral de la Infraestructura:** El CONTRATISTA gestionará el suministro de materiales y realizará el seguimiento a las actividades necesarias, subcontratando a terceros cuando sea requerido. Al finalizar esta etapa, el CONTRATISTA deberá preparar y entregar la documentación técnica correspondiente para el recibo del proyecto, incluidas las fichas de asistencia técnica y social definidas como entregables en cada una de las etapas que componen la comunidad energética y los documentos requeridos para el registro de la comunidad ante el Registro de Comunidades Energéticas (RCE) administrado por el Ministerio de Minas y Energía. **Etapa 3 – Cierre:** El CONTRATISTA deberá reintegrar los recursos no ejecutados y entregar los documentos que se requieran para llevar a cabo la liquidación.
2.2.3 Obligaciones del contratista o compromisos:	**OBLIGACIONES GENERALES DEL CONTRATISTA DURANTE TODAS LAS ETAPAS:** Sin perjuicio de las demás obligaciones previstas en este contrato, o en sus anexos, EL CONTRATISTA tendrá las siguientes obligaciones generales durante toda la ejecución del contrato: 1. Adelantar la dirección y asistencia técnica integral, requerida para la debida ejecución del objeto contractual. 2. Administrar los recursos del contrato, para lo cual deberá constituir un encargo fiduciario y pagar todos los costos y gastos derivados asociados al mismo. 3. Contratar la interventoría y la construcción de la infraestructura objeto del proyecto que luego será entregada al MINISTERIO de conformidad con lo establecido en el presente contrato, promoviendo mecanismos de vinculación

	de veedurías populares comunitarias con participación incidente en el control social. 4. Adelantar los trámites presupuestales internos que sean necesarios para la ejecución del presente Contrato 5. Ejecutar los recursos asignados al/los Proyecto/s de conformidad con lo establecido en el presente Contrato. 6. Presentar la información exigida en el Contrato y sus anexos en las fechas estipuladas, en los formatos definidos y usando los sistemas de información que EL MINISTERIO establezca en cada caso. 7. Atender oportunamente y de manera completa los requerimientos de las Autoridades Gubernamentales, así como realizar los requerimientos necesarios a dichas autoridades. 8. Mantener informado al MINISTERIO sobre los avances e inconvenientes de la construcción del proyecto de tal manera que se puedan tomar decisiones oportunas. 9. Llevar y mantener actualizado un registro sobre las actividades y gestiones efectuadas ante las Autoridades respectivas que sean necesarias para el cumplimiento de las obligaciones a su cargo contenidas en el presente Contrato. Este registro podrá ser consultado por EL MINISTERIO en cualquier momento. 10. Informar al MINISTERIO en un máximo de tres (3) días hábiles de cualquier circunstancia que pueda afectar la ejecución del contrato o los intereses del MINISTERIO. Si esto no se cumpliera, EL CONTRATISTA responderá por las medidas o acciones a las que se obligue por parte del MINISTERIO. 11. Obtener y mantener vigentes las garantías previstas en este Contrato, para la respectiva aprobación por parte del MINISTERIO. 12. Exigir en los contratos derivados, las garantías señaladas el presente Contrato. 13. Suscribir las diversas actas conforme a lo previsto en este Contrato. 14. Adoptar las medidas necesarias para subsanar dentro de los tres (3) días hábiles cualquier situación irregular en la ejecución de la actividad del interventor o de sus contratistas derivados. 15. Cumplir la normatividad de seguridad en el trabajo y de bioseguridad y exigirla a los contratistas derivados. 16. Entregar oportunamente la información que requiera EL MINISTERIO y/o los entes de control relativa a la ejecución del Contrato.

	17. Participar y colaborar con EL MINISTERIO en el proceso de empalme del presente Contrato, con el nuevo CONTRATISTA en caso de cesión del contrato. 18. Garantizar que se cuente con los trabajadores necesarios para el desarrollo del objeto del contrato y la ejecución de todas las actividades, obligaciones y etapas del mismo, que serán vinculados por EL CONTRATISTA o sus CONTRATISTAS DERIVADOS, quienes deberán cumplir con todas las disposiciones legales aplicables. 19. Cumplir y velar junto con sus CONTRATISTAS DERIVADOS, por el cumplimiento del pago de los respectivos salarios, prestaciones sociales e indemnizaciones de todos los trabajadores vinculados y/o colaboradores para la ejecución del presente Contrato o de los contratos derivados. 20. Mantener indemne a EL MINISTERIO conforme lo establecido en este contrato. 21. El contratista podrá modificar o ajustar los diseños, no obstante, en ningún caso lo eximirá de cumplir las especificaciones técnicas mínimas presentadas en el diseño aprobado, por la interventoría y el MINISTERIO, sus anexos y demás documentos que hacen parte integral del mismo. En cualquier caso, se requerirá el concepto y aval previo de la Interventoría para su trámite, así como concepto previo del MINISTERIO. 22. Usar junto con sus contratistas derivados, las plataformas tecnológicas y formatos definidos por EL MINISTERIO para el envío y recepción de información, así como para el seguimiento y visualización de la ejecución del presente contrato. 23. El CONTRATISTA deberá capacitar la Escuela de Transición Energética Justa (Escuela TEJ) dentro de un proceso de formación orientado al fortalecimiento de capacidades de la totalidad del personal interviniente en la ejecución del presente contrato. Esta formación busca asegurar la calidad de la información, la aplicación adecuada de los instrumentos definidos y el cumplimiento riguroso de los lineamientos metodológicos establecidos para el desarrollo de la Escuela TEJ. Para esta actividad el MME dará apoyo en la transferencia metodológica de los Módulos de la Escuela TEJ y podrá prestar el acompañamiento al CONTRATISTA de Red o al ejecutor a discrecionalidad del MME. 24. Presentar un informe de carácter mensual al supervisor del MME dentro de los quince (15) primeros días calendario al mes siguiente, en el formato o sistema dispuesto por EL MINISTERIO. Los informes contendrán, pero sin limitarse a ello, lo siguiente:

	a. Aspectos Generales del Contrato i. Fecha de inicio ii. Fecha de finalización de la etapa en la que se encuentre el contrato al momento de presentar el informe mensual iii. Fecha de finalización del contrato iv. Valor del contrato v. Nombre del Proyecto vi. Suscripción del encargo fiduciario. vii. Modificaciones (Adiciones, prorrogas, suspensiones) b. Avances de las etapas establecidas en el presente Contrato, identificando para cada una de las actividades aquellas críticas y las acciones implementadas para subsanarlas. c. Aspectos Generales de los contratos suscritos con terceros i. Estado de los procesos contractuales: Preparación términos de contratación y selección de contratistas derivados, anexando los contratos suscritos con contratistas derivados. ii. Para los contratos de interventoría, obra y/o suministros derivados, según corresponda: • Nombre y/o razón social del contratista • Fecha de inicio • Fecha de finalización • Valor del contrato • Alcance • Anticipo, en caso de que aplique • Modificaciones (Adiciones, prorrogas, suspensiones) d. Ejecución de los Contratos i. Descripción de las actividades realizadas para la ejecución y sus porcentajes de avance con relación a los respectivos cronogramas, según la etapa en la que se encuentre al momento de presentar el informe mensual, señalando los inconvenientes presentados, medidas correctivas adoptadas y los requerimientos realizados para la adecuada ejecución del proyecto. ii. Informe de los avances de la Instalación de la Infraestructura Eléctrica. iii. Registro fotográfico de Avance de Instalación del proyecto. iv. Descripción detallada del reporte de ejecución de los recursos, este informe debe contener

	información que permita identificar el valor total del contrato, adiciones, valor total de recursos desembolsados, aumentos por rendimientos financieros, disminuciones por ejecución del contrato y saldo de recursos por ejecutar. e. Aspectos Financieros i. Recursos girados al CONTRATISTA: • Valores recibidos • Fechas • Valores desembolsados • Fechas Porcentaje de desembolsos. • Recursos disponibles ii. Contratos derivados y su valor (obra y/o suministro e interventoría), según corresponda: • Valores ejecutados y pagados • Fechas Recursos disponibles. • Porcentaje de valores ejecutados y pagados • Saldos por pagar iii. Encargo Fiduciario: • Valores recibidos. • Recursos pagados. • Rendimientos generados. • Rendimientos girados al Tesoro Nacional (se debe adjuntar el soporte de la transferencia vía SEBRA mensualmente.) • Recursos disponibles. • Recursos reintegrados al Tesoro Nacional f. Aspectos de seguimiento i. Cronograma que contenga como mínimo el avance programado y el avance realizado en el mes por EL CONTRATISTA de acuerdo con el cronograma aprobado del contrato. ii. EL CONTRATISTA deberá llevar los registros y actualizar mensualmente, dentro los quince (15) primeros días del mes siguiente, la información del proyecto (control y seguimiento de cada uno de los contratos suscritos), en las plataformas que EL MINISTERIO indique. iii. Realizar según los lineamientos del MINISTERIO la implementación de la estrategia de Comunidades Energéticas para el fortalecimiento de las comunidades beneficiadas, conforme a las instrucciones que imparta la supervisión. g. Comunidades Energéticas i. Informar las comunidades energéticas visitadas

ii. Descripción detallada las actividades realizadas para la caracterización y viabilización de las comunidades energéticas.
iii. Relacionar las fichas insumos y presentaciones expuestas a cada una de las comunidades para la sociabilización de la implantación y puesta en funcionamiento del proyecto y de la estrategia de comunidades energéticas.
iv. Recopilación de documentos requeridos para el registro de la comunidad ante el registro de comunidades energéticas (RCE)

OBLIGACIONES ESPECIFICAS DEL CONTRATISTA DURANTE LA ETAPA 1 - ACTIVIDADES PREVIAS Y DE CONTRATACIÓN: Esta etapa iniciará una vez sea firmada el acta de inicio.

1. Realizar el pago del impuesto de Timbre dentro de los quince (15) días calendarios siguientes a la suscripción del presente contrato de conformidad con el Decreto 175 de 2025 y allegar el soporte al Supervisor del Ministerio de Minas y Energía para la suscripción del Acta de Inicio. (Cuando aplique)
2. Manejar los recursos del presente Contrato a través de un ENCARGO FIDUCIARIO, el cual se deberá suscribir dentro de los diez (10) días calendario posteriores a la firma del contrato. Para la contratación de la constitución de dicho Encargo Fiduciario EL CONTRATISTA deberá seguir de forma precisa su Reglamento Interno de Contratación y deberá asegurar una selección objetiva de la entidad Fiduciaria para el efecto se deberá tener en cuenta lo siguiente:
   a. La totalidad de los recursos del contrato deberán manejarse a través del Encargo Fiduciario en una cuenta de ahorros bancaria exclusiva para el desarrollo del objeto del contrato la cual debe tener vocación de medio de generar unos rendimientos financieros acordes a las condiciones del mercado, en todo caso estas serán las condiciones que deberá establecerse en el contrato de fiducia para la rentabilidad de los recursos.
   b. La utilización de los recursos debe efectuarse de acuerdo con el presupuesto establecido para el proyecto y al cumplimiento de la ejecución efectiva de las actividades, en caso de la destinación indebida de los recursos, los mismos deberán reintegrarse al encargo fiduciario, aplicando lo que corresponda al cálculo de la rentabilidad dejada de percibir e intereses de acuerdo con legislación vigente, sin perjuicio de las acciones jurídicas a que haya lugar.
   c. EL CONTRATISTA remitirá al MINISTERIO la minuta de encargo fiduciario en un plazo máximo de tres (3) días

calendario siguientes a partir de la firma del contrato para que se efectúen las observaciones a que hubiere lugar en un término no mayor a dos (2) días calendario siguientes al recibo, las cuales deberán ser tenidas en cuenta en la minuta final del contrato de Encargo Fiduciario. En todo caso el plazo total para constituir el encargo fiduciario es de diez (10) días calendario los cuales incluyen: el envío de la minuta del contrato, la aprobación del Ministerio y la legalización del encargo fiduciario con la fiduciaria.

d. EL CONTRATISTA, mediante la firma del presente Contrato garantiza a EL MINISTERIO que la Fiduciaria con la cual se contratará el Encargo Fiduciario no tendrá, ni al momento de firma del contrato de encargo fiduciario, ni durante toda su vigencia conflicto de intereses alguno con EL CONTRATISTA, ni la firma de dicho contrato será condición para la obtención de cualquier producto financiero adicional para EL CONTRATISTA por parte de la Fiduciaria o cualquier entidad de su mismo grupo empresarial.
e. Dicho Encargo Fiduciario deberá suscribirse con el mismo plazo establecido en el Cronograma.
f. Solicitar aprobación previa y escrita de la supervisión del MME para cualquier modificación al contrato de Encargo Fiduciario.
g. Atender con sus propios recursos todos los costos y gastos derivados de la constitución y manejo del Encargo Fiduciario, entre otros, gravámenes de movimiento financieros 4*1000, transferencias, comisiones y demás.
h. Entregar al Fiduciario, copia de todas las adiciones, prórrogas y/o modificaciones que se realicen al presente Contrato.
i. Solicitar autorización para el cierre del Encargo Fiduciario, a la supervisión del Contrato del MME.
j. Ordenar a la Fiduciaria consignar, dentro de los primeros diez (10) días hábiles posteriores al cierre del mes en el que fueron generados, los rendimientos financieros; atendiendo la reglamentación que tiene establecida la Tesorería General de la Nación y remitir al MINISTERIO el soporte correspondiente.
k. Garantizar que la consignación mensual de los rendimientos financieros guarde correspondencia a los rendimientos generados según el extracto bancario e informe de la Fiducia, remitiendo informe mensual a la SUPERVISION DEL MINISTERIO con copia del extracto bancario anexando soporte de transferencia vía SEBRA.

3. INCORPORACIÓN DE RECURSOS: EL CONTRATISTA, deberá máximo dentro del mes siguiente contado a partir de la fecha

de suscripción del contrato realizar todas las gestiones pertinentes para incorporar los recursos a su presupuesto, si aplica.

4. Adelantar los procesos de contratación de los contratistas derivados que ejecutarán la Infraestructura Energética del proyecto
5. EL CONTRATISTA podrá ejecutar el proyecto a través de contratistas derivados por fases o por municipios según lo considere más eficiente.
6. Contratar la Interventoría Administrativa, Técnica, Jurídica, Ambiental, Social, Financiera y Contable a los contratistas derivados de obra con terceros independientes del CONTRATISTA y de los Contratistas Derivados de obra, en el marco de un proceso competitivo, la selección objetiva y criterios de publicidad y transparencia, aplicando el marco legal previsto en los estatutos del CONTRATISTA y su Reglamento Interno de Contratación, así como los principios constitucionales de la función administrativa consagrados en el artículo 209 de la Constitución Política y la normatividad vigente, con el fin de garantizar la adecuada ejecución del objeto contractual y el cumplimiento de las siguientes condiciones y actividades
   a. EL CONTRATISTA, atenderá los requerimientos y lineamientos que establezca EL MINISTERIO mediante EL SUPERVISOR junto con lo establecido en este contrato. De acuerdo con lo establecido en esta cláusula, EL CONTRATISTA, deberá suscribir el contrato de interventoría y todo caso deberá encontrarse vigente al momento de suscribir el Acta de Recibo y Entrega de la infraestructura con el CONTRATISTA y el MINISTERIO.
   b. Como requisito previo a la contratación del interventor derivado, su representante legal debe declarar, de manera juramentada, que la ejecución de sus actividades contractuales estará encaminada a colaborar con EL MINISTERIO en el seguimiento y control a la ejecución del presente contrato.
   c. EL CONTRATISTA deberá iniciar el proceso de selección de la interventoría, conforme a su Reglamento Interno de Contratación aunado deberá tener en cuenta como mínimo los siguientes requisitos para la contratación de la interventoría:
      i. Su objeto Social debe referirse a interventoría del proyecto
      ii. La convocatoria debe ser competitiva y transparente de manera que, se deben garantizar criterios de evaluación;

	experiencia, calidad y cumplimiento de requisitos, que facilite la pluralidad de oferentes y selección objetiva. iii. No debe existir ninguna relación de control o propiedad accionaria directa o indirecta entre EL CONTRATISTA y el interventor derivado, ni pertenecer al mismo grupo empresarial, en los términos de la Ley 222 de 1995 y todas aquellas normas que la modifiquen, adicionen o subroguen. iv. No debe existir ningún conflicto de interés e inhabilidad entre EL CONTRATISTA y el interventor. v. La forma de pago de la interventoría debe pactarse únicamente por avance en la implementación de la Infraestructura eléctrica. d. El interventor deberá mínimo tener las siguientes obligaciones: i. Realizar el seguimiento técnico, administrativo, social, ambiental, jurídico, operativo, logístico y financiero en el cumplimiento de las obligaciones contractuales. ii. Verificar el cumplimiento de las obligaciones contractuales a cargo de los CONTRATISTAS DERIVADOS sujetos a su responsabilidad. iii. Verificar el pago de salarios, prestaciones sociales y pagos parafiscales y de seguridad social por parte de los CONTRATISTAS DERIVADOS en relación con el personal destinado a la ejecución de cada contrato a su cargo. iv. Verificar las entregas parciales y/o totales de los bienes o servicios contratados, de lo cual se dejará constancia en la correspondiente Acta de Recibo de Obra ya sea de carácter Parcial o Total según sea el caso. v. Llevar un registro de las novedades, órdenes e instrucciones impartidas durante la ejecución del contrato y efectuar las recomendaciones y ajustes necesarios. vi. Cumplir con las normas, especificaciones técnicas y procedimientos establecidos en los planos de construcción y/o fabricación, y el cumplimiento de las normas y procedimientos aplicables a este contrato. vii. Promover la participación y veeduría ciudadana en articulación con las organizaciones sociales, populares y/o comunitarias para el control y seguimiento de los recursos públicos, de acuerdo con los lineamientos emitidos por EL MINISTERIO a través de la SUPERVISIÓN. viii. Verificar permanentemente el número de comunidades energéticas y sus usuarios asociados a beneficiar con la ejecución del proyecto.

	ix. Verificar permanentemente la calidad de la obra, bienes o servicios que se estipulen en los contratos derivados sujetos a su vigilancia. x. Vigilar el correcto uso de los anticipos en caso de que sean pactados en los contratos sujetos a su vigilancia. xi. Dar el visto bueno de los pagos que se deban realizar a través del Encargo Fiduciario respecto de los contratos sujetos a su vigilancia. xii. Llevar un control de las pólizas exigidas en cada uno de los contratos derivados e informar al CONTRATISTA en caso de que no estén constituidas en debida forma. xiii. Remitir mensualmente al CONTRATISTA y al MINISTERIO, quien podrá exigir el cumplimiento de ésta y las demás obligaciones, dentro los quince (15) primeros días calendario del mes siguiente, un informe que contenga la ejecución de las obras del proyecto desde el punto de vista administrativo, técnico, jurídico, ambiental, social, financiero y contable, que permita conocer de manera detallada su ejecución, el cronograma de seguimiento del contrato de obra, incluyendo su ejecución de actividades constructivas y presupuestales, y plan de gestión y formación social de las comunidades energéticas y los demás requerimientos asociados en los documentos del proceso (anexo técnico, formatos y documentos guía) xiv. El interventor deberá declarar y garantizar expresamente en el contrato correspondiente con EL CONTRATISTA, que no tiene conflicto de interés alguno con el CONTRATISTA y los CONTRATISTAS DERIVADOS, ni en la fecha de firma del contrato ni durante su ejecución y que llevará a cabo las actividades de dicho contrato y el cumplimiento de sus obligaciones bajo estricto cumplimiento de los principios de transparencia administrativa y eficiencia presupuestal, así como comprometiéndose a mantener su imparcialidad frente al CONTRATISTA. xv. Conceptuar desde el punto de vista jurídico, técnico, administrativo, contable, social, ambiental y financiero sobre las solicitudes de modificación, suspensión y adición de los contratos realizados por EL CONTRATISTA en desarrollo del presente Contrato. xvi. El interventor y EL CONTRATISTA y sus respectivos funcionarios convocarán a EL MINISTERIO para el desarrollo de sus reuniones con suficiente antelación, siendo optativo para EL MINISTERIO asistir o no a la reunión.

	xvii. Verificar que las áreas de trabajo se encuentren completamente aisladas de peatones y vehículos, habilitando zonas seguras dentro de los frentes de obra para el tránsito de los trabajadores y del personal involucrado. xviii. Garantizar la correcta implementación de la señalización y demarcación en materia ambiental y de seguridad y salud en el trabajo, así como de cualquier otro requisito aplicable. Será obligación del Contratista solicitar, instalar y verificar la señalización adicional que se requiera de acuerdo con el avance y las condiciones particulares de la obra, cumpliendo en todo momento con los estándares establecidos en la legislación nacional vigente y en las Normas Técnicas Colombianas (NTC) xix. Esta INTERVENTORÍA estará vigente por todo el tiempo del Contrato derivado de obra y del presente contrato, incluyendo el que resulte después de aplicar potenciales prórrogas o suspensiones. Sobre tales prórrogas y suspensiones, EL CONTRATISTA no podrá solicitar recursos adicionales, no podrá eximirse de su obligación de siempre contar con un interventor. xx. El CONTRATISTA deberá dar cumplimiento a todos los aspectos relacionados en el Anexo Técnico, formatos y documentos guía sobre la interventoría. 6. Contratar la ejecución del proyecto bajo su riesgo y responsabilidad, para lo cual EL CONTRATISTA deberá aplicar el marco legal previsto en sus estatutos, en su Reglamento Interno de Contratación (pero en caso de contradicción con primacía de lo establecido en este contrato), así como los principios constitucionales de la función administrativa consagrados en el artículo 209 de la Constitución Política; para mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica. Los contratos derivados deberán ser exclusivos para la ejecución de cada proyecto objeto de este contrato y deberá incluir como mínimo las siguientes obligaciones o actividades a cargo del CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN: a. Presentar cronograma de construcción: que corresponde a la programación de las actividades para la implementación de la Infraestructura del proyecto de Comunidades Energéticas por parte del CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN, el cual deberá estar acorde con el Cronograma del presente contrato. El Cronograma de la obra deberá indicar, de manera detallada y con un horizonte semanal, el día de inicio y culminación de cada actividad, en la que se encuentren todas las actividades que deban ser realizadas en la Etapa de Suministro, Obra, Implementación

	y socialización y registro de la Comunidad Energética. EL CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN deberá presentar su Cronograma de obra e implementación al Interventor, quien deberá avalarlo y una vez aprobado, deberá ser presentado por el CONTRATISTA al MINISTERIO en un plazo máximo de quince (15) días calendario anteriores a la suscripción del Acta de Inicio del Contratista Derivado de Implementación. b. Remitir a EL MINISTERIO, dentro del plazo previsto en el Cronograma del presente Contrato, los contratos suscritos y sus actas de inicio para interventoría, suministro y/o obra e implementación de obras, según corresponda. c. Ejecutar la gestión para la obtención de Licencias y Permisos, las cuales serán, entre otros, procedencia o no de consulta previa ante el Ministerio del Interior, autorizaciones ambientales, servidumbres y/o permisos de paso, certificaciones sobre no presencia de predios a usar en la obra qué se encuentren en zonas de alto riesgo o en jurisdicción de Parques Nacionales Naturales o zonas de reserva y similares, qué impidan la ejecución, y que sean necesarios para el desarrollo del replanteo, plan de gestión y formación social y energización y que fueron previstos en la etapa de estructuración del Proyecto. En caso tal, que se identifique necesaria la realización de alguno de estos trámites que no fueron previstos durante la etapa de estructuración del Proyecto, las Partes deberán pactar de buena fe las condiciones en que dichos trámites adicionales serán realizados. En ese sentido, el desacuerdo justificado de las Partes frente a la realización de un trámite no previsto podrá ser causal para la Terminación Anticipada del Contrato. Cronograma, para lo cual se deberá demostrar documentalmente por parte de EL CONTRATISTA las gestiones realizadas a efectos de dar cumplimiento a esta obligación. d. Verificar que se cuente con el cien por ciento (100%) de los permisos de paso y/o predios necesarios para la ejecución del Proyecto como requisito para la suscripción del Acta de terminación de las actividades previas a la contratación y contratación. Para tal efecto, podrá solicitar el apoyo del MINISTERIO, quienes previa solicitud del CONTRATISTA remitirán requerimiento a los Entes Territoriales correspondientes para la obtención de las servidumbres y/o permisos de paso. En caso de que un evento eximente de responsabilidad imposibilite cumplimiento de esta obligación, las Partes podrán acordar la Terminación Anticipada del Contrato y se deberá reintegrar todos los

	recursos que hayan sido desembolsados, lo cual debe estar debidamente sustentado y soportado por EL CONTRATISTA y la INTERVENTORÍA, así como contar con la aprobación del SUPERVISOR. En caso de que no exista un evento eximente de responsabilidad, EL MINISTERIO iniciará el respectivo trámite de presunto incumplimiento y aplicará las multas y/o la cláusula penal, según corresponda. Para efectos de la presente estipulación, se considera, entre otras situaciones, como un evento eximente de responsabilidad el hecho de un tercero, el cual se configurará ante la imposibilidad de concertar las condiciones necesarias para la concesión de la servidumbre o derecho de paso requerido para la ejecución del proyecto. e. Validar los potenciales usuarios beneficiarios que conformarán la Comunidad Energética, con base en los criterios de selección definidos en el Anexo Técnico. Para tal efecto, deberá diligenciar el formato establecido por el Ministerio de Minas y Energía para tal fin. f. Garantizar las acciones de socialización, de conformidad con los momentos definidos en el anexo técnico, así como aquellas adicionales qué se consideren necesarias para la adecuada implementación del proyecto, en compañía de la comunidad, sus representantes, la Alcaldía, la Personería que tenga jurisdicción en la Zona Geográfica, y EL MINISTERIO si se requiere, las cuales deberán contar con las medidas de bioseguridad necesarias, así mismo, deberá cumplir con la reglamentación que para el efecto determine cada ente territorial del sitio de influencia del proyecto. En estas acciones se deberá: i. Presentar el alcance del proyecto, ii. Identificar las comunidades energéticas y sus usuarios beneficiados. iii. Informar sobre los beneficios y costos para las comunidades energéticas y sus usuarios asociados. iv. Informar sobre la Instalación de las redes internas de las viviendas de los usuarios, en los casos que aplique. v. Comunicar sobre la necesidad de constituir servidumbres y/o permisos de paso. vi. Comunicar sobre la necesidad de licencias y/o permisos ambientales y/o planes de aprovechamiento forestal, vii. Comunicar sobre la necesidad de consulta previa, si se requiere. viii. Comunicar sobre la existencia de zonas de alto riesgo en la zona del proyecto, si son detectadas por EL CONTRATISTA y su incidencia sobre los usuarios.

ix. Informar las zonas de Instalación y anunciar la fecha programada para el inicio de la obra e implementación de la infraestructura eléctrica del respectivo proyecto.
x. Deberá diligenciar y aplicar los formatos y documentos establecidos para los productos de asistencia técnica y social, junto con sus respectivos anexos, en concordancia con lo dispuesto en el anexo técnico y con el propósito de garantizar la inscripción de las Comunidades Energéticas y sus usuarios asociados.
xii. Indicar los contactos a los que podrá acudir la comunidad para resolver solicitudes e inquietudes en general, o quejas sobre el desarrollo de la Instalación y del proyecto en general.

7. Suscribir el Acta de terminación de las actividades previas a la contratación y contratación una vez se cumplan las condiciones indicadas en el presente contrato, en el Anexo técnico y se hayan realizado la totalidad de las actividades previstas para esta etapa la cual deberá ser suscrita entre EL CONTRATISTA, el CONTRATISTA DERIVADO, el INTERVENTOR Y EL SUPERVISOR. Dicha acta deberá tener como anexo mínimo los siguientes documentos:
   a. Aprobación del cronograma de obra e implementación.
   b. Documentación de la gestión para la obtención de Licencias y Permisos (si aplica)
   c. Documentación de servidumbres y/o permisos de paso (si aplica)
   d. Documentación de la gestión social del proyecto .
   e. Actas de capacitación.
   f. Fichas de asistencia técnica y social.
   b. Los demás productos asociados en el anexo técnico, formatos y documentos guía qué hacen parte integral del proceso.

En el evento en el que la Etapa 1 termine como consecuencia de la ocurrencia de cualquiera de las causales previstas para la terminación anticipada de este contrato, deberá constar en la respectiva acta.

Con la suscripción del presente Contrato EL CONTRATISTA declara que acepta en su totalidad los diseños, especificaciones y presupuesto, que fueron realizados para la aprobación del Proyecto por el MINISTERIO. En tal virtud, renuncia expresamente a cualquier reclamación, judicial o extrajudicial, derivada de diferencias entre el diseño, especificaciones y presupuesto y el cumplimiento de sus obligaciones pactadas en el presente Contrato.

	OBLIGACIONES DURANTE LA ETAPA 2- ACTIVIDADES DE EJECUCIÓN DE RECURSOS, SUPERVISIÓN, PLAN DE GESTIÓN Y FORMACION SOCIAL Y ENTREGA INTEGRAL DE LA INFRAESTRUCTURA: Esta etapa iniciará con la suscripción del Acta de Terminación de la Etapa 1- ACTIVIDADES PREVIAS Y DE CONTRATACIÓN, dentro de la cual EL CONTRATISTA deberá realizar las siguientes actividades: 1. Ordenar a la fiduciaria los pagos a los CONTRATISTAS DERIVADOS previa aprobación de la Interventoría y notificación al MINISTERIO. Los pagos a la interventoría deberán contar en todo caso, con la aprobación del CONTRATISTA y deberán ser notificados de manera previa al MINISTERIO. 2. Cumplir con todas las obligaciones correspondientes que se encuentren incluidas en el presente Contrato en los diferentes anexos y en los documentos técnicos aprobados por el MINISTERIO. 3. Verificar las Comunidades Energéticas y sus usuarios asociados beneficiarios del Proyecto: Exigir la verificación en campo de las comunidades energéticas y sus usuarios asociados que serán beneficiarios de la Infraestructura. Para ello se adelantará el siguiente procedimiento: i. El CONTRATISTA adelantará las revisiones en campo de conformidad con los momentos definidos en el anexo técnico, así como aquellas adicionales qué se consideren necesarias para verificar las comunidades energéticas y usuarios asociados previstos en el proyecto, y presentará para el visto bueno del INTERVENTOR y la posterior aprobación del SUPERVISOR, con los respectivos soportes documentales y fotográficos, un informe de las novedades encontradas en campo respecto a la relación de comunidades energéticas iniciales y las que finalmente se encontraron en campo, con sus usuarios asociados y que podrán ser beneficiados de acuerdo con el objeto y dentro de la Zona Geográfica del Proyecto. ii. Frente a la actividad de verificación de comunidades energéticas y usuarios asociados, se suscribirá el Acta de Verificación de comunidades energéticas y sus usuarios asociados entre EL CONTRATISTA, EL INTERVENTOR, EL CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN y el SUPERVISOR. Previo a su firma y como una actividad paralela a la verificación de estas, EL CONTRATISTA deberá identificar las comunidades energéticas y usuarios asociados en la zona del proyecto que pueden ser objeto de sustitución de aquellos que no cumplen con los

	lineamientos establecidos y deberá tramitar en forma previa a través de la SUPERVISIÓN con el MINISTERIO la validación de aquellas comunidades energéticas y sus usuarios que hayan sido objeto de sustitución con el IPSE, a fin de que surta validez para los efectos del presente contrato. EL CONTRATISTA y el Interventor serán los responsables de tramitar la aprobación. iii. En dicha acta se dejará constancia del listado final de comunidades energéticas y usuarios asociados, beneficiarios con los siguientes ítems: Información geográfica en medio digital de la relación de los usuarios a beneficiar la cual deberá referirse al dato oficial adoptado para Colombia (MAGNA-SIRGAS), indicando el origen, en coordenadas planas, para lo cual anexará: Archivo shapefile; Relación de las comunidades energéticas y usuarios asociados beneficiados con número de identificación predial (cuando aplique), georreferenciados en hoja de cálculo por departamento, municipio, vereda, así como la pertenencia étnica (nombre pueblo/étnica, resguardo cabildo, ranchería, asentamiento, consejos comunitarios, asociación, según aplique el usuario), municipios de paz, así como la caracterización de enfoque de género y población de acuerdo al formato suministrado por el MINISTERIO.) Plano con el soporte geográfico de las comunidades energéticas y usuarios asociados con identificación y nombre de todos los beneficiados. iv. Durante este procedimiento de verificación de comunidades energéticas y usuarios asociados, EL CONTRATISTA, EL INTERVENTOR, EL CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN y el SUPERVISOR deberán verificar cuando aplique, entre otros, la potencialidad de que uno o varios de los usuarios beneficiarios del proyecto sean interconectables al SIN y validarlos con el CONTRATISTA de Red más cercano del SIN en la zona del proyecto, en las ACTIVIDADES PREVIAS A LA CONTRATACIÓN Y CONTRATACIÓN, en cuyo caso deberán excluirse y sustituirse estos usuarios en el proyecto. v. El Interventor tendrá quince (15) días calendario para evaluar el contenido de verificación de comunidades energéticas y usuarios asociados. En caso tal de que lo considere acertado, procederá lo dispuesto en el siguiente literal. En caso de que no lo considere acertado, enviará sus comentarios a EL CONTRATISTA y al CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN, quienes tendrán diez

(10) días calendario adicionales para atender los mismos. Esto podrá ocurrir cuantas veces sea necesario siempre que se realice durante la ACTIVIDADES PREVIAS A LA CONTRATACIÓN Y CONTRATACIÓN del Contrato, siempre y cuando no afecte el plazo establecido en el Cronograma del Contrato.

vi. En caso de presentarse el mismo número de usuarios aprobados por el MINISTERIO, pero que implique sustitución de comunidades energéticas y/o usuarios, el SUPERVISOR, EL CONTRATISTA DERIVADO y EL CONTRATISTA deberán acreditar la aprobación de estos una vez se cuente con la aprobación del IPSE, para tal efecto se suscribirá un Acta de Verificación.

vii. En caso de presentarse en la verificación de comunidades energéticas y sus usuarios asociados variaciones en su número porque uno o varios no califiquen como beneficiarios de acuerdo con los lineamientos que para el efecto establezca el Interventor tomando como insumo los lineamientos para validación de usuarios del anexo 4 de este contrato, EL CONTRATISTA propondrá la sustitución de comunidades y/o identificados en el objeto del presente contrato, para su aprobación por parte de la INTERVENTORÍA, aunado a la validación de cumplimiento de compromisos étnicos que se relacionen con la ejecución del proyecto de energización.

4. Garantizar durante la Etapa 2, las capacitaciones a las comunidades energéticas y sus usuarios asociados, de conformidad con las orientaciones establecidas en el anexo 5 del presente CONTRATO denominado “Manual de Gestión de Comunidades Energéticas 2024” y los complementos relacionados en el anexo técnico, formatos y documentos guía qué hacen parte integral del proceso.
5. EL CONTRATISTA deberá acreditar a la INTERVENTORÍA, mediante acta, que cada beneficiario asistió y recibió las actividades definidas en el marco de la Escuela TEJ, especialmente en lo relacionado con el manejo, operación y mantenimiento del SSFVI.
6. Suscribir las Actas de avance entre EL CONTRATISTA, el contratista derivado de implementación y la INTERVENTORÍA, donde se registren las soluciones solares fotovoltaicas instaladas y en operación, y las actividades inherentes al proceso de ejecución de obra y puesta en marcha del sistema. recibidos por la interventoría, anexando las Actas de registro e instalación individual de comunidades energéticas y sus usuarios asociados.

	7. Adelantar la implementación de conformidad con lo previsto en el proyecto y sus anexos para lo cual deberá regirse en cuanto a tiempos de ejecución, calidades y en general todos los aspectos técnicos, conforme a lo dispuesto en el Contrato, sus Anexos y en el Cronograma obra e implementación. 8. Contar con el personal necesario para ejecutar el proyecto de conformidad con las especificaciones técnicas del mismo. 9. Organizar y realizar los trabajos de tal forma que los procedimientos utilizados cumplan con las disposiciones ambientales y urbanísticas aplicables. Cualquier contravención a dichas disposiciones será responsabilidad del EL CONTRATISTA, y EL SUPERVISOR podrá ordenar la modificación de procedimientos o la suspensión de las obras, por esta causa, sin que ello implique ampliación de los plazos contractuales ni genere compensación alguna a favor del EL CONTRATISTA. 10. Cumplir con las disposiciones ambientales, urbanísticas, de ordenamiento territorial, de gestión social y/o cualquier otra normatividad aplicable al Proyecto, so pena de las sanciones a que haya lugar, que en todo caso serán bajo su riesgo. 11. Establecer, documentar y mantener un sistema de gestión de calidad como medio para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones, entre ellas la entrega de informes o reportes mensuales a EL MINISTERIO. 12. Entregar la infraestructura energizada a satisfacción del Interventor y del MINISTERIO, dentro de los plazos previstos en el Cronograma del contrato y responder por su calidad y estabilidad en los términos previstos en el Contrato y sus anexos. 13. Colocar dos (2) vallas informativas del proyecto de conformidad con los parámetros indicados por el MINISTERIO. La ubicación y diseño gráfico será acordado con el interventor y aprobado por EL MINISTERIO. 14. Implementar las Soluciones Energéticas: La ejecución de la Instalación es una obligación de resultado en cuanto a su calidad, características, diseño, sus condiciones técnicas y de funcionalidad de acuerdo con el proyecto aprobado por el MINISTERIO y aceptado por EL CONTRATISTA. La obra e implementación debe ser ejecutada en el plazo máximo previsto para el desarrollo de las ACTIVIDADES DE EJECUCIÓN DE RECURSOS, SUPERVISIÓN, PLAN DE GESTIÓN Y FORMACION SOCIAL Y ENTREGA INTEGRAL DE LA INFRAESTRUCTURA y de conformidad con lo previsto en el Cronograma. El cumplimiento de las Especificaciones

	Técnicas no eximirá al CONTRATISTA del cumplimiento y de la obtención de los resultados previstos en el Contrato y sus anexos, por lo tanto: A. Por su propia iniciativa o por solicitud del SUPERVISOR, deberá por cuenta y riesgo rectificar, a satisfacción del SUPERVISOR, los errores técnicos que hubiera cometido dando cumplimiento de las actividades previstas para la ejecución del Contrato de acuerdo con las especificaciones técnicas aprobadas por el MINISTERIO. B. Durante todo el plazo del Contrato será responsabilidad del CONTRATISTA a su entero costo y riesgo– modificar cualquier procedimiento, materiales, insumos, mano de obra y en general cualquier elemento relacionado con la prestación de los servicios previstos en el Contrato, cuando sea necesario para poder ejecutar el objeto del contrato, previo aval del MINISTERIO. C. Durante todo el plazo del Contrato será responsabilidad del CONTRATISTA y sus CONTRATISTAS DERIVADOS DE INTERVENTORÍA Y DE OBRA advertir de manera inmediata al MINISTERIO cualquier tipo de error que detecte en la ejecución del contrato o en la prestación de los servicios a su cargo, sin perjuicio de la aplicabilidad de las sanciones a que haya lugar, EL CONTRATISTA y sus CONTRATISTAS DERIVADOS deberá corregir, revisar y arreglar cualquier desperfecto, vicio o error que se presente por su causa. 15. Movilizar y tener a su disposición los Equipos y el Personal que necesite para la ejecución del contrato, de acuerdo con lo previsto en el Cronograma de obra e implementación. Los equipos, personal, materiales, elementos de bioseguridad y demás insumos deberán ser suficientes para la organización de los frentes de trabajo necesarios para el cumplimiento de las obligaciones en los tiempos previstos en el Contrato y sus anexos. EL CONTRATISTA y sus CONTRATISTAS DERIVADOS, serán enteramente responsables si las labores preparatorias descritas en este numeral son insuficientes para el cabal cumplimiento de las obligaciones asumidas, en especial las de iniciar, de manera inmediata, la ejecución del contrato. 16. El CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN deberá proporcionar al Interventor todas las facilidades indispensables para examinar, medir y ensayar las actividades ejecutadas, así como brindar las facilidades necesarias y usuales en estas operaciones para hacer las pruebas que sean requeridas. Los funcionarios de la Interventoría y, de considerarlo necesario EL MINISTERIO deberán en todo momento tener

	libre acceso a la Infraestructura, a las fuentes de materiales y a todos los talleres y lugares en los que se estén llevando a cabo trabajos para la ejecución del contrato. EL CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN deberá acompañar al Interventor (si así lo solicita) y proporcionar todas las facilidades y toda la ayuda que corresponda para hacer efectiva la inspección y vigilancia que se requiere. 17. Entregar la totalidad de la Infraestructura, en completas condiciones de funcionalidad operativa. EL CONTRATISTA y el CONTRATISTA DERIVADO, Y EL INTERVENTOR suscribirán un Acta de Recibo con el MINISTERIO, donde conste el inventario detallado de la infraestructura entregada, las condiciones en que se entregan los equipos, garantía de fábrica vigente, acta de entrega suscrita con cada usuario beneficiario de la solución individual instalada y en funcionamiento, para efectos de su custodia, entre otros. Y se entiende que, en tanto, no se suscriba el Acta de Recibo y Entrega de la infraestructura EL CONTRATISTA tendrá a su cargo la atención y servicio de la infraestructura construida. De igual manera el MINISTERIO, realizara de conformidad al proceso interno establecido la sesión de activos al actor determinado para tal fin. Se deberá establecer claramente en dicho documento, que al receptor del activo no le está permitido entre otras actividades la venta, arrendamiento, relocalización o desmantelamiento de dichas Soluciones Energéticas, pues las mismas son propiedad del Estado y por lo tanto será responsable penal y fiscalmente ante las autoridades competentes por el uso indebido de las mismas. 19. Acreditar que la Infraestructura implementada cuenta con las garantías previstas por el proveedor indicadas en el Anexo Técnico aprobado por el MINISTERIO, en adición a las garantías indicadas en la Cláusula respectiva de este contrato, como requisito para la terminación de la ACTIVIDADES DE EJECUCIÓN DE RECURSOS, SUPERVISIÓN, PLAN DE GESTIÓN Y FORMACION SOCIAL Y ENTREGA INTEGRAL DE LA INFRAESTRUCTURA. Sin perjuicio de que las mismas sean expedidas por el proveedor, nacionalizador, fabricante o cualquier otro actor de la cadena de distribución o producción e instalación del mismo, EL CONTRATISTA y sus CONTRATISTAS DERIVADOS serán en todo momento responsable ante EL MINISTERIO de que la Infraestructura cuente con las garantías en las condiciones indicadas en el Anexo Técnico. 20. Velar que el CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN acuerde con el INTERVENTOR derivado, los lugares en los

	cuales deberá imprimir mediante un sello o placa o símbolo que en la infraestructura que fue construida con recursos de este contrato, y se indique: i) el número del presente contrato; ii) el nombre del CONTRATISTA que contrató la obra e implementación; iii) que dicho proyecto se desarrolló dentro de la estrategia de COMUNIDADES ENERGÉTICAS que adelanta el MINISTERIO. 21. Entregar los productos, informes y entregables establecidos en el Anexo técnico, de acuerdo con las características, requisitos y metodología, señalados para la presente etapa. 22. Entregar los documentos requeridos para el registro de la comunidad ante el RCE administrado por el Ministerio de Minas y Energía. 23. El CONTRATISTA por medio de sus CONTRATISTAS DERIVADOS se obliga capacitar en AOM a las Comunidades Energéticas beneficiarias de la infraestructura. 24. El CONTRATISTA a través de sus CONTRATISTAS DERIVADOS se obliga a disponer de personal idóneo y suficiente para la ejecución de las sesiones de formación, acompañamiento educativo y simulaciones de prácticas en campo. Este personal deberá realizar visitas requeridas a las comunidades y garantizar el acompañamiento durante el periodo de implementación de la solución energética, en cumplimiento del enfoque transicional y progresivo. 25. El CONTRATISTA tendrá la obligación de implementar y mantener canales de comunicación efectivos con las comunidades, asegurando que los líderes comunitarios puedan reportar novedades operativas, fallas o solicitudes de asistencia. 26. Suscribir junto con EL MINISTERIO, el INTERVENTOR DERIVADO, el CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN y la comunidad energética, el Acta de Recibo y Entrega de Infraestructura de la totalidad de la Infraestructura construida, culminada y puesta en servicio, debidamente inventariada conforme reglamentación de la CREG vigente y/o la que determine EL MINISTERIO. El Acta debe contener como mínimo: las actas de recibo de las Soluciones Energéticas, declaración de cumplimiento RETIE de las unidades o Certificación RETIE (si corresponde), las garantías de los activos entregados (fábrica, correcto funcionamiento, calidad, estabilidad de la obra y demás que sean aplicables), relación de los usuarios beneficiados con número de identificación predial y localización geográfica en coordenadas y el detalle de los componentes que integran el costo del activo incluyendo la recomendación técnica de la

vida útil que el activo tiene según el constructor o fabricante según aplique.

Parágrafo 1. Durante la etapa 2 de ejecución de recursos, el Administrador de los recursos y el Ministerio adelantarán todas las gestiones requeridas en la debida determinación de la intencionalidad y/o capacidad de la Comunidad Energética para asumir la ejecución de las actividades de AOM, además del recibo de la infraestructura, que se construye para su beneficio. En caso de que se establezca que la Comunidad Energética carece de capacidad técnica o de interés para desarrollar las actividades relativas al AOM, el Ministerio procederá de manera inmediata a suscribir con el contratista, prestador del servicio o un tercero especializado el respectivo instrumento negocial, mediante el cual este asuma tal responsabilidad, una vez termine la etapa de construcción, garantizando así la sostenibilidad del proyecto.

Parágrafo 2. - El Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las facultades conferidas por el Decreto 2236 de 2023, podrá efectuar la transferencia a título gratuito de los activos de generación que se construyan en el marco de los proyectos destinados a beneficiar a las comunidades energéticas, en el contexto de la Estrategia Nacional de Comunidades Energéticas.

Dicha transferencia se formalizará mediante el instrumento jurídico que la ley disponga, en la cual se identificará a las comunidades energéticas beneficiarias que acrediten el cumplimiento de los criterios técnicos, financieros y jurídicos definidos por el Ministerio, conforme con la reglamentación aplicable.

Las comunidades energéticas que reciban los activos estarán facultadas para adelantar directamente las actividades de administración, operación y mantenimiento (AOM) o, en su defecto, contratar dichos servicios con un tercero especializado, garantizando la sostenibilidad, eficiencia y continuidad del servicio energético, en concordancia con los principios de la gestión pública y el uso adecuado de los bienes del Estado.

OBLIGACIONES DURANTE LA ETAPA 3- ACTIVIDADES DE CIERRE: Esta etapa iniciará con la suscripción del Acta de recibo y entrega de la infraestructura suscrita entre el MINISTERIO, EL CONTRATISTA, EL INTERVENTOR DERIVADO y EL CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN, dentro de la cual EL CONTRATISTA deberá realizar las siguientes actividades:

	1. Suscribir las actas de liquidación de los contratos de Obra e implementación y de Interventoría. 2. Realizar el reintegro de recursos no ejecutados y rendimientos financieros, cierre de cuenta bancaria y liquidación del encargo fiduciario suscrito. 3. Entregar dentro del plazo para la suscripción del Acta de Liquidación, un informe sobre los contratos suscritos y la utilización de los recursos y el giro al MINISTERIO de los rendimientos financieros, que sean soportados con documentos que haya emitido el interventor al respecto. 4. Suscribir el Acta de Liquidación entre EL CONTRATISTA y EL MINISTERIO. El plazo para la suscripción del Acta de Liquidación bilateral será de seis (6) meses. En todo caso el CONTRATISTA tendrá un plazo máximo de tres (3) meses para el reintegro de los recursos no ejecutados contados a partir del Acta Recibo y entrega de infraestructura, y su respectiva indexación y liquidación de rentabilidad. Vencido dicho termino serán aplicable intereses, determinados por la Superintendencia Financiera de Colombia para las modalidades de crédito de consumo. 5. La suscripción de esta acta implica la terminación de todas las obligaciones pactadas, sin perjuicio de lo consignado en dicha acta de liquidación, de acuerdo con lo pactado en el Contrato y en concordancia con lo establecido en el Cronograma. 6. El Acta de Liquidación deberá contener como mínimo los documentos descritos en el Anexo denominado “LISTA DE CHEQUEO ACTA DE LIQUIDACIÓN” de este contrato.
2.2.4 Obligaciones o compromisos del Ministerio:	**OBLIGACIONES GENERALES DEL MINISTERIO:** 1. Verificar el pago del impuesto de Timbre por parte del **CONTRATISTA** de conformidad con el Decreto 175 de 2025, para la suscripción del Acta de Inicio. (Cuando aplique) 2. Controlar el cumplimiento de las obligaciones derivadas del Contrato en todas sus etapas a través de la supervisión y/o interventoría, en el marco de sus competencias. 3. Aprobar las garantías establecidas en el presente Contrato, una vez constituidas en los términos aquí estipulados 4. Aprobar, previo aval de la supervisión y/o interventoría, las modificaciones contractuales que se requieran. 5. Suscribir las actas de acuerdo con lo previsto en este Contrato. 6. Girar al Encargo Fiduciario los recursos que fueron asignados al Proyecto a desarrollar a través de este Contrato.

	7. Documentar los desembolsos y ajustes de los recursos que se hagan al encargo fiduciario y controlar el balance presupuestal del mismo. 8. Remitir a través de la supervisión, a las dependencias correspondientes del MINISTERIO la información necesaria para el registro de los activos en los estados financieros del mismo y el respectivo ingreso de almacén, una vez suscrita el acta de recibo y entrega de la infraestructura, en caso de que aplique. 9. Informar y remitir, a través de la Supervisión, a la dependencia correspondiente, los soportes de las consignaciones por concepto de rendimientos y/o reintegros al Tesoro Nacional, proporcionando detalle completo de cada uno. Asegurando así la aplicación y la identificación del ingreso por parte del Ministerio. 10. Revisar y aprobar los informes remitidos por EL CONTRATISTA, emitiendo; si es del caso, documento de retroalimentación con las observaciones correspondientes junto con las alertas sobre el avance físico y/o presupuestal para el adecuado desarrollo del presente contrato. 11. Informar y remitir, a través de la Supervisión, a la dependencia correspondiente, los informes mensuales que se presenten por el CONTRATISTA durante la ejecución del contrato donde se reporta la ejecución de los recursos. 12. Recibir por parte del CONTRATISTA los activos que se construyan como resultado de la ejecución del presente Contrato, una vez estén energizados. 13. Entregar la infraestructura construida a la comunidad energética o al prestador de servicio, mediante el mecanismo jurídico aplicable; el cual deberá incluir el inventario detallado de los activos construidos, equipos, cantidades y costos de los activos, debidamente identificados con el número del contrato, y la Certificación o conformidad del RETIE cuando corresponda. 14. Facultar al CONTRATISTA por escrito, previo aval de la interventoría derivada, para realizar los ajustes presentados en la Etapa I – Actividades previas y de contratación. Los ajustes deberán corresponder a circunstancias no previsibles respecto de: el diseño inicial, especificaciones técnicas, procesos de constitución de servidumbres, permisos de paso, licencias y permisos ambientales, permisos de aprovechamiento forestal, zonas de alto riesgo y los establecidos en la matriz de riesgos. 15. Ordenar suspender los pagos a los Contratistas derivados, mediante oficio a la Fiduciaria con copia al CONTRATISTA, previa solicitud del supervisor y/o interventor, cuando se

presenten situaciones que ameriten esta suspensión y notificar a la fiduciaria la superación de las causas que dieron origen a esta para que se proceda con los pagos pendientes.

16. Acompañar al CONTRATISTA y a la comunidad energética beneficiada de la solución energética en el registro como comunidad energética de acuerdo a lo establecido en el Decreto 2236 de 2023 y la normatividad vigente.
17. Las demás que sean necesarias para el logro del objeto del Contrato.

OBLIGACIONES ESPECÍFICAS DEL MINISTERIO DURANTE LA ETAPA 1 ACTIVIDADES PREVIAS Y DE CONTRATACIÓN:

1. Colaborar con la socialización del proyecto cuando EL CONTRATISTA así lo requiera. EL MINISTERIO podrá enviar comunicaciones a entes territoriales (si aplica) para conminarlas a la constitución de servidumbres y/o permisos de paso previa solicitud del CONTRATISTA.
2. Suscribir a través del supervisor, el acta de cierre de las actividades previas a la contratación y la contratación junto con el CONTRATISTA y la interventoría derivada; dicha acta deberá incluir la relación de los usuarios que serán objeto de la instalación de la Infraestructura eléctrica.
3. Las demás que sean necesarias para el logro de esta etapa.

OBLIGACIONES ESPECÍFICAS DEL MINISTERIO DURANTE LAS ETAPA 2 – ACTIVIDADES DE EJECUCIÓN DE RECURSOS, SUPERVISIÓN, PLAN DE GESTIÓN Y FORMACION SOCIAL Y ENTREGA INTEGRAL DE LA INFRAESTRUCTURA Y ETAPA 3- ACTIVIDADES DE CIERRE:

1. Verificar el listado de Comunidades energéticas entregadas por el Contratista
2. Establecer con el contratista y sus contratistas derivados a través de la supervisión del MME, la ubicación y diseño gráfico de las dos vallas informativas del proyecto, de conformidad con los parámetros indicados con el MINISTERIO.
3. Suscribir en conjunto con el contratista derivado de implementación, la Interventoría derivada, el contratista y la comunidad energética el acta de recibo de la entrega de Infraestructura de los proyectos, dentro del plazo otorgado en el presente contrato y demás entregables que contenga el anexo técnico.
4. Suscribir en conjunto con EL CONTRATISTA el acta de liquidación conforme a los parámetros establecidos.

	5. Las demás que sean necesarias para el logro de estas etapas.
2.2.5. Plazo de ejecución:	El plazo del presente Contrato es hasta el 31 de julio de 2026, previo cumplimiento de los requisitos de perfeccionamiento y ejecución, contado a partir de la suscripción del acta de inicio.
2.2.6. Lugar de ejecución:	La ejecución del proyecto será en el municipio de Albania, Maicao y Municipios aledaños del Departameto de la Guajira y para efectos contractuales en la Sede del MINISTERIO, Calle 43 No. 57-31 Bogotá.
2.2.7. Documentos técnicos requeridos (Permisos, autorizaciones, licencias cuando se requieran):	**DOCUMENTOS DEL CONTRATO:** Hacen parte del presente Contrato los siguientes documentos: a. Certificado de Disponibilidad Presupuestal. b. Oficio radicado 2-2025-042119 de fecha 25 de septiembre 2025 dirigido a DISPAC S.A. E.S.P. de solicitud de manifestación de interés del Proyecto de SSFV en el municipio de Albania, Maicao y Municipios aledaños del departamento de La Guajira. c. Oficio radicado 20256000012191 del 25 de noviembre de 2025 dirigido al MME mediante el cual acepta la implementación del proyecto y aporta la propuesta técnica y económica. d. Estudios previos elaborados por la Dirección de Energía Eléctrica del **MINISTERIO**. e. Concepto de favorabilidad del proyecto f. Certificado de Existencia y Representación Legal del **CONTRATISTA** g. Acta de autorización de la Junta Directiva para suscribir el presente Contrato, en caso de requerirse. h. Formulación del proyecto aprobado por el MINISTERIO. Anexo 1- Generalidades proyecto – carpeta del proyecto la cual será remitida al contratista. i. Anexo 2 – Cronograma. j. Anexo 3 – Lista de chequeo Acta de Liquidación. k. Anexo 4 - Criterios para la validación de usuarios en los proyectos de implementación de Comunidades energéticas. l. Anexo 5 - Manual de Gestión de Comunidades Energéticas 2024 m. Anexo 6 - Declaraciones del **CONTRATISTA** n. Anexo 7 – Matriz de Riesgo o. Anexo 8 – Anexo Técnico
2.2.8. Valor:	El valor estimado del contrato será hasta por la suma de **TRESCIENTOS VEINTIDÓS MIL SETECIENTOS NUEVE MILLONES SETECIENTOS CUARENTA Y SEIS MIL OCHOCIENTOS NOVENTA PESOS M/CTE. ($322.709.746.890,00),** incluido todos los impuestos y contribuciones de ley a que haya lugar.

	<u>CLÁUSULA QUINTA.</u>– IMPUTACIÓN PRESUPUESTAL: El valor del presente Contrato se encuentra amparado con el Certificado de Disponibilidad Presupuestal con apropiación de la vigencia 2025 No. **247825 del 20 de noviembre de 2025** por valor de **DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE MILLONES CUATROCIENTOS SIETE MIL SEISCIENTOS TREINTA Y SEIS PESOS MCTE ($245.259.407.636,00)** y así mismo está respaldado por el radicado de autorización de cupo vigencias futuras ordinarias No. 2-2025-077407 del 4 de diciembre de 2025 expedido por la Dirección General del Presupuesto Público Nacional, que ampara el valor restante por **SETENTA Y SIETE MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA MILLONES TRESCIENTOS TREINTA Y NUEVE MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO PESOS MCTE ($77.450.339.254,00).** | VIGENCIAS | VALOR | | 2025 | $245.259.407.636,00 | | 2026 | $ 77.450.339.254,00 | | **TOTAL** | **$ 322.709.746.890,00** | La fuente de financiación de los recursos proviene 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, de los siguientes rubros: Vigencia 2025 • C-2102-1900-20-40301A-2102071-02 ADQUIS. DE BYS - SERVICIO DE ASISTENCIA TÉCNICA - DESARROLLO DE ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACIÓN EN LA CONFORMACIÓN Y FINANCIACIÓN DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE (FNCER) NACIONAL **$2.180.906.978,00** • C-2102-1900-20-40301A-2102075-03 TRANSF. CTES. – SERVICIO DE APOYO FINANCIERO A PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE - DESARROLLO DE ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACIÓN EN LA CONFORMACIÓN Y FINANCIACIÓN DE **$243.078.500.658,00**
2.2.9. Forma de pago:	**FORMA Y CONDICIONES DE DESEMBOLSO DE LOS RECURSOS:** Para la ejecución del objeto del contrato a celebrar, teniendo en cuenta el presupuesto oficial, se tendrá en cuenta la siguiente forma de pago:

A) Desembolso: Correspondiente a la suma de **CIENTO SESENTA Y UN MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MILLONES OCHOCIENTOS SETENTA Y TRES MIL CUATROCIENTOS CUARENTA Y CINCO PESOS MCTE ($161.354.873.445,00),** de apropiación 2025. Para el giro de este desembolso el CONTRATISTA deberá hacer previa entrega de los siguientes documentos debidamente aprobados por el supervisor designado por el MINISTERIO:

1. Suscripción del Acta de Inicio debidamente firmada
2. Aprobación por parte del MME de las garantías a cargo del contratista, exigidas en este documento.
3. Verificación por parte del supervisor designado por el MME, de la constitución del encargo fiduciario para el manejo de los recursos.
4. Pago de seguridad social y parafiscales por parte del CONTRATISTA, de conformidad con el art. 50 de la Ley 789 de 2002.
5. Organigrama del equipo técnico y administrativo del CONTRATISTA, donde se indique el rol de cada uno, correo y número de contacto, quienes serán los encargados de suministrar la información requerida por el Supervisor designado por el MME.
6. Cronograma para los procesos de contratación de la interventoría derivada y del contratista derivado de implementación. Estos cronogramas deben ser individuales por proceso, en el cual se indique fecha de inicio del proceso precontractual y como fecha de fin, la fecha programada de suscripción del acta de inicio del respectivo contrato.

B) Desembolso: Correspondiente a la suma de **OCHENTA Y TRES MIL NOVECIENTOS CUATRO MILLONES QUINIENTOS TREINTA Y CUATRO MIL CIENTO NOVENTA Y UN PESOS MCTE ($83.904.534.191,00**) de apropiación 2025**,** previa presentación del CONTRATISTA de los siguientes documentos debidamente aprobados por el supervisor designado por el MINISTERIO:

1. Contrato(s) de obra e implementación para la ejecución del proyecto de Soluciones Solares Fotovoltaicas – SSFV, debidamente suscrito junto con sus correspondientes actas de inicio.
2. Contrato(s) de interventoría debidamente suscrito(s) junto con sus correspondientes actas de inicio.
3. Cronograma de obra e implementación con horizonte semanal aprobado por la INTERVENTORÍA, en donde se

	especifique todas las actividades del contrato derivado de implementación. 4. Acta de avance suscrita por la Interventoría, contratista derivado y EL CONTRATISTA en el que se certifique mínimo el diez por ciento (10%) de avance de las actividades del cronograma de obras e implementación, lo cual debe cumplir con los lineamientos contenidos en los numerales 8.1 y 8.2. del Anexo Técnico que hace parte integral del contrato. 5. Informe detallado de la interventoría derivada atendiendo los lineamientos de la Supervisión entregados al CONTRATISTA, conforme al Manual de Contratación del MINISTERIO, lo cual debe cumplir con los lineamientos contenidos en los numerales 8.1 y 8.2. del Anexo Técnico que hace parte integral del contrato 6. Acta de socialización del proyecto en la zona de influencia, acorde a los lineamientos definidos en el presente contrato, así como a lo indicado en el Anexo Técnico. 7. Pago de seguridad social y parafiscales por parte del CONTRATISTA, de conformidad con el art. 50 de la Ley 789 de 2002. 8. Estar al día en la presentación de informes periódicos a la Supervisión del Ministerio, cumpliendo lo indicado en el numeral "2.2.3 Obligaciones del contratista o compromisos" del presente Estudio Previo que hace parte integral del contrato. c) **Desembolso**: Correspondiente a la suma de **CUARENTA Y CINCO MIL CIENTO SETENTA Y NUEVE MILLONES TRESCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL QUINIENTOS SESENTA Y CINCO PESOS MCTE ($45.179.364.565,00)** con afectación a vigencia futura 2026**,** previa presentación del CONTRATISTA de los siguientes documentos debidamente aprobados por el supervisor designado por el MINISTERIO 1. Acta de avance suscrita por la Interventoría, contratista derivado y EL CONTRATISTA en el que se certifique mínimo el sesenta por ciento (60%) del avance de la implementación de la infraestructura energética en territorio, lo cual debe cumplir con los lineamientos contenidos en el numeral 8.2 Etapa de Actividades de Ejecución de Recursos, Supervisión, Plan de Gestión y Formación Social y Entrega Integral de la Infraestructura, del Anexo Técnico que hace parte integral del contrato.

2. Informe detallado de la interventoría derivada atendiendo los lineamientos de la Supervisión entregados al CONTRATISTA, en donde se certifique un avance mínimo del sesenta por ciento (60%) del avance de las obras de implementación de la infraestructura energética en territorio.
3. Informe de avance del plan de gestión y formación social con la comunidad beneficiaria y entrega de los productos descritos en la *Tabla 5. Productos Escuela TEJ - ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS*, del Anexo Técnico que hace parte integral del presente contrato.
4. Estar al día en la presentación de informes periódicos a la Supervisión del Ministerio, cumpliendo lo indicado en el numeral "2.2.3 Obligaciones del contratista o compromisos" del presente Estudio Previo que hace parte integral del contrato.
5. Pago de seguridad social y parafiscales por parte del CONTRATISTA, de conformidad con el art. 50 de la Ley 789 de 2002.

d) Desembolso: Correspondiente a la suma de **TREINTA Y DOS MIL DOSCIENTOS SETENTA MILLONES NOVECIENTOS SETENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y NUEVE PESOS MCTE ($32.270.974.689,00)** con afectación a vigencia futura 2026**,** previa presentación del CONTRATISTA de los siguientes documentos debidamente aprobados por el supervisor designado por el MINISTERIO:

1. Acta de avance suscrita por la Interventoría, el contratista derivado y EL CONTRATISTA en el que se certifique el cien por ciento (100%) del avance de ejecución del contrato de obra e implementación, lo cual debe cumplir con los lineamientos contenidos en el numeral 8.2. Etapa de Actividades de Ejecución de Recursos, Supervisión, Plan de Gestión y Formación Social y Entrega Integral de la Infraestructura, del Anexo Técnico que hace parte integral del contrato.
2. Entrega de los productos de la Tabla 6, del Anexo Técnico que hace parte integral del presente contrato.
3. Informe final del plan de gestión y formación social con la comunidad beneficiaria con la terminación de cien por ciento (100%) de las actividades y entrega de los productos descritos en la Tabla 7. Productos Escuela TEJ - ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS Etapa de actividades de ejecución de recursos, supervisión, plan de gestión y

formación social y entrega integral de la infraestructura, del Anexo Técnico que hace parte integral del contrato.

4. Informe detallado de la interventoría derivada atendiendo los lineamientos entregados por la Supervisión del Ministerio al CONTRATISTA, en donde se certifique un avance del cien por ciento (100%) de las obras y el avance del 100% en el plan de gestión y formación social.
5. Estar al día en la presentación de informes periódicos a la Supervisión del Ministerio, cumpliendo lo indicado en el numeral "2.2.3 Obligaciones del contratista o compromisos" del presente Estudio Previo que hace parte integral del contrato.
6. Pago de seguridad social y parafiscales por parte del CONTRATISTA, de conformidad con el art. 50 de la Ley 789 de 2002.

Para efectos del reconocimiento del valor total del proyecto al Contratista derivado de obra, interventoría, y la remuneración por asistencia técnica de administración del Contratista se tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

1. Se pagará con base en el valor por usuario instalado y en servicio de acuerdo con el anexo 1.
2. La capacidad mínima instalada por usuario para las soluciones solares individuales fotovoltaicas es de 1.1 kWp.
3. En caso de reducción de número de usuarios establecidos, el valor del proyecto se ajustará al número de usuarios instalados y en servicio.
4. No se reconocerán valores adicionales por mayor número de usuarios instalados y/o ajustes por devaluación, inflación o costos no previstos.
5. Se reconocerá hasta el **4,50%** del costo directo final del presupuesto oficial, como costo de interventoría derivada.
6. Se reconocerá hasta el **5%** del costo directo del presupuesto oficial, como remuneración al CONTRATISTA.

Parágrafo 1. Para la ejecución de los recursos del objeto de este Contrato, EL CONTRATISTA se obliga a constituir un ENCARGO FIDUCIARIO con destinación específica en los términos establecidos en el presente contrato. Todos los costos y gastos derivados de la ejecución de dicho contrato serán asumidos directamente por EL CONTRATISTA.

Parágrafo 2. EL MINISTERIO ordenará el giro al ENCARGO FIDUCIARIO dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al cumplimiento de los requisitos previstos para cada desembolso y

	dependerán de la aprobación del Programa Anual Mensualizado de Caja – PAC. **Parágrafo 3.** En el evento en que opere una causal de terminación anticipada, de conformidad con lo estipulado en este contrato, y existan recursos girados al encargo fiduciario que no hayan sido invertidos en la ejecución del contrato, EL CONTRATISTA: a) Dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la declaratoria de la causal, deberá reintegrar los recursos al Tesoro Nacional en la cuenta que para el efecto informe EL MINISTERIO; junto con los rendimientos financieros generados por los recursos en el encargo fiduciario. **Parágrafo 4.** En cualquier momento, se podrá exigir el reintegro de los recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación cuando habiéndose efectuado su traslado al ENCARGO FIDUCIARIO, no se hubieren comprometido en la adquisición de bienes o servicios por parte del CONTRATISTA. **PAGOS A TERCEROS POR PARTE DEL CONTRATISTA A TRAVÉS DEL ENCARGO FIDUCIARIO:** Para el pago de los recursos, EL CONTRATISTA ordenará a la Fiduciaria los pagos a terceros, previa aprobación de la Interventoría y con la no objeción por parte del supervisor designado por el MINISTERIO. En lo que respecta a los pagos de la interventoría deberán ser aprobados de manera previa por el MINISTERIO. No obstante, si se presentan situaciones que, a criterio del MINISTERIO; a través de la supervisión, ameriten la suspensión de los pagos a terceros, este notificará mediante oficio a la Fiduciaria la suspensión de los pagos hasta tanto se superen las causas que dieron origen a esta suspensión. EL CONTRATISTA deberá efectuar, mediante el Encargo Fiduciario, los pagos a los terceros, según se haya pactado entre estos, y en todo caso coherentes con las actas o certificaciones de avance avalados por la interventoría. Los contratos celebrados con terceros deberán celebrarse de manera armónica con lo señalado en este CONTRATO y deberán prever, en particular, la posibilidad de que los mismos sean terminados de manera anticipada como acaecimiento de las causales descritas en este CONTRATO. Para el cálculo de los rendimientos financieros el MINISTERIO los fijará de acuerdo con el histórico de la rentabilidad obtenida en el encargo fiduciario donde se administran los recursos del presente contrato, desde el momento en que los mismos ingresaron al Encargo Fiduciario. En caso de reintegro de recursos al Tesoro Nacional con

	posteridad a la cancelación de la cuenta del Encargo Fiduciario estos se deberán reintegrar con los rendimientos calculados desde su retiro a la tasa del IPC que corresponda En caso de existir excedentes a los asignados para la ejecución del proyecto, el CONTRATISTA deberá informar esta situación al MINISTERIO de tal forma que los mismos sean reintegrados a las cuentas que el MINISTERIO disponga. De los pagos autorizados a los terceros, EL CONTRATISTA ordenará se descuente, a título de retención en garantía el cinco por ciento (5%) del respectivo pago, el cual se pagará una vez presente al Encargo Fiduciario el acta de liquidación de cada contrato derivado, avalada por la Interventoría. El acta de liquidación del contrato de interventoría requiere aval del MINISTERIO. **REMUNERACIÓN DEL CONTRATISTA**: Las partes acuerdan como remuneración al CONTRATISTA por su actividad de administración, ejecución de recursos, asistencia técnica, energización de las soluciones energéticas implementadas y entrega de la infraestructura, el **5%** Sobre costos directos finales del presupuesto oficial, incluido IVA y demás impuestos a que haya lugar, no obstante, esta remuneración se pagará y liquidará sobre el monto efectivamente ejecutado del proyecto y recibido por el Supervisor designado por el MINISTERIO. La remuneración será pagada con cargo a los recursos desembolsados al ENCARGO FIDUCIARIO, de la siguiente manera: 1. Veinte por ciento (20%), del valor de esta actividad, cuando el CONTRATISTA entregue al MINISTERIO los siguientes documentos: a. Copia del contrato de Encargo Fiduciario. b. Entrega y aprobación de las pólizas correspondientes y acta de inicio suscrita. 2. Treinta por ciento (30%) cuando el CONTRATISTA haya presentado al MINISTERIO a. Copia de la totalidad de los contratos de obra e implementación de obra e interventoría que se requieren para la ejecución del proyecto del que trata el presente Contrato b. Copia de las actas de inicio de cada uno de los contratos c. Cronogramas de obra, acordes al cronograma de ejecución del presente Contrato.

	d. Copia del Acta de terminación de las Actividades previas a la contratación y Contratación suscrita por El CONTRATISTA, El INTERVENTOR y EL SUPERVISOR, emitidos en el presente contrato. e. Certificado de avance de obra emitido por la interventoría donde se evidencie un avance igual o mayor al cincuenta por ciento (50%) del proyecto. 3. Treinta por ciento (30%) cuando se haya suscrito el Acta de Recibo de Obra entre CONTRATISTA, Contratista derivado de implementación e interventoría derivada. 4. El veinte por ciento (20%) cuando el CONTRATISTA haya presentado al MINISTERIO copia de los siguientes documentos: a. Actas de liquidación de los contratos derivados de implementación y de interventoría. b. Acta de Recibo y Entrega de Infraestructura entre CONTRATISTA, INTERVENTOR, CONTRATISTA DERIVADO DE IMPLEMENTACIÓN, SUPERVISOR DEL MINISTERIO Y COMUNIDAD ENERGETICA. **Parágrafo.** No se reconocerán costos de administración en el evento en que no se supere la Etapa 1 - Actividades previas a la contratación y Contratación.
2.2.10. Supervisión (indicar cargo del supervisor):	**EL MINISTERIO** ejercerá la supervisión y el control del presente Contrato por medio del **Director (a) de la Dirección de Energía Eléctrica** o quien designe por escrito el Ordenador del Gasto del **MINISTERIO** quien tendrá las funciones señaladas en la Ley, el Manual de Contratación del Ministerio de Minas y Energía vigente y en este contrato, así como las funciones señaladas en la Ley 1474 de 2011 o aquella que la adicione, modifique o sustituya. El supervisor no podrá adoptar decisiones que impliquen la modificación unilateral de los términos y condiciones previstas en el contrato, las cuales únicamente podrán ser adoptadas por las partes, mediante la suscripción de las correspondientes modificaciones. La supervisión consiste en el seguimiento técnico, administrativo, financiero, contable y jurídico, sobre el cumplimiento del objeto del contrato. En ese sentido quien ejerza la supervisión se encuentra facultado para solicitar informes, aclaraciones y explicaciones sobre el desarrollo de la ejecución del contrato y es responsable por mantener a la entidad informada de los hechos y circunstancias que puedan constituir actos de corrupción tipificados en conductas

	punibles, o que puedan poner en riesgo el cumplimiento del contrato.
2.2.11. Otras especificaciones (las demás cláusula accidentales y de la naturaleza que se requieran):	**CRONOGRAMA.** El presente contrato tendrá un Anexo 2- Cronograma correspondiente a la ejecución del contrato, el cual es de obligatorio cumplimiento. EL CONTRATISTA, al suscribir el Acta de Inicio del contrato, deberá aportar el cronograma actualizado, con la fecha de suscripción de dicha acta. En caso, de que no lo aporte a más tardar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la suscripción del acta de inicio, El MINISTERIO a través de la supervisión, ajustará el cronograma y lo remitirá al contratista, siendo éste de obligatorio cumplimiento. Los ajustes a los tiempos o fechas establecidos de manera particular para la ejecución de cada una de las actividades de las diferentes etapas indicadas en el cronograma, sin que se afecte el plazo global de la fase, se harán mediante ACTAS DE CRONOGRAMA Y SEGUIMIENTO suscritas por EL INTERVENTOR DERIVADO EL CONTRATISTA, y la Supervisión del MME, anexando el cronograma propuesto y los soportes pertinentes, sin que ello demande una modificación contractual. Para la suscripción de las ACTAS DE CRONOGRAMA Y SEGUIMIENTO, las partes tendrán un plazo máximo de tres (3) días hábiles una vez detectada la necesidad de ajustes, y en todo caso antes del vencimiento de alguna actividad. Si las partes, por cualquier motivo, no acuerdan el cronograma, El MINISTERIO a través de la Supervisión lo ajustará, siendo este de obligatorio cumplimiento. En caso de requerirse la modificación del plazo global previsto las partes podrán convenir su modificación mediante otrosí, previa solicitud y justificación del contratista y/o supervisor de MME del contrato, avalada por el Interventor y/o el supervisor del MME cuando aplique, la cual deberá ser solicitada con al menos quince (15) días calendario de anticipación a su vencimiento, anexando el cronograma propuesto. Será responsabilidad del Supervisor del MME realizar el cargue de dichas ACTAS DE CRONOGRAMA Y SEGUIMIENTO, en SECOP y demás sistemas de información dispuestos por El MINISTERIO, para garantizar la publicidad de las mismas. **PROPIEDAD DE LA INFRAESTRUCTURA:** De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución 40509 de 2024, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, y en concordancia con la normativa vigente sobre la transferencia de activos de generación de energía, la infraestructura desarrollada con cargo al proyecto de

	inversión destinado a la implementación de Comunidades Energéticas le pertenece al Ministerio de Minas y Energía. Una vez culminada la ejecución de la infraestructura; y verificado el registro en fase de operación de la Comunidad Energética, esta podrá ser cedida y/o transferida a la comunidad energética, mediante el mecanismo jurídico que resulte procedente, en donde conste la titularidad de los activos, conforme a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables. Una vez transferido el activo a la comunidad energética, este será de su responsabilidad y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ejercerá la inspección, vigilancia y control. En consecuencia, los bienes muebles, como equipos, instalaciones y demás activos asociados al proyecto serán entregados por EL MINISTERIO en aporte a la respectiva Comunidad Energética, con el propósito de garantizar la prestación del servicio público de energía en el marco del modelo comunitario. Dichos activos permanecerán en cabeza de la Comunidad Energética beneficiaria, bajo las condiciones de conservación, uso y destinación establecidas en la normativa sectorial; para ello deberá suscribirse el mecanismo jurídico que resulte aplicable. **EXCLUSIÓN DE RELACIÓN LABORAL:** Las Partes dejan expresa constancia de que ninguno de sus empleados, agentes o dependientes adquieren por la celebración del presente Contrato relación laboral alguna con la otra parte, extendiéndose esta exclusión a las personas que en desarrollo del mismo lleguen a contratarse por cualquier causa. Cada parte se obliga a mantener indemne a la otra parte por este concepto. **INDEMNIDAD:** El CONTRATISTA se obliga a mantener indemne al MINISTERIO, así como a sus funcionarios, empleados y representantes y subcontratistas, frente a cualquier reclamación, acción, demanda, daño, perjuicio, gasto o sanción que se derive directa o indirectamente de la ejecución del presente contrato, incluidos los ocasionados por terceros como consecuencia de actos, omisiones, errores o negligencias del CONTRATISTA, de su personal, subcontratistas o dependientes. El CONTRATISTA mantendrá indemne al MINISTERIO, sus funcionarios y representantes frente a toda reclamación, daño, perjuicio, sanción o gasto que se derive directa o indirectamente de la ejecución del contrato, especialmente aquellos ocasionados por el incumplimiento del plazo contractual, por retrasos injustificados

	o por actuaciones u omisiones del CONTRATISTA, su personal o subcontratistas. La obligación de indemnidad estará vigente durante todo el plazo de ejecución del contrato y hasta su liquidación definitiva, sin perjuicio de las responsabilidades que persistan por ley o por la garantía única de cumplimiento. En caso de que el CONTRATISTA incumpla el plazo de ejecución por situaciones que no correspondan a fuerza mayor o caso fortuito, así como las no contempladas en la matriz de riesgo o ejecute las actividades fuera del plazo contractual establecido, será responsable por los perjuicios causados al MINISTERIO o a terceros, y deberá asumir todos los costos derivados de tal incumplimiento El Contratista, así como a su representante legal, funcionarios, empleados y subcontratistas, no tendrán responsabilidad frente a cualquier reclamación, acción, demanda, daño, perjuicio, gasto o sanción que se derive directa o indirectamente por el eventual incumplimiento, retraso o afectación en la ejecución del presente contrato, por casos de mayor de fuerza mayor, caso fortuito o hechos de terceros, tales como: Actos de autoridad administrativa o judicial, demoras en los desembolsos o aprobaciones del Ministerio de Minas y Energía, u otros similares que se generen por causas externas o exógenas ajenas a su control o voluntad. En tales eventos, la responsabilidad radicará exclusivamente en la ocurrencia del hecho externo, debiendo las partes adoptar los mecanismos de ajuste, suspensión o reprogramación que correspondan para garantizar la continuidad del contrato y la adecuada ejecución de los recursos públicos. **EL CONTRATISTA** deberá mantener indemne al **MINISTERIO** por (i) Cualquier inexactitud o falta de veracidad de las garantías y las declaraciones establecidas en este Contrato y (ii) Cualquier incumplimiento de las obligaciones establecidas en el presente Contrato. Adicionalmente, en los contratos que celebre **EL CONTRATISTA** para la ejecución de este Contrato, se pactarán cláusulas de indemnidad a favor del **MINISTERIO** que lo dejen a salvo de eventuales responsabilidades por demandas y/o denuncias de cualquier naturaleza que puedan presentar los contratistas o sus empleados, subcontratistas o sus empleados, asesores o terceros, con ocasión de daños y perjuicios derivados de la ejecución o terminación de tales contratos. **PARÁGRAFO 1:** Lo establecido en la presente Cláusula se entiende aplicable de manera directa a E**L CONTRATISTA**, la cual, además,

	no lo exonera de su eventual responsabilidad por demandas que puedan presentar los contratistas derivados con ocasión de daños y perjuicios surgidos de deficiencias en los procesos de contratación, así como en los contratos derivados que se celebren con el fin de desarrollar el objeto del presente Contrato. **EL MINISTERIO** no se hará responsable directa ni indirectamente, contractual o extracontractualmente, de los eventuales daños y perjuicios que sufra(n) alguno(s) de los contratistas derivados del CONTRATISTA ni terceras personas en general. **PARÁGRAFO 2: EL CONTRATISTA** será responsable frente a **EL MINISTERIO** por deficiencias en el manejo de los recursos que le transfiera **EL MINISTERIO**, tales como demoras en el pago de actas de avance de obra o en la liquidación de los contratos, como parte del alcance del presente Contrato. **CESIÓN:** El presente Contrato no podrá ser transferido ni cedido, cualquiera que sea el título, en todo ni en parte por **EL CONTRATISTA** a ninguna otra persona natural o jurídica sin el previo consentimiento expreso y escrito por parte de **EL MINISTERIO**. **INHABILIDADES E INCOMPATIBILIDADES: EL CONTRATISTA** manifiesta bajo la gravedad del juramento, que no se encuentra incurso en inhabilidades, incompatibilidades o conflicto de intereses de que trata el artículo 8 de la Ley 80 de 1993 y 18 de la Ley 1150 de 2007 y/o aquella norma que la adicione, modifique o sustituya y si llegare a sobrevenir alguna, actuará conforme lo prevé el artículo 9º de la ley 80 de 1993. **SUSPENSIÓN TEMPORAL DEL CONTRATO:** Podrá suspenderse temporalmente la ejecución del presente Contrato por circunstancias de fuerza mayor o caso fortuito o por acuerdo entre las Partes, indicando por escrito el evento que genera la suspensión y el término de la misma. El tiempo de suspensión no se computará dentro del plazo de ejecución del Contrato. En este caso **EL CONTRATISTA** está obligado a prorrogar o renovar las garantías establecidas en el presente contrato, por el término de suspensión. **IMPREVISIONES, EMERGENCIAS, FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO:** Las circunstancias extraordinarias, imprevistas o

	imprevisibles que no hayan podido determinarse con anterioridad a la suscripción del presente Contrato, que sean ajenas al **CONTRATISTA** y que alteren de manera grave las condiciones pactadas en el mismo, deberán ser comunicadas por éste concomitantemente al **MINISTERIO** a más tardar dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su ocurrencia, a fin de que éste decida sobre los cambios y modificaciones a que hubiere lugar. En caso de requerirse la modificación del plazo contractual, las Partes podrán convenir su modificación mediante otrosí, previa solicitud y justificación del CONTRATISTA y/o supervisor de MME del contrato, avalada por el Interventor y/o el supervisor del MME cuando aplique, la cual deberá ser solicitada con al menos diez (10) días calendario de anticipación a su vencimiento, anexando el cronograma propuesto. **MULTAS:** En caso de presentarse mora en el cumplimiento de cualquiera de las obligaciones del Contrato por parte del **CONTRATISTA**, **EL MINISTERIO** le impondrá a éste, multas diarias y sucesivas por una suma igual al cero coma veinticinco por ciento (0,25%) del valor del contrato, las cuales sumadas no podrán superar el quince por ciento (15%) del valor del mismo. Esto, previo agotamiento de Procedimiento Administrativo Sancionatorio, en el cual se garanticen los derechos de audiencia y defensa. **PARÁGRAFO 1**: Las multas establecidas en esta cláusula, tendrán carácter conminatorio y facultan al **MINISTERIO** para imponerlas y descontar el valor de las mismas de los saldos pendientes por pagar al **CONTRATISTA**, o para cobrarlas directamente a éste o hacerlas efectivas con cargo a la garantía que ampara el cumplimiento del Contrato. E**L CONTRATISTA** renuncia a cualquier requerimiento judicial o extrajudicial para efectos de constitución en mora. **SOLUCION DE CONTROVERSIAS:** Las controversias o diferencias que surjan entre las partes: EL MINISTERIO y DISPAC S.A. E.S.P., con ocasión de la firma, ejecución interpretación, prórroga o terminación del contrato, así como de cualquier otro asunto relacionado con el mismo, serán sometidas a la revisión de las partes para buscar un arreglo directo, en un término no mayor a cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de cualquiera de las partes comunique por escrito a la otra la existencia de una diferencia. Las diferencias que tengan las partes en la ejecución del presente Contrato o con ocasión de éste, serán aclaradas y resueltas en común acuerdo, en caso de no ser resueltas de común acuerdo, se

	procederá con los mecanismos señalados en las siguientes cláusulas del presente contrato, así como en lo establecido en el ordenamiento jurídico vigente **PENAL PECUNIARIA:** En el evento de incumplimiento parcial o total de este contrato, por parte del **CONTRATISTA** y sin perjuicio de la imposición de multas, **EL MINISTERIO** podrán imponer una pena pecuniaria hasta el veinte por ciento (20%) del valor del contrato. En caso de la existencia de incumplimiento parcial del objeto o las obligaciones contractuales **EL MINISTERIO**, podrán dosificar la pena, aplicando el principio de proporcionalidad. Esta pena tiene un carácter compensatorio como estimación anticipada de perjuicios por daño emergente y lucro cesante. **EL MINISTERIO** podrá hacer efectivo el valor previsto para la cláusula penal pecuniaria de los saldos pendientes por pagar al **CONTRATISTA** o cobrárselo directamente a éste, o hacerlo efectivo con cargo a la Garantía Única otorgada en cumplimiento de este Contrato. Esta cláusula se aplicará sin perjuicio de cualquier otra acción que corresponda al **MINISTERIO** para el cobro de los perjuicios ocasionados en exceso del valor aquí contemplado **RIESGOS:** De acuerdo con lo establecido en el Decreto 1082 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía, ha evaluado, tipificado, estimado, y asignado los riesgos previsibles, involucrados en la presente contratación, los cuales se relacionan a través de la matriz de riesgos. **TERMINACIÓN ANTICIPADA:** El presente Contrato podrá darse por terminado en los siguientes eventos: a. Por mutuo acuerdo entre las partes b. Cuando EL CONTRATISTA acredite que la Entidad Territorial no cumplió con la entrega del cien por ciento (100%) de los permisos de paso y/o predios necesarios para la implementación y operación de la infraestructura. c. Desacuerdo justificado de las Partes frente a la realización de un trámite no previsto para la obtención de Licencias y Permisos, las cuales serán, entre otros, de consulta previa, autorizaciones ambientales, servidumbres y/o permisos de paso, certificaciones sobre no presencia de Usuarios en zonas de alto riesgo, zonas de reserva o en jurisdicción de Parques Nacionales Naturales o zonas de reserva y similares, que sean necesarios para el desarrollo del contrato. d. Cuando el CONTRATISTA acredite que el proyecto se encuentra localizado en zonas de alto riesgo. e. Por configurarse alguna causal prevista en la ley o en el presente contrato.

LIQUIDACIÓN DEL CONTRATO: La liquidación del presente contrato se realizará dentro de los seis (6) meses siguientes, contados a partir de la fecha de terminación del plazo de ejecución y en todo caso dentro de los términos y procedimientos establecidos en el artículo 11 de la Ley 1150 de 2007 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.

MODIFICACIONES: El presente contrato podrá ser modificado, adicionado, prorrogado y/o aclarado, previo acuerdo de las partes y conforme a las formalidades legales dispuestas para tal fin y soportes correspondientes, a excepción de la cláusula objeto del contrato y deberá estar justificada y constar por escrito.

PARÁGRAFO: Toda modificación se realizará mediante la plataforma transaccional SECOP II.

PROPIEDAD INTELECTUAL Y DATOS: La titularidad de los derechos de propiedad intelectual, cuando aplique, de los resultados de las tareas y actividades ejecutadas; dentro de ellas, del proyecto, en el marco del Contrato pertenecerá de manera exclusiva al **MINISTERIO.** Para estos efectos, los resultados del presente Contrato incluyen, pero no se limitan, a todos los datos, informaciones, imágenes, textos, fotografías, grabaciones, gráficos, estudios, investigaciones, procedimientos, conceptos, informes, documentos, productos y demás resultados derivados de su ejecución.

ASISTENCIA A REUNIONES POR PARTE DEL CONTRATISTA. El CONTRATISTA deberá asistir y atender las reuniones a las que sea requerido por el supervisor o por cualquier otra autoridad competente que lo solicite, con el fin de dar cumplimiento a las disposiciones acordadas y garantizar el seguimiento adecuado de las obligaciones asumidas.

RESPONSABILIDAD: EL CONTRATISTA responderá civil y penalmente, individualmente, por sus acciones y omisiones en la actuación contractual en los términos de la ley, cuando con ellos se cause perjuicio a la administración o a terceros, según lo estipulado en el artículo 52 de la Ley 80 de 1993

DEBIDA DILIGENCIA: La debida diligencia es un proceso esencial para garantizar que las empresas y organizaciones públicas y privadas desarrollen sus actividades de manera responsable, contribuyendo al respeto por los derechos humanos, la ética, el medio ambiente y el desarrollo sostenible. Este enfoque proactivo no solo busca identificar y mitigar riesgos, sino también prevenir impactos adversos en las personas, comunidades y el entorno,

	promoviendo prácticas transparentes y responsables a lo largo de toda la cadena de suministro. Por lo cual, esta cláusula establece las obligaciones aplicables a todos los contratistas, incluidos los subcontratistas a lo largo de las cadenas de valor. Sin dejar de precisar que el **CONTRATISTA** principal es responsable de todas las obligaciones contractuales y deberá mantener indemne al **MINISTERIO** de cualquier reclamación o perjuicio relacionado con el cumplimiento del contrato. El **CONTRATISTA** deberá implementar un enfoque integral para la identificación, prevención, mitigación y asunción de responsabilidad sobre los riesgos asociados al contrato, asegurando el cumplimiento de sus obligaciones contractuales. Este enfoque abordará los impactos adversos graves, reales o potenciales, en las áreas cubiertas por esta cláusula. Todas las acciones que el **CONTRATISTA** ejecute en el marco de este contrato deberán alinearse con los estándares mínimos internacionales para la conducta empresarial responsable y la debida diligencia, entre ellos: a) Principios Rectores de la ONU sobre Empresas y Derechos Humanos (UNGP). b) Directrices de la OCDE para Empresas Multinacionales. c) Normas internacionales sectoriales aplicables, como ISO 26000 (Responsabilidad Social) e ISO 37001 (Antisoborno). Igualmente, el **CONTRATISTA** deberá garantizar el respeto de derechos y estándares fundamentales durante la ejecución del contrato, incluyendo, pero sin limitarse a las siguientes acciones: i. Asegurar una remuneración justa y equitativa a todas las personas que contribuyan al contrato, conforme al artículo 23 de la Declaración Universal de Derechos Humanos y al artículo 34 del Código Sustantivo del Trabajo. ii. Garantizar un ambiente de trabajo seguro y saludable, evitando el trabajo forzoso, infantil o discriminación, en cumplimiento con las Convenciones 138 y 182 de la OIT. iii. Proteger el clima y el medio ambiente, incluyendo la gestión de los impactos significativos en las áreas cubiertas por la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo y el Acuerdo de París. iv. Al producir y entregar los bienes y/o servicios acordados, el **CONTRATISTA** deberá obligarse a: (i) Prevenir y

	combatir la contaminación del aire, agua, suelo y subsuelo, (ii) Promover el uso de la mejor tecnología disponible (iii) Fomentar el reciclaje y la reutilización donde sea relevante y (iv) Promover las compras públicas sostenibles. v. Abstenerse de todas las formas de corrupción. Igualmente, se obliga a actuar de acuerdo con la Convención de la ONU contra la Corrupción e implementar un procedimiento de debida diligencia para evaluar el riesgo de corrupción y prevenir dicho riesgo. vi. Informar al **MINISTERIO** sobre la ejecución de los temas cubiertos por esta cláusula del contrato, el cual deberá ser presentado junto al acta de inicio y de manera semestral a partir de ese momento, este plazo podrá extenderse por escrito por acuerdo mutuo. Es responsabilidad del contratista garantizar que la documentación se proporcione a tiempo. El informe incluirá, como mínimo, los siguientes puntos: a) **Análisis de Riesgos:** Un análisis que identifique y priorice los riesgos potenciales de violaciones a los derechos humanos y laborales, problemas climáticos y ambientales, y requisitos anticorrupción. En caso de considerarlo necesario propondrá los cambios necesarios al contrato y a la matriz de riesgos de acuerdo al resultado de este análisis. b) **Medidas Implementadas**: Una descripción de las rutinas y medidas prácticas que se han adoptado durante la ejecución del contrato para asegurar el cumplimiento de las obligaciones en la organización del contratista y con los subcontratistas. c) **Remediación:** Una descripción de las rutinas que aseguren una remediación efectiva para las partes afectadas en los casos en que el contratista haya causado o contribuido a impactos adversos en las áreas cubiertas por esta cláusula, incluyendo garantizar que las partes afectadas tengan acceso a mecanismos de quejas para reportar dichos impactos. d) **Consulta con Partes Interesadas:** Descripción de los diálogos sostenidos con las partes interesadas relevantes, tales como comunidades locales, sindicatos y otros grupos de interés, de igual forma deberá remitir una lista de los grupos de interés locales relevantes identificados en el área donde se lleva a cabo el contrato. El contratista deberá mantener un diálogo continuo con las partes interesadas relevantes (comunidades

locales, grupos de derechos humanos, sindicatos, etc.), e incorporar sus aportes y preocupaciones en el desarrollo y ejecución del contrato.

e) **Casos Identificados:** Una descripción de todos los casos de impactos adversos significativos identificados por el contratista o subcontratistas y una explicación de cómo se abordaron.

vii. Proporcionar los siguientes soportes junto con el informe:

- Documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta cláusula.
- Una descripción de políticas, procesos, mecanismos de consulta, mecanismos de quejas y otros aspectos relevantes.
- Información sobre los subcontratistas, incluyendo documentación que evidencie el cumplimiento de los requisitos, así como políticas y medidas adoptadas por los subcontratistas en las áreas reguladas por esta cláusula.
- Cualquier otra documentación relevante que sea necesaria para evaluar el cumplimiento de esta cláusula.
- El contratista deberá conservar toda la documentación relevante durante el período del contrato y hasta el cumplimiento de las obligaciones postcontractuales que correspondan.
- Asimismo, el contratista deberá notificar de inmediato a la Entidad contratante si él o sus subcontratistas causan o contribuyen a impactos adversos significativos en las áreas reguladas por esta cláusula.

viii. Asegurar que el **MINISTERIO** o un tercero puedan realizar visitas tanto anunciadas como no anunciadas al contratista y a sus subcontratistas en los lugares de ejecución del contrato durante la vigencia del mismo, con el fin de hablar con la gerencia, los empleados, sus representantes elegidos u otros interesados, y para inspeccionar las construcciones o instalaciones.

ix. Notificar al **MINISTERIO** cualquier incidente significativo que cause o contribuya a impactos adversos dentro de las 48 horas siguientes a su ocurrencia.

A su turno, el **MINISTERIO** realizará el seguimiento al cumplimiento mediante un enfoque basado en riesgos y demás normas legales aplicables. De igual forma, supervisará el cumplimiento de los requisitos de esta cláusula por parte del contratista y sus subcontratistas, incluso en caso de un seguimiento por terceros, seguirá monitoreando el cumplimiento.

	Sospechas fundamentadas de violaciones, el **MINISTERIO** a través del supervisor, puede entablar un diálogo con el **CONTRATISTA** para asegurar que los impactos adversos potenciales o reales en derechos humanos, derechos laborales, clima y medio ambiente, y/o anticorrupción causados o a los que haya contribuido el contratista o subcontratistas sean abordados y, cuando corresponda, que se proporcione reparación a las partes afectadas. Sin perjuicio, de la obligación de las **PARTES** de informar a las autoridades competentes. **PARÁGRAFO ÚNICO:** El incumplimiento por parte del **CONTRATISTA** de cualquiera de las obligaciones y actividades señaladas en la presente cláusula, así como en las demás del contrato, dará lugar a las sanciones de cláusula penal o multa, según corresponda, de acuerdo a lo previsto en el presente contrato. Igualmente, las **PARTES** tienen el deber de informar a las autoridades competentes sobre la posible comisión de un delito. **CONTROL SOCIAL:** Se invita a la ciudadanía en general a vigilar la gestión pública, de manera individual o a través de organizaciones, redes e instituciones, que pueden formar alianzas con ONGs, universidades, medios de comunicación y otras entidades para fortalecer su labor y recibir apoyo financiero y logístico para el seguimiento y evaluación de las políticas públicas, la gestión de las autoridades y la correcta utilización de los recursos públicos, especialmente en los servicios públicos domiciliarios, regulados por la Ley 142 de 1994, objeto de este contrato. Lo anterior, con base en los postulados de la Constitución Política, la Ley 1757 de 2015, la Ley 850 de 2003, la Ley 1712 de 2014 y demás normas que las complementen, modifiquen o sustituyan. En ese sentido, deberá darse aplicación a los principios de control social en el sector minero energético que corresponden a: i) Transparencia y acceso a la información pública, ii) Participación ciudadana activa, iii) Responsabilidad social y compartida, iv) Equidad y enfoque diferencial y v) Sostenibilidad y protección del interés público. Como mecanismos para el ejercicio del control social se encuentran: las veedurías ciudadanas, auditorías sociales, comités de desarrollo y control social, o espacios de rendición de cuentas por lo que el **MINISTERIO** invita a la ciudadanía en general para que participe mediante los mecanismos descritos.
3 Modalidad de Selección y su justificación, incluyendo los fundamentos jurídicos.	

Es importante precisar que la naturaleza jurídica del operador de red seleccionado **DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO SA ESP DISPAC S.A. E.S.P.** ya se encuentra debidamente descrita en el numeral de "Descripción de la necesidad". En dicho apartado se señala que se trata de una empresa de servicios públicos mixta, con participación pública mayoritaria, la cual, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 2º de la Ley 80 de 1993 y el artículo 2, numeral 4, literal c) de la Ley 1150 de 2007, se enmarca dentro de la definición de entidad estatal y, por tanto, se encuentra habilitada para la celebración de contratos interadministrativos, siempre que exista relación directa entre su objeto social y las obligaciones derivadas del contrato. Esta condición habilitante constituye uno de los fundamentos normativos que soportan la aplicación de la modalidad de contratación directa en el presente proceso de acuerdo con lo establecido en las siguientes disposiciones legales:

El Artículo 209, de la Constitución Política de Colombia en el Título VII, de la rama ejecutiva Capitulo 5, De la función administrativa indica:

> *"(...) La función administrativa está al servicio de los intereses generales y se desarrolla con fundamento en los principios de igualdad, moralidad, eficacia, economía, celeridad, imparcialidad y publicidad, mediante la descentralización, la delegación y la desconcentración de funciones. Las autoridades administrativas deben coordinar sus actuaciones para el adecuado cumplimiento de los fines del Estado. (...)"*

El literal a) del numeral I del artículo 2 de la Ley 80 de 1993, define las entidades estatales así:

> *"(...) La Nación, las regiones, los departamentos, las provincias, el Distrito Capital y los distritos especiales, las áreas metropolitanas, las asociaciones de municipios, los territorios indígenas y los municipios; los establecimientos públicos, las empresas industriales y comerciales del Estado, las sociedades de economía mixta en las que el Estado tenga participación superior al cincuenta por ciento (50%), así como las entidades des centralizadas indirectas y las demás personas jurídicas en las que exista dicha participación pública mayoritaria, cualquiera sea la denominación que ellas adopten, en todos los órdenes y niveles. B. El Senado de la República, la Cámara de Representantes, el Consejo Superior de la Judicatura General de la Nación, la Registraduría Nacional del Estado Civil, los ministerios, los Departamentos Administrativos, las Superintendencias, las unidades administrativas especiales y, en general, los organismos o dependencias del Estado a los que la Ley otorgue capacidad para celebrar contratos (...)".*

Por su parte, de conformidad con el Artículo 2° ibidem, *"(...) la escogencia del contratista se efectuará con arreglo a las modalidades de selección de licitación pública, selección abreviada, concurso de méritos y contratación directa (...)".*

El artículo 13 de la Ley 80 dispone: *"(...) Los contratos que celebren las entidades a que se refiere el artículo 2 del presente estatuto se regirán por las disposiciones comerciales y civiles pertinentes, salvo las materias particularmente reguladas en esta Ley (...)"*. Ahora, cuando dos entidades estatales celebran contratos entre ellas, se está en presencia de los denominados contratos interadministrativos, caso en el cual la Ley 80, reformada por la Ley 1150 de 2007, ordena que deberá acudirse al mecanismo de la contratación directa. Sobre este punto, el

numeral 4 literal c, del artículo 2 de esta última Ley, establece: "4. Contratación directa. La modalidad de selección de contratación directa solamente procederá en los siguientes casos:

> *"(...)c) Contratos Interadministrativos, siempre que las obligaciones derivadas de los mismos tengan relación directa con el objeto de la entidad ejecutora señalado en la Ley o en sus reglamentos. Se exceptúan los contratos de obra, suministro, prestación de servicios de evaluación de conformidad respecto de las normas o reglamentos técnicos, encargos fiduciarios y fiducia pública cuando las instituciones de educación superior públicas o las Sociedades de Economía Mixta con participación mayoritaria del Estado, o las personas jurídicas sin ánimo de lucro conformadas por la asociación de entidades públicas, o las federaciones de entidades territoriales sean las ejecutoras. Estos contratos podrán ser ejecutados por las mismas, siempre que participen en procesos de licitación pública o contratación abreviada de acuerdo con lo dispuesto por los numerales 1 y 2 del presente artículo. (...)"*

Así mismo, el artículo 3 de la Ley 80 de 1993, faculta expresamente a las entidades para celebrar los contratos y acuerdos que permitan la autonomía de la voluntad y requieran el cumplimiento de los fines estatales, permitiendo de esta forma promover la capacidad de gestión y administración de los servidores públicos, para el cumplimiento de los objetivos encomendados a la entidad estatal a su cargo, confiriéndoles así mayor autonomía en el marco de un estricto régimen de responsabilidad correlativa.

Para el contrato a suscribirse, y en virtud del objeto a desarrollar, se trata de un contrato que en todo caso implica gestión de recursos y la posterior administración, operación y mantenimiento para la adecuada prestación del servicio.

Es importante señalar que el objeto social de la Empresa Distribuidora de Pacifico E.S.P -DISPAC- es:

> "la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de Generación, Distribución y Comercialización, así como la prestación de servicios conexos o relacionados con la actividad de servicios públicos, de acuerdo con el marco legal y regulatorio Igualmente, para lograr la realización de los fines que persigue la sociedad o que se relacionen con su existencia o funcionamiento, la empresa podrá celebrar y ejecutar cualesquier acto y contrato, entre otros: prestar servicios de asesoría; consultoría; interventoría; intermediación; estructuración de proyectos; importar, exportar, comercializar y vender toda clase de bienes o servicios; recaudo; facturación; toma de lecturas; reparto de facturas; construir infraestructura; prestar toda clase de servicios técnicos, de administración, operación o mantenimiento de cualquier bien, contratos de leasing o cualquier otro contrato de carácter financiero que se requiera, contratos de riesgo compartido, y demás que resulten necesarios y convenientes para el ejercicio de su objeto social. Lo anterior de conformidad con las leyes vigentes."[6]

[6] Estatutos Sociales.

Igualmente, se destaca que la composición accionaria de la empresa **DISTRIBUIDORA DE PACIFICO S.A. E.S.P -DISPAC S.A. E.S.P.:**

ACCIONISTAS		NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE (%) DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
Hacienda	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	1.313.438	99.9996%
ElectroHuila	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	1	0.0001%
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	1	0.0001%
CENS Grupo epm	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	1	0.0001%
enel	Enel S.A.	1	0.0001%
TOTAL		1.313.442	1.313.442

Fuente: https://dispac.com.co/gob-corp/

Que la empresa **DISTRIBUIDORA DE PACIFICO S.A. E.S.P -DISPAC S.A. E.S.P.**, es una empresa de servicios públicos mixta que posee además de aportes particulares, aportes de la Nación, los cuales corresponden a un porcentaje del 99.99% del capital social, de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad por acciones, del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 14.6 del artículo 14, de la Ley 142 de 1994. En tal sentido, la empresa **DISTRIBUIDORA DE PACIFICO S.A. E.S.P - DISPAC**, es una empresa de servicios públicos con capital público.

Respecto a la naturaleza jurídica de las empresas de servicios públicos domiciliarios, el artículo 17 de la Ley 142 de 1994, señaló que: “Las empresas de servicios públicos son sociedades por acciones cuyo objeto es la prestación de los servicios públicos de que trata esta Ley.”

De conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.1.2.1.4.4 del Decreto 1082 de 2015, la contratación directa procede cuando se trata de la celebración de convenios o contratos interadministrativos entre entidades estatales. En este caso, el Ministerio de Minas y Energía suscribirá un contrato interadministrativo con la Empresa **DISTRIBUIDORA DE PACIFICO S.A. E.S.P -DISPAC**, la cual se encuentra debidamente autorizada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG conforme al Certificado de existencia y representación legal y como consta en la experiencia acreditada por el Contratista.

DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. tiene el conocimiento amplio del territorio, la ubicación de las comunidades, las condiciones climatológicas propias de la zona, las características ambientales, sociales, políticas y técnicas lo cual garantiza el cumplimiento del desarrollo del proyecto de manera efectiva y eficiente y con altos estándares de calidad y oportunidad.

En virtud de lo señalado en este estudio previo, en el cual se ha descrito la necesidad de la Entidad de la contratación, el objeto y las especificaciones técnicas, y conforme a lo establecido en la normatividad vigente, la modalidad de selección para la contratación entre Entidades Estatales es la contratación directa. Que, el literal c), numeral 4 del Artículo 2° de la Ley 1150 de 2007 modificado por el Artículo 92 de la Ley 1474 de 2011, establece que procederá la modalidad de contratación directa, siempre que las obligaciones derivadas del mismo tengan relación directa con el objeto de la Entidad ejecutora señalado en la ley o en sus reglamentos.

Ahora bien, teniendo en cuenta las excepciones establecidas en el inciso 2° del literal c) del artículo 2, numeral 4° de la Ley 1150 de 2007–modificado por el artículo 92 de la Ley 1474 de 2011 y en virtud del principio de autonomía de la voluntad, y de los artículos 13, 32 y 40 de la Ley 80 de 1993, así como lo estipulado a través del Código Civil en el artículo 1602, el presente proceso de contratación hace parte de un contrato interadministrativo bajo la modalidad de administración delegada, el cual corresponde a un contrato atípico, que de acuerdo con la jurisprudencia del Consejo de Estado[7], se ha entendido, por lo menos, de dos maneras: i) como un mandato, es decir, como un negocio jurídico mediante el cual el contratista actúa en nombre y representación de la entidad contratante, y en contraprestación, la parte contratante delegante paga el costo real del objeto del contrato, adicionando un porcentaje por concepto de administración y utilidad del contratista; o ii) como una modalidad de administración y pago, no necesariamente asociada al mandato. Así las cosas, teniendo en cuenta que el artículo 40 de la Ley 80 de 1993 dispuso que podrán incluirse las modalidades, condiciones y, en general, las cláusulas o estipulaciones que las partes consideren necesarias y convenientes, de acuerdo con las normas civiles, comerciales, que correspondan a su esencia y naturaleza, siempre que no sean contrarias a la Constitución, la ley, el orden público y a los principios y finalidades de esta Ley y a los de la buena administración, las entidades estatales podrán celebrar la administración delegada como forma de mandato, por el cual la entidad estatal contratante encomienda a la entidad estatal contratista la administración de un proyecto.

Así mismo la administración delegada puede concebirse como una forma de pago de contratos como el de obra pública o el de interventoría. En efecto, dentro de la forma de pactar la metodología de ejecución y el precio de los contratos estatales de obra pública, las partes pueden emplear distintos sistemas, como, por ejemplo, i) el “precio global” –en el que se paga “a mano alzada” el objeto del contrato; ii) los “precios unitarios” –en los cuales se suelen detallar los costos directos, diferenciándolos de los costos indirectos de administración (A),

[7] **Consejo de Estado, Sección Tercera, Sentencia de 10 de marzo de 2011, Rad. 19031, CP Enrique Gil Botero**, **Consejo de Estado, Sección Tercera, Sentencia de 23 de abril de 2008, Rad. 16141 CP Ruth Stella Correa Palacio**, y **Consejo de Estado, Sección Tercera, Sentencia de 14 de abril de 2016, Rad. 34774, CP Carlos Alberto Zambrano Barrera**.

imprevistos (I) y utilidades (U)–, o iii) la "administración delegada", que consiste en la modalidad en virtud de la cual el contratista recibe unos recursos destinados a cubrir los costos de un determinado proyecto –siendo lo más común que se aplique en la ejecución de obras públicas– (recursos de inversión o entregados en administración), por cuya labor obtendrá, a título de pago, unos honorarios por la administración. En ese sentido, si la Entidad Estatal requiere contratar con otra entidad pública, podrá celebrar un contrato interadministrativo, en el que se puede incluir la administración delegada, bien como forma de mandato o como modalidad de administración de los recursos de inversión de una obra o proyecto y de pago también de los honorarios. En todo caso, para la celebración de los contratos interadministrativos es indispensable que la entidad ejecutora cuente con un objeto que, de acuerdo con la ley o el reglamento, sea idóneo para la ejecución de la actividad contratada, y que la administración delegada este definida o concertada en la ejecución de un objeto contractual específico, ya sea enmarcado en la ejecución de proyecto u obra.

Para reafirmar lo anterior, la Sección Cuarta del Consejo de Estado, mediante Sentencia de fecha 16 de septiembre de 2010. Consejera Ponente: CP. Carmen Teresa Ortiz Expediente No. 16605, la cual precisó que la administración delegada reviste de la misma esencia de la relación contractual propia del mandato, en el entendido de que el contratista representa, administra y gestiona el contrato. Por ello, el contratista recibe como valor del contrato los recursos de inversión o entregados en administración y los honorarios, imponiéndosele, en virtud del principio de transparencia, el deber de identificar con claridad cada uno de estos valores y de rendirle cuentas a la entidad contratante, como a los órganos de control, si estos lo solicitan.

Por su parte el Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección A, a través de la sentencia del 20 de noviembre de 2020, Consejero Ponente: José Roberto Sáchica Méndez. Expediente No.47201 que indica: *"Se comprende entonces que corresponda a la entidad contratante suministrar los fondos necesarios para el cumplimiento de las funciones u obligaciones del contratista; fondos que el administrador delegado manejará bajo su propia responsabilidad, con la obligación de rendir cuentas a la entidad respectiva y a la Contraloría General de la República. Adicionalmente, también se podrán suministrar al contratista equipos y elementos de propiedad de la entidad contratante."*

Ahora bien, conforme a lo expuesto, el presente negocio jurídico corresponde a un contrato interadministrativo, el cual puede ejecutarse bajo la modalidad de administración delegada o administración de recursos y asistencia técnica, dado que el MINISTERIO requiere para la ejecución del proyecto de **"IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS SSFV EN EL MARCO DE LA ESTRATEGIA DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN MAICAO, ALBANIA Y MUNICIPIOS ALEDAÑOS DEL DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA",** un contratista que administre, gire, y gestione los recursos asignados y que además cuente con la experticia técnica en el sector energético para que realice la implementación del proyecto con los conocimientos técnicos necesarios que agilicen de manera segura su ejecución.

Por otra parte, se debe señalar quede conformidad con lo preceptuado por el Consejo de Estado en concepto con radicado No. 11001-03-06-000-2019-00126-00 (00002) del 16 de

diciembre de 2019[8], cuando se trata de un contrato interadministrativo, a diferencia de los convenios interadministrativos, debe existir dentro del presupuesto una remuneración como contraprestación por el servicio prestado, que en este caso se incluye como rubro de asistencia técnica. En ese entendido y realizando un análisis histórico de los contratos suscritos por el Ministerio de Minas y energía, se tomó como referencia el porcentaje del 5% por concepto de remuneración al administrador, reconocido en los Contratos Interadministrativos suscritos entre el Ministerio de Minas con los operadores de red de los últimos 8 años y los cuales han sido financiados con fondos FAZNI y FAER; así mismo se verificó en el sector energético que otros contratos interadministrativos se han celebrado bajo el mismo concepto, encontrando que el Instituto de Planificación y Promoción de las zonas no Interconectadas - IPSE ha suscrito en los últimos años contratos interadministrativos bajo la modalidad de administración de recursos y asistencia técnica, reconociendo una remuneración al administrador de un 5% sobre los costos directos del contrato. Conforme a lo anterior se establece que el porcentaje por remuneración de la asistencia técnica para este proyecto pude pactarse en un 5%.

Finalmente, de conformidad con la sentencia 11001-03-26-000-2023-00139-00 (70.313) del diecisiete (17) de octubre de dos mil veinticinco (2025), M.P Fredy Ibarra Martínez, del Consejo de Estado la prerrogativa del parágrafo primero del artículo 38 de la Ley 996 de 2005 debe entenderse en su tenor literal, por lo que no puede aplicarse de manera extensiva o analógica la prohibición para celebrar convenios administrativos a los contratos interadministrativos, lo cual generaría un desconocimiento normativo y un vicio de ilegalidad, por lo cual es procedente la suscripción del presente contrato interadministrativo con posterioridad a las fechas previstas en la Ley 996 de 2005 ya que las mismas no le son aplicables.

4. Análisis del Sector relativo al objeto del proceso, desde la perspectiva legal, comercial, financiera, organizacional, técnica, y de análisis de riesgo.
(Art. 2.1.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015)

ASPECTOS GENERALES

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.” 9 (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)10 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:

[8] Consejo de Estado en concepto con radicado No. 11001-03-06-000-2019-00126-00 (00002) del 16 de diciembre de 2019

[9] Ban rep. Disponible en: https://enciclopedia.banrepcultural.org/index.php/Sectores_econ%C3%B3micos Fecha de consulta: 21 de agosto 2025

[10] 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

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.

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 esta.

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.

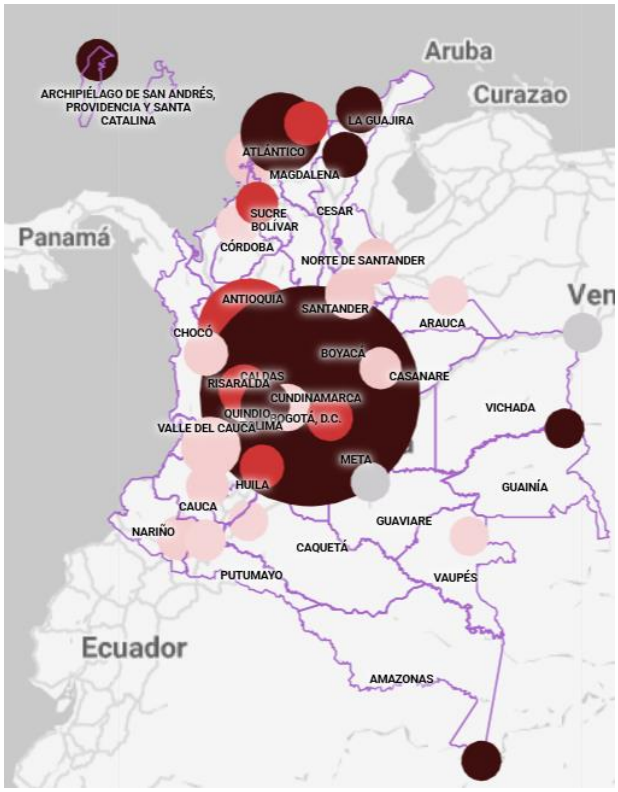
Esta clase comprende una gran variedad de actividades de servicios que se prestan por lo general a clientes comerciales. Abarca las actividades para las que se requieren niveles de conocimientos profesionales, científicos y técnicos más avanzados, pero no las funciones corrientes que son habitualmente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

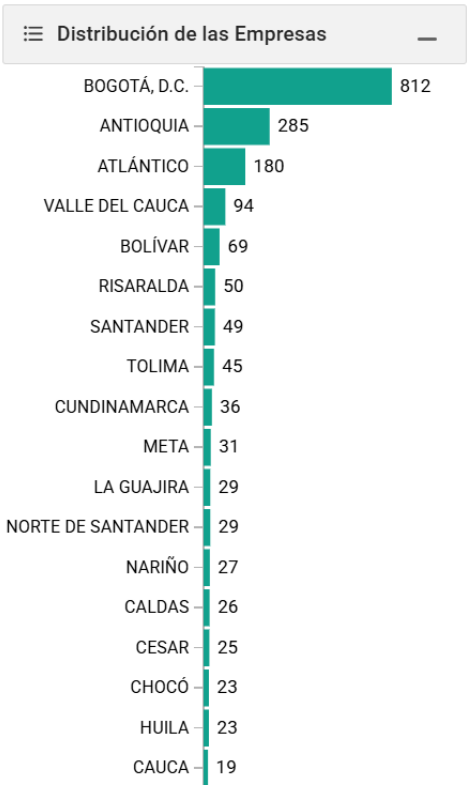
Esta clase incluye:

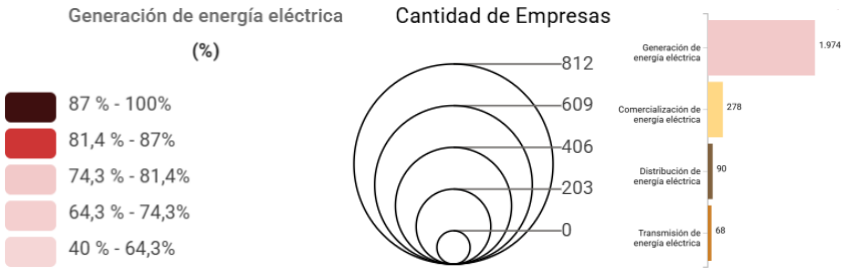
- Las actividades de traducción e interpretación.

- 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.





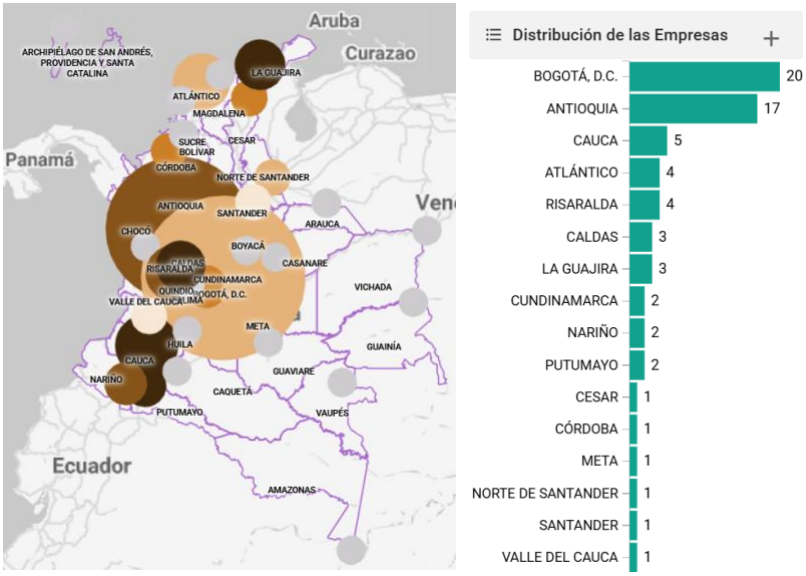


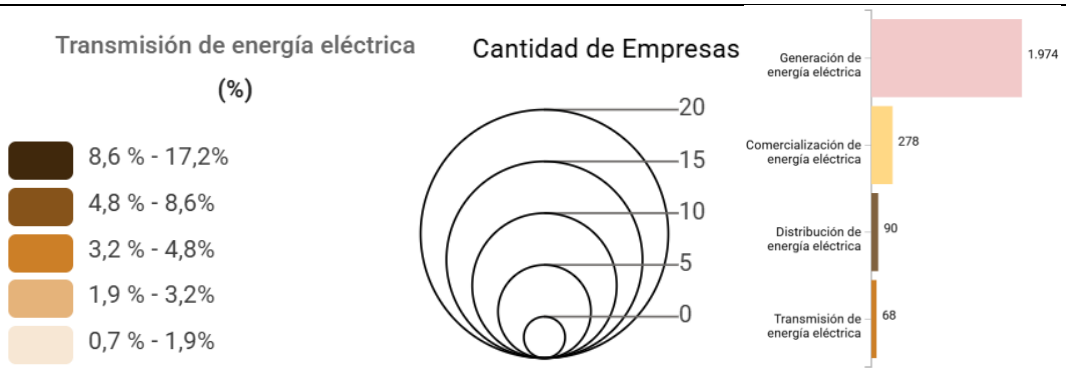
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Geovisor. Directorio de empresas 2023 Disponible en internet en: https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/ Fecha de consulta: 09 de septiembre de 2025

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 del Meta 31 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.

El Meta 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.



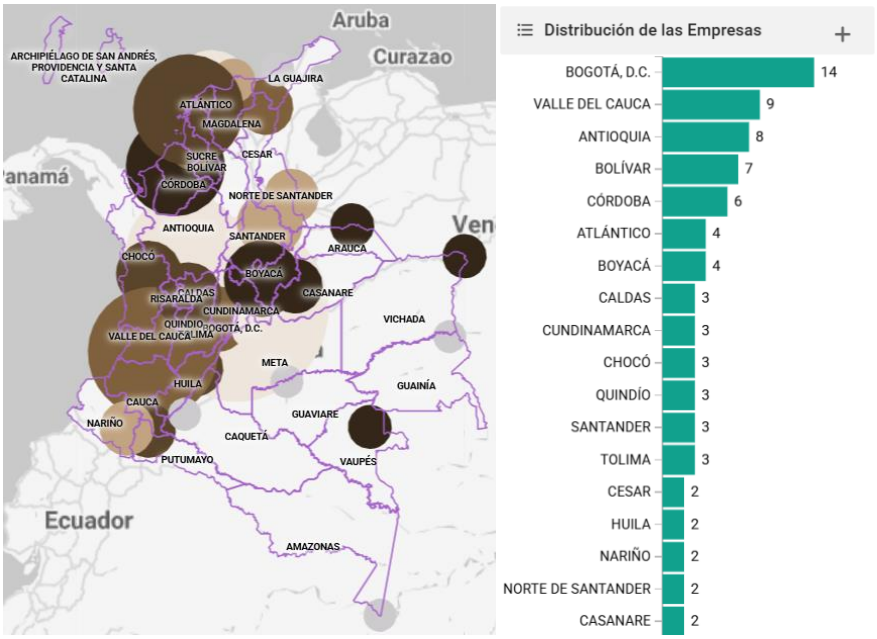


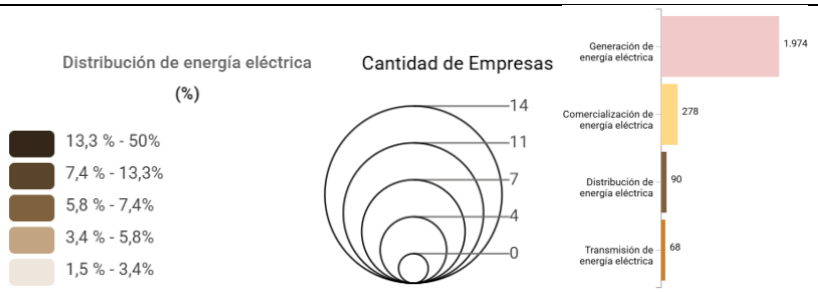
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Geovisor. Directorio de empresas 2023 Disponible en internet en: https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/ Fecha de consulta: 09 de septiembre de 2025

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 del Meta 1 empresa.

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.



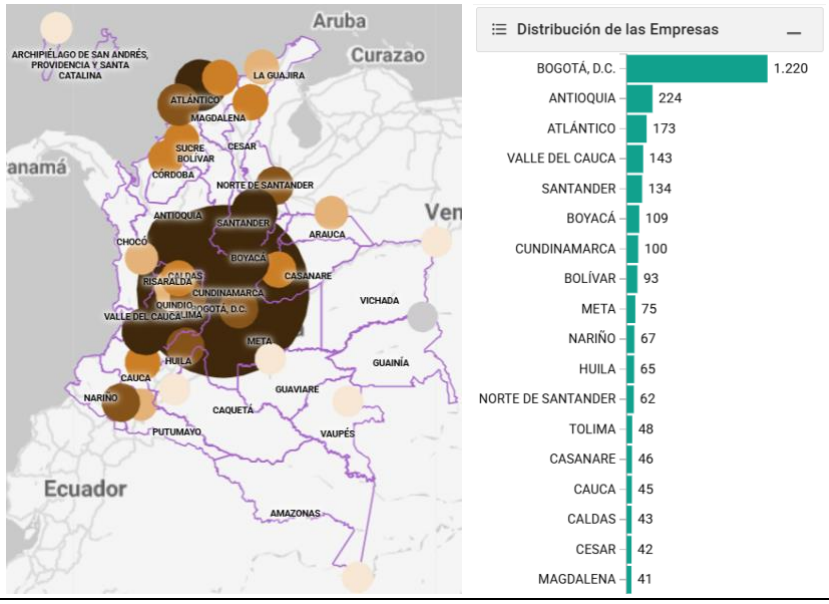


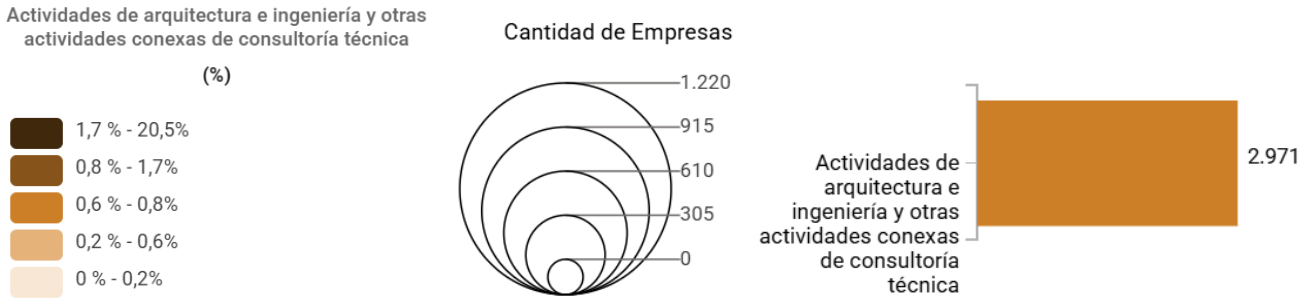
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Geovisor. Directorio de empresas 2023 Disponible en internet en: https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/ Fecha de consulta: 09 de septiembre de 2025

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 del Meta, 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.

El meta 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", 75 se ubican en el departamento del Meta 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

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 historico 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).

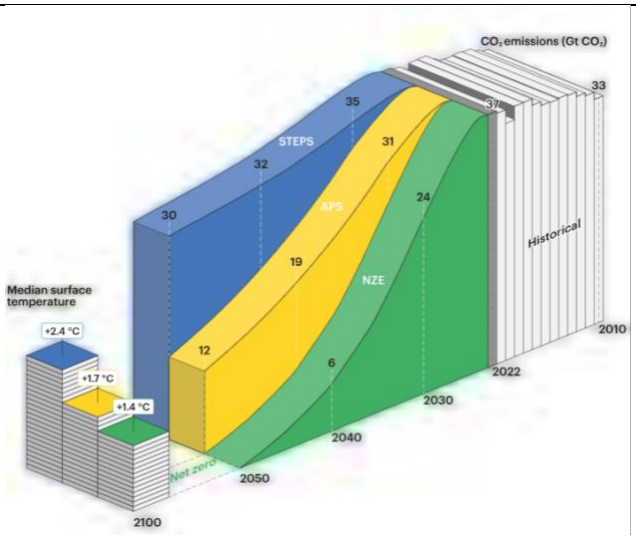


Figura 1. Evolución histórica de las emisiones de CO_2 y trayectorias proyectadas bajo distintos escenarios energéticos

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 de la geografía 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 2024pr respecto al año 2023p (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.

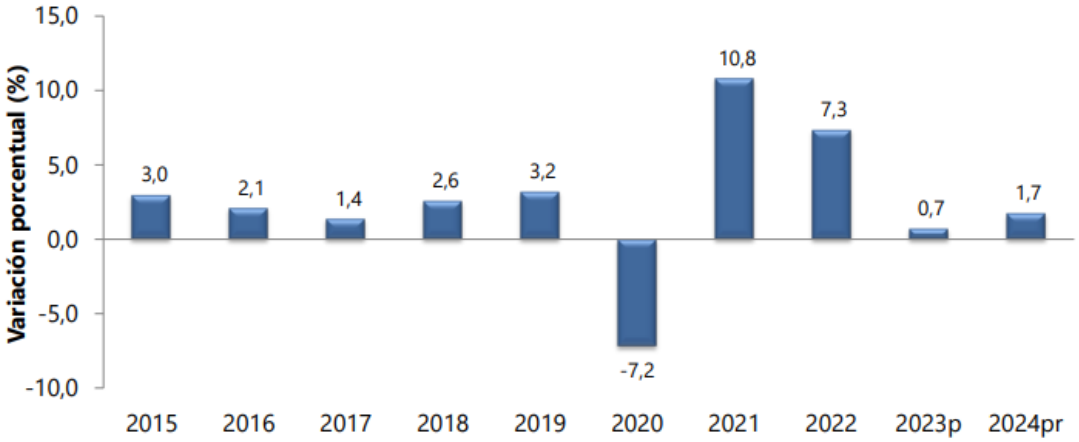


Figura 2. Evolución del Producto Interno Bruto (PIB) colombiano en el periodo 2015-2024
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE

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 CO2 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 del Meta, 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 21.424 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 82.084 GWh (+2,3% vs. 2023). En generación efectiva, el país sigue siendo hídrico-térmico con renovables variables en alza.[11]

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 la operación y administración del mercado.

[11] 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

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[12]

4) Transmisión y cuellos de botella (Meta y Colectora).
La integración de grandes proyectos eólicos y solares depende en buena medida de la línea Colectora (500 kV) y obras asociadas.

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 y estrategias como FAZNI, FENOGE e IPSE complementando soluciones renovables y diésel híbridas[13]

6) Generación distribuida y autogeneración.
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[14].

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

[12] 3) https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Paginas/Subasta-CLPE-03-2021.aspx?utm_source=chatgpt.com
[13] 5) https://fenoge.gov.co/documentos-pdf/proveedores/SIP0132024/SIP-013-2024-FENOGE_signed.pdf?utm_source=chatgpt.com
[14] https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/PIEC/2024-2028/PIEC_2024-2028_Vfinal.pdf?utm_source=chatgpt.com

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.

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.

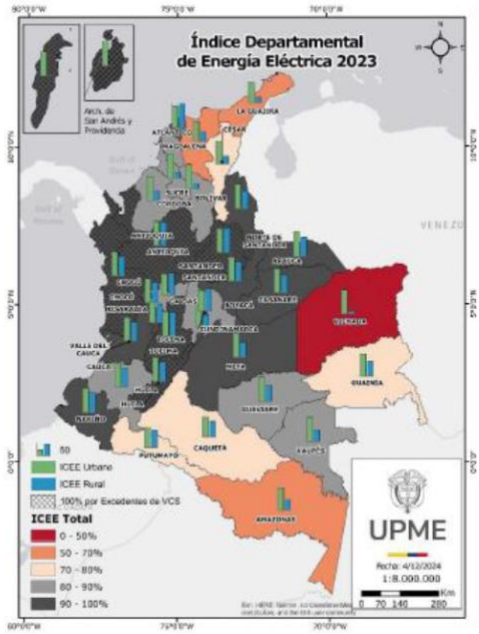
Aunque los indicadores nacionales reflejan un avance sostenido en cobertura, el número de Viviendas Sin Servicio (VSS) continúa siendo significativo. De acuerdo con la tabla abajo, a 2023 se registraron 1.37 millones de viviendas sin acceso a la energía eléctrica. De ellas 1,22 millones corresponden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

Índice Departamental de Energía Eléctrica



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%),
Meta (80%), Chocó (57%), y Amazonas (48%), los hogares enfrentan severas carencias en el acceso a servicios energéticos modernos. En el caso particular del Meta, 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.

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) 2022-205215, 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

[15] 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.

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 del Meta, 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 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
	2025pr-II / 2024pr-II	2025pr / 2024pr	2025pr-II / 2025pr-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.

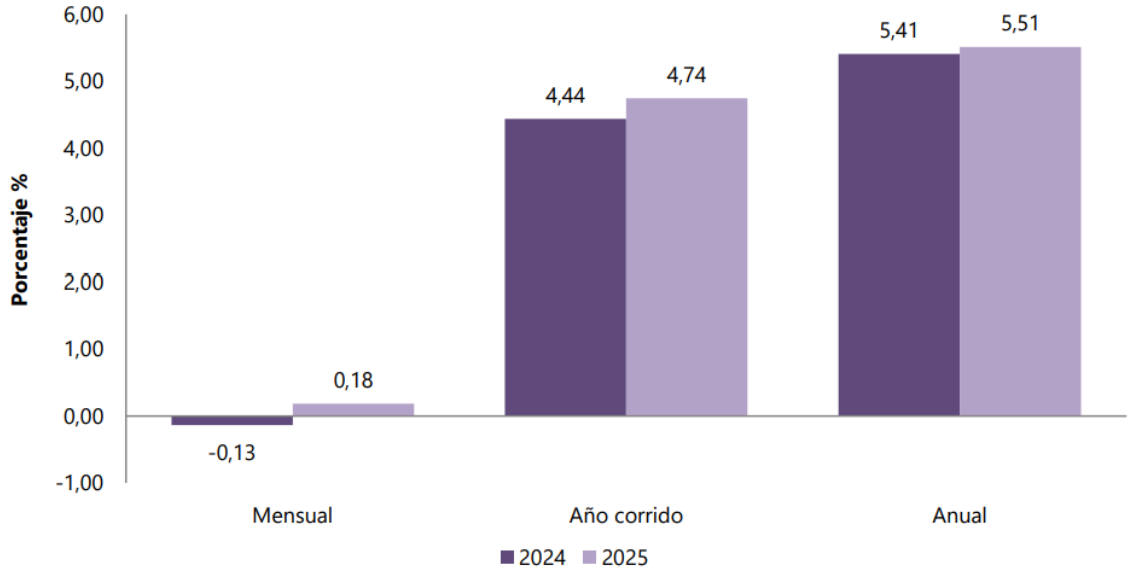
- **Índice De Precios Al Consumidor – IPC**

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; ii) proyectar el O&M (mano de obra, repuestos, servicios de monitoreo/telemetría y visitas técnicas); y iii) 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
Octubre 2024 - 2025



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 energéticos y comunidades energéticas, 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 el O&M y 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, la programación de obra y O&M, y la matriz de riesgos. 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	Divsión 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
LN	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%
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

Aspecto regulatorio

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
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
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 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.

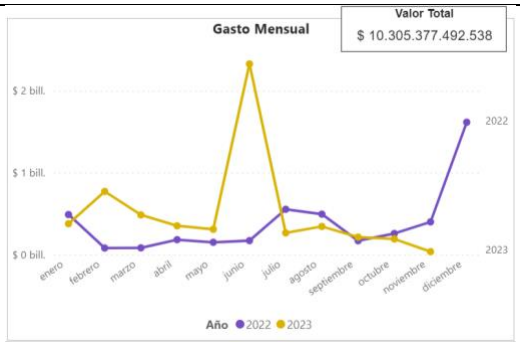
ANÁLISIS DE LA OFERTA

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:

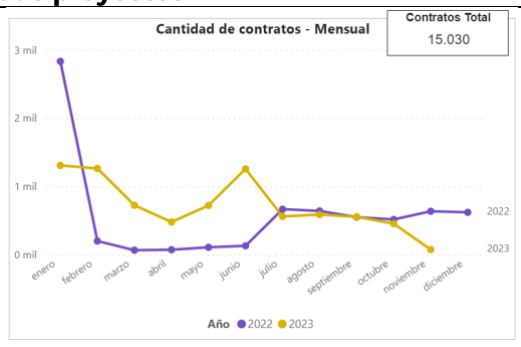
SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE
81	10	17	00	Ingeniería eléctrica y electrónica
80	10	16	00	Gerencia de proyectos
41	11	37	00	Instrumentos de medición y comprobación de comunicación electrónica
83	10	18	00	Servicios eléctricos
72	15	15	00	Servicios de sistemas eléctricos

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:

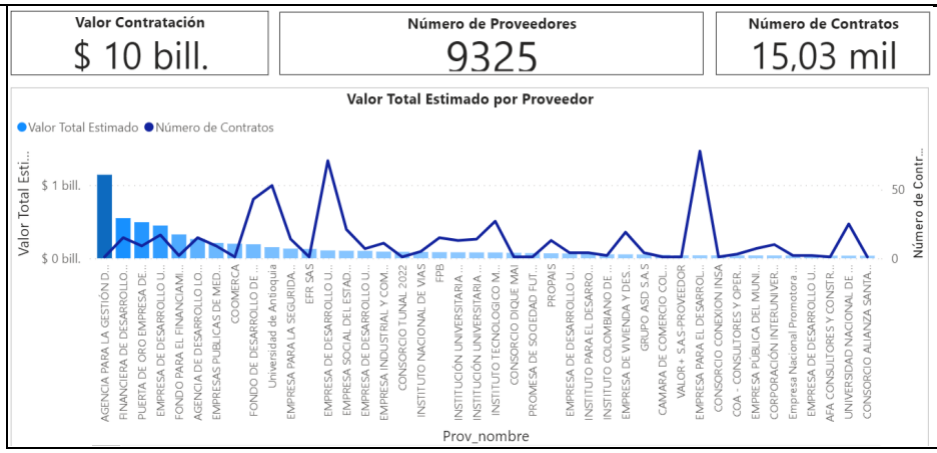
80101600 – Gerencia de proyectos



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

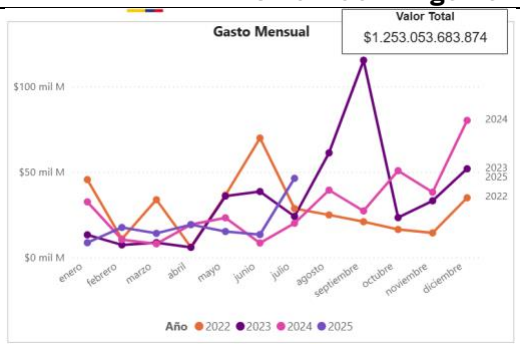


Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

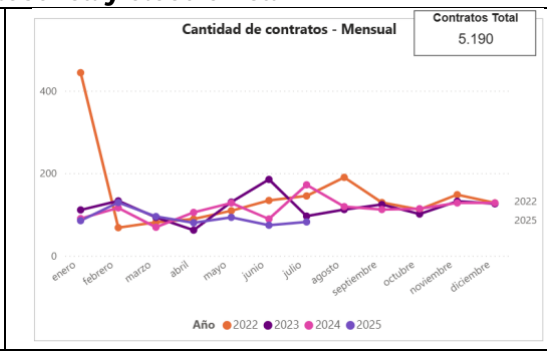
Adicionalmente, se encuentra que Agencia para la Gestión del Paisaje, el Patrimonio y las Alianzas Público-Privadas - APP es la empresa que cuenta con el contrato de mayor valor para un total de $1.140.538 millones de pesos, pese a haber adjudicado solo 1 contrato, mientras que la Empresa de Desarrollo 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:

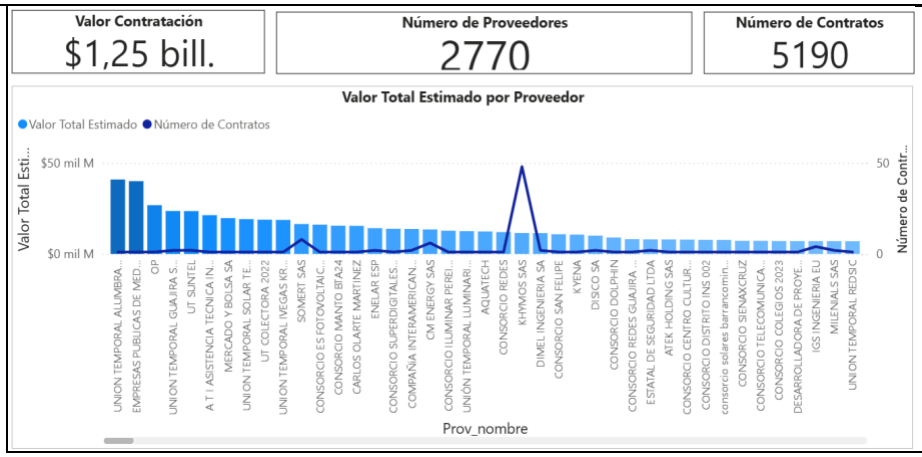
81101700 – Ingeniería eléctrica y electrónica



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

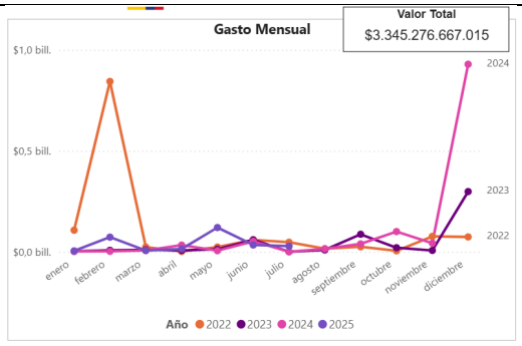


Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

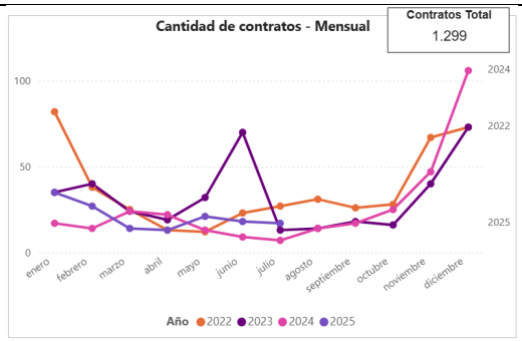
Se encuentran 2.770 proveedores con 5.190 contratos adjudicados, la Unión temporal alumbrado inteligente es el proveedor con mayor valor en adjudicaciones, con $40.907 millones de pesos con solo un contrato, seguido de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. con $40.000 millones de pesos con un contrato. 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:

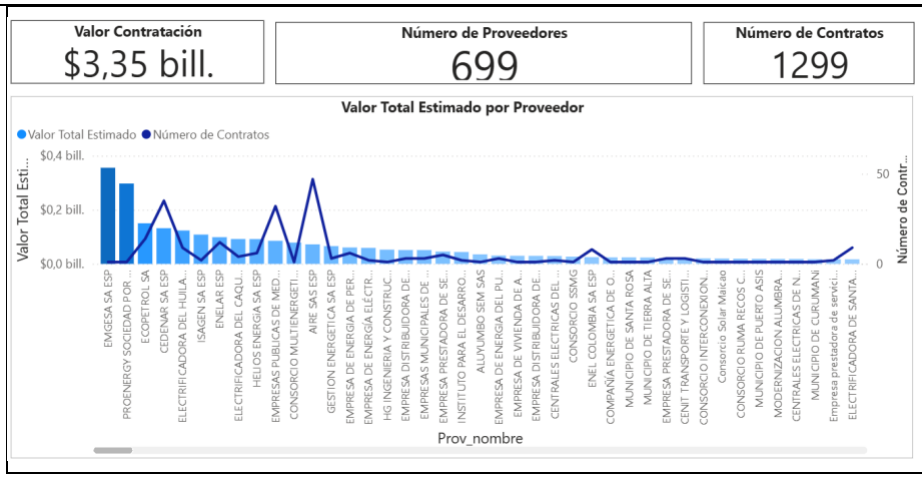
83101800 – Servicios eléctricos



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

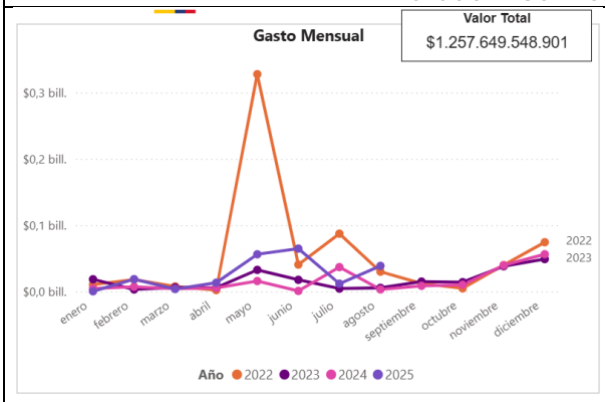


Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

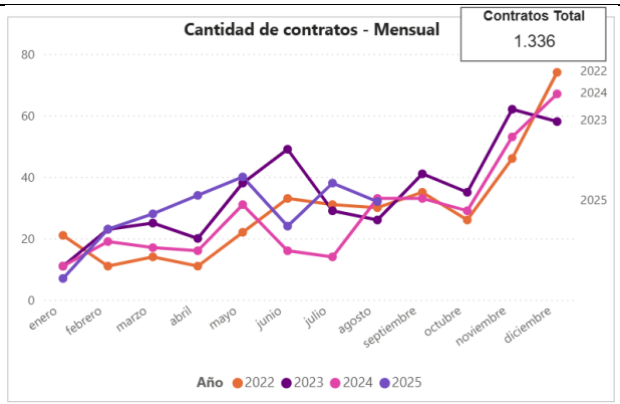
Se encuentran 699 proveedores con 1.299 contratos adjudicados, de los cuales EMGESA SA ESP, es el proveedor con mayor valor ejecutado de $355.668 con un (1) contrato ejecutado; seguido de PROENERGY y ECOPETROL SA. Por otra parte, CEDENAR SA ESP es uno de los proveedores con mayor número de contratos,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

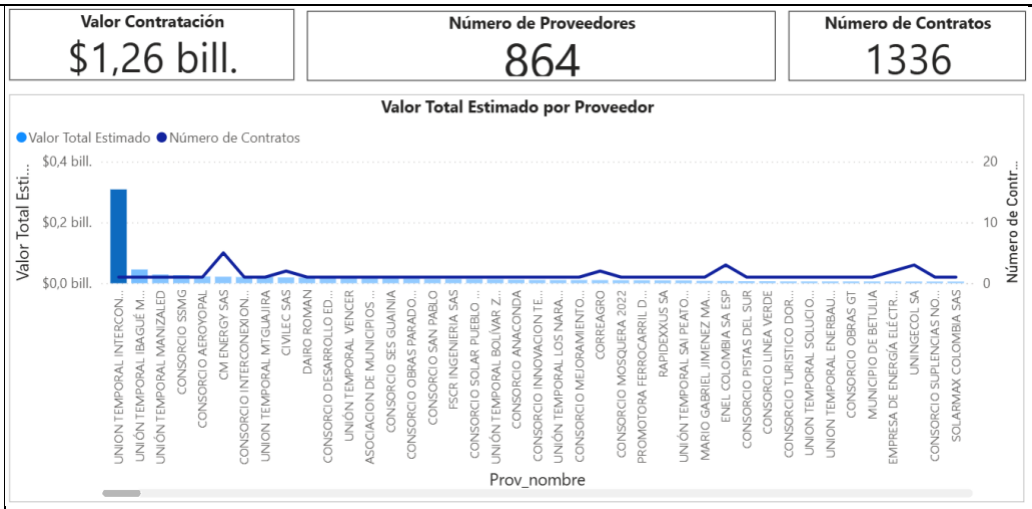
72151500 – Servicios de sistemas eléctricos



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

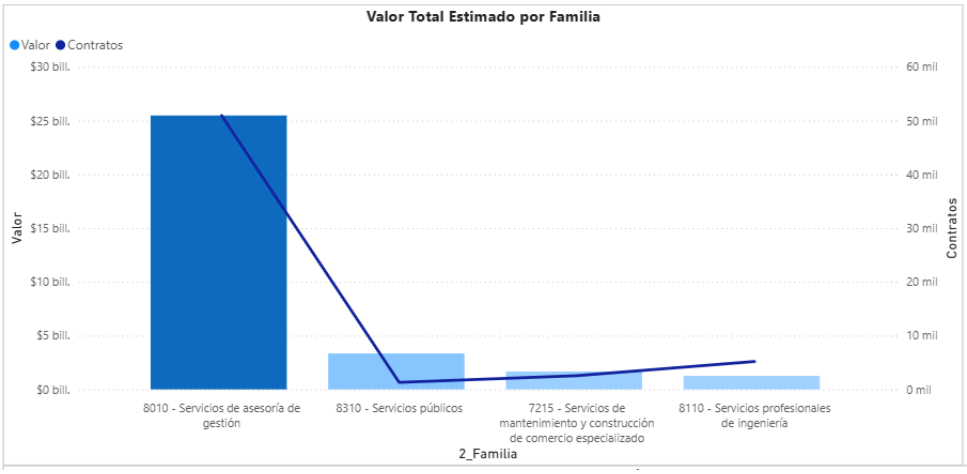
Se encuentran 864 proveedores con 1.336 contratos adjudicados, de los cuales UNION TEMPORAL INTERCONEXION DEL PACÍFICO, es el proveedor con mayor valor ejecutado de $308.429 millones de pesos con 1 contrato ejecutado; CM ENERGY SAS, fue el proveedor con más contratos ejecutados por un valor total de 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.

ANÁLISIS DE DEMANDA

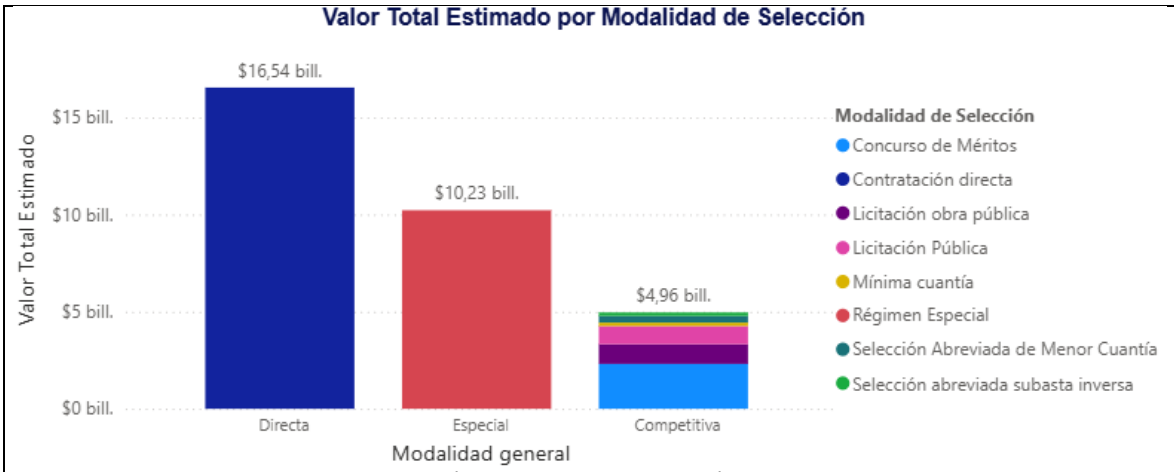
El análisis de la demanda se efectuó desde la herramienta de análisis de la demanda del Modelo de Abastecimiento Estratégico (MAE) de Colombia Compra Eficiente, empleando los códigos de las Naciones Unidas establecidos en el anterior numeral:



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



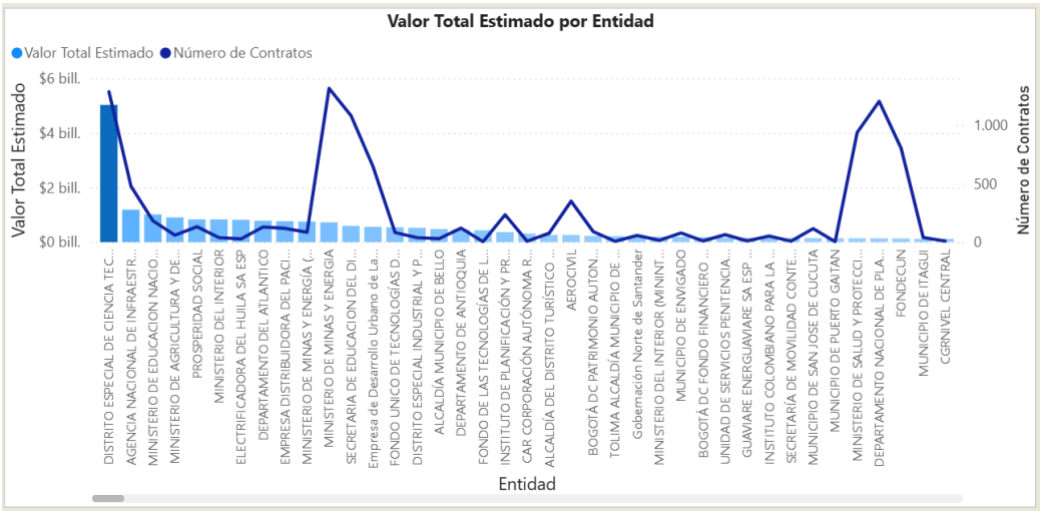
Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico



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:



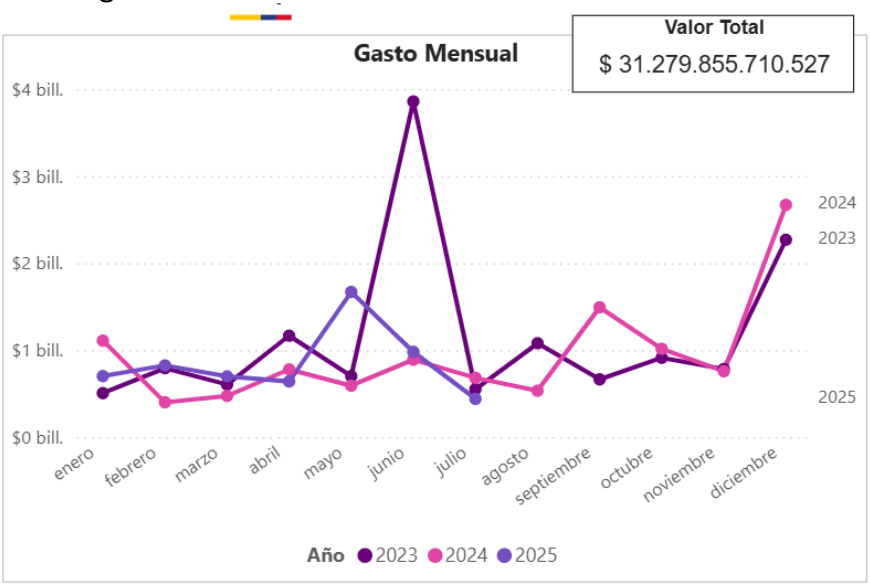
Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

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,

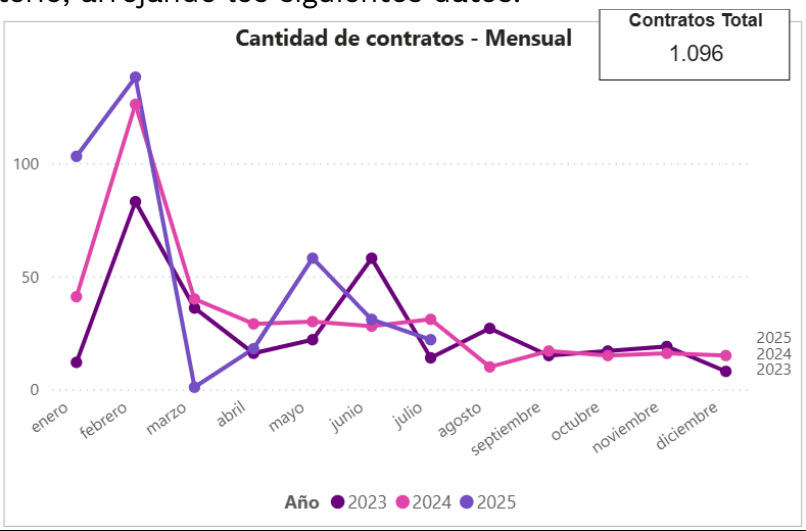
se hará igualmente el análisis de las vigencias 2023-2024 y lo corrido del 2025 de los contratos estatales celebrados por la entidad.

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.

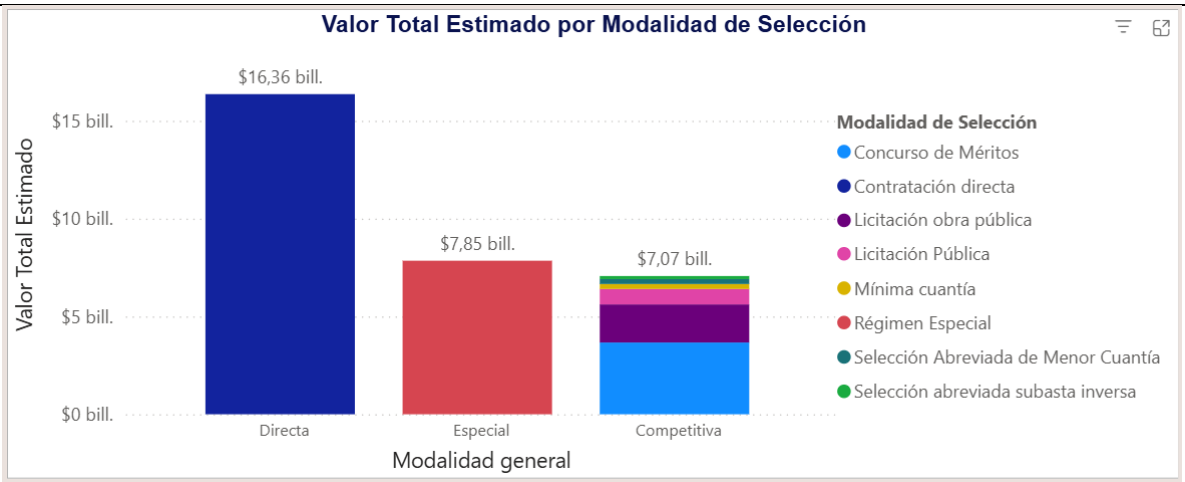


Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de agosto de 2025. Disponible en: Power BI Modelo de Abastecimiento Estratégico

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.

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	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

	APOYO FINANCIERO PARA ENERGIZACIÓN DE ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI				
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 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	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
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	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	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

		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 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER				
	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
	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	Contratación directa	$14.324.869.954	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓ	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/Op

	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.			N Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE	portunityDetail/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/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.285902&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=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 los años 2020 hasta el 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.

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	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	$27.067.552.244	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.6692909&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true

						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.		
IPSE-074-2020	Contratación directa	stituto de anificación y omoción de oluciones nergéticas para s Zonas No terconectadas SE	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 Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE	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 municipio de Nuqui, Departamento del Chocó	Empresa Distribuidora Del Pacifico 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 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 $83.523.182M/CTE, de acuerdo con los presupuestos contenidos en los anexos técnicos.	$2.115.980.900	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7213660&isFromPublicArea=True&isModal=true&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	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 $85.607.296)M/CTE, de acuerdo con los presupuestos contenidos en los anexos técnicos.	$1.797.753.221	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.7169374&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true
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	Empresa Distribuidora Del Pacifico 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,	$78.242.037.315	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.2395447&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true

				rurales y dispersas de la ZNI.		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 $3.710.266.723M/CTE, de acuerdo con los presupuestos contenidos en los anexos técnicos.		
DC-SI-CD-188-2021	Contratación directa	Gobernación De 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
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.2096614&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	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 $514.719.106M/CTE, de acuerdo con los presupuestos	$10.294.382.128	https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.6590615&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true

					contenidos en los anexos técnicos.		
SGC-CD-CI-023-2021	Contratación directa Justificación: Contratos 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 de propiedades petrofísicas	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

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 exclusividad y responsabilidad técnica del Operador de Red,

(ii) 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 5%.

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.

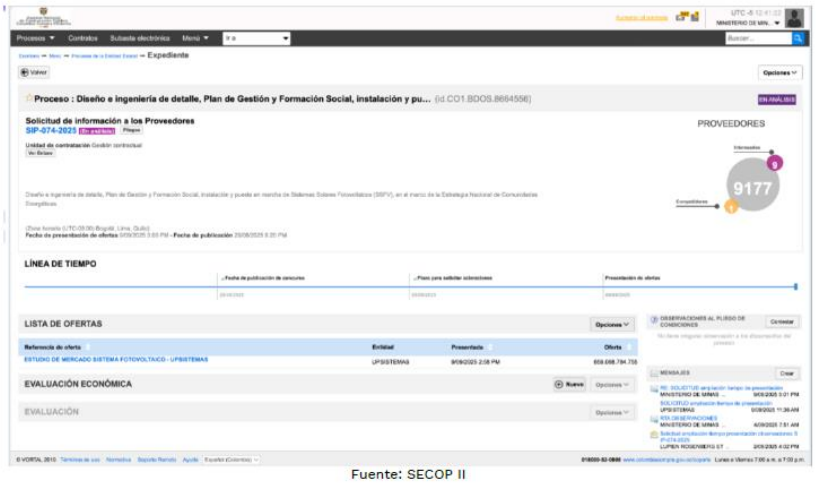
APLICABILIDAD DEL DECRETO 1860 DE 2021

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.

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"*[16].

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.



Fuente: SECOP II

[16] 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[17] 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.

Al respecto el MME, adelantó, la SIP-0074-2025 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

[17] 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

	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
	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

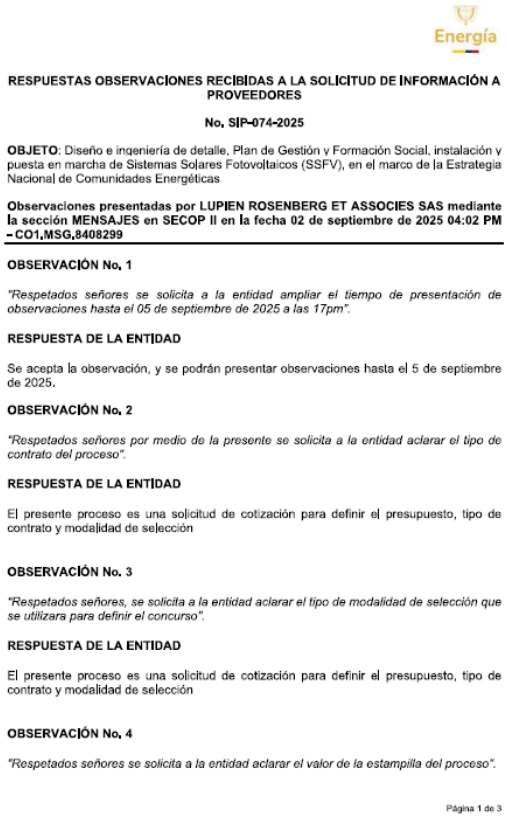
Rangos de capacidad

- 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		CAPACIDAD

ITEM	Boyacá, Santander y Norte de Santander		Cant. (unds)	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				95.131.333	95.131.333	95.131.333	95.131.333

para Comunidades Energéticas					
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		CAPACIDAD

ITEM	Atlántico, Magdalena, César y Guajira		Cant. (unds)	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**

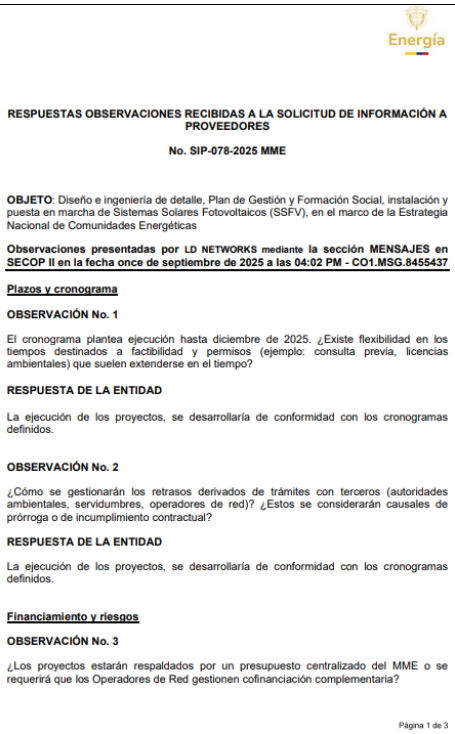
Es pertinente aclarar que en el cotizante mencionado omitió el ítem “Sistema de almacenamiento” en el componente 2 “Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de las soluciones solares energéticas, en el anexo formato de información a proveedores.

Luego de analizar los resultados del anterior evento, se realizó un segundo evento de cotización No. SIP-078-2025[18], 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.

[18] 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?

Página 1 de 3

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 el Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía - FENOGE en el año 2024 con número de evento SIP-006-2024.



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

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Número del proceso SIP-074-2025

Título: 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 Energé

Fase: Presentación de oferta

Estado: Proceso en evaluación y observaciones

Descripción: 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.

Tipo de proceso Solicitud de información a los Proveedores

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 Ingeniería 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 Formación 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 Ingeniería 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 Formación 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 La Uribe - Meta, 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:

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%	$ 52.733.900.512
IMPREVISTOS	2%	$ 4.570.959.588
UTILIDADES	5%	$ 11.427.398.969
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	30%	**$ 68.732.259.069**

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 que 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 características: 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[19] ($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%**

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						

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

ENTIDAD	No. DE CONTRATO	DEPARTAMENTO	VALOR DEL PROYECTO	USUARIOS TOTALES	Valor por usuario	LINK DE CONSULTA
MME	POR DEFINIR	LA GUAJIRA	$322.709.746.890	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
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	$322.709.746.890	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 energía, 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[20], 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**
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

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

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		**$ 297.280.238.453**
ADMINISTRACION DELEGADA	5,0%	**$ 11.427.398.969**
PLAN DE GESTIÓN, CARACTERIZACIÓN, FORMACIÓN Y ACOMPAÑAMIENTO SOCIAL CE (ESCUELA TEJ)	1,6%	**$ 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 1,6% del valor total del proyecto se destina a cubrir los costos directos asociados a la implementación de la Escuela TEJ.

8.4. Presupuesto del proyecto

TOTAL COSTOS DIRECTOS		**$ 228.547.979.384**
ADMINISTRACIÓN	23%	$ 52.733.900.512
IMPREVISTOS	2%	$ 4.570.959.588
UTILIDADES	5%	$ 11.427.398.969
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	30%	**$ 68.732.259.069**
TOTAL COSTOS DIRECTO + INDIRECTOS		**$ 297.280.238.453**
INTERVENTORIA	4,5%	**$ 10.334.411.927**
TOTAL COSTOS DIRECTO + INDIRECTOS + INTERVENTORIA		**$ 307.614.650.380**
ADMINISTRACION DELEGADA	5%	**$ 11.427.398.969**
PLAN DE GESTIÓN, CARACTERIZACIÓN, FORMACIÓN Y ACOMPAÑAMIENTO SOCIAL CE (ESCUELA TEJ)	1,6%	**$ 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.

5. Análisis que soporta el valor estimado y su justificación.

La ejecución del proyecto de implementación de soluciones solares fotovoltaicas individuales en los municipios de Maicao y Albania del departamento de La Guajira, enfrenta una compleja realidad logística debido a la dispersión de las rancherías y la dispersión de cada uno de los habitantes que las conforman, lo cual impacta directamente en los costos de transporte. Desde la cabecera municipal de estos municipios hacia cada ranchería, no existen vías construidas. El tránsito se realiza a través del desierto por tramos de difícil acceso que se tornan intransitables durante temporadas de lluvia.

El transporte de materiales e insumos requiere vehículos 4x4 especializados, capaces de sortear terrenos aridos que se tornan fangosos en temporada de lluvias e incluso pueden ser intransitables en ciertos momentos encareciendo significativamente la operación logística.

Desde el punto de vista técnico, la elección de sistemas solares individuales 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..

En términos económicos, el valor total del proyecto asciende a COP $ 322.709.746.890, con un costo unitario por usuario de COP $ 30.261.604. Este monto incluye no solo la adquisición de los sistemas solares, sino también los costos asociados al transporte multimodal, la instalación en zonas remotas y la capacitación de los beneficiarios. El valor del costo por usuario se justifica por las condiciones extremas de acceso y la necesidad de soluciones energéticas sostenibles en territorios históricamente excluidos del servicio eléctrico. La inversión representa una apuesta por la equidad territorial y la eficiencia en el uso de recursos públicos.

Finalmente, el impacto social del proyecto es profundo y transformador. La electrificación mediante energía solar permitirá a 10664 usuarios acceder a servicios básicos como iluminación, refrigeración, comunicación y educación, mejorando sustancialmente su calidad de vida. En estos municipios con alta dispersión poblacional y limitado acceso a infraestructura, esta iniciativa promueve la inclusión social, el desarrollo comunitario y la reducción de brechas. Además, al tratarse de una fuente de energía limpia, se fomenta una cultura ambiental responsable y se contribuye a los objetivos de sostenibilidad del país.

A continuación se presenta un cuadro comparativo con valores de referencia para el estudio de mercado IPSE 2025, el acta CAFAZNI realizado el 17 de junio del 2025 y el costo del proyecto presentado por DISPAC S.A. E.S.P.

Indicador	Fuente de Referencia	Valor Unitario por Usuario (Aprox.)	Descripción
Referencia 1	Estudio de Mercado IPSE (Valores 2025)4	$31.756.507	Valor promedio para proyectos de similares características en el sector ZNI, sirve como base mínima de la expectativa de mercado en estructuradores a nivel nacional.
Referencia 2	Proyectos CAFAZNI 2025 5	$34.648.258	Según el comité CAFAZNI del 17 de junio de 2025, se presentaron cerca de 30 proyectos con el siguiente resumen: Sumatoria total proyectos $293.332.152.342 Usuarios presentados 8.466
Solución actual	Proyecto Uribe Meta	$ 31.201.345	Este valor incluye los costos directos validados por mercado de acuerdo a cotizaciones, incluyendo transporte, logística, mano de obra, entre otros., más los sobrecostos de seguridad, logística, interventoría, esenciales para la operación en zonas de difícil acceso y orden público complejo.

Fuente: Elaboración propia.

La sostenibilidad del proyecto no solo se cimienta en la eficiencia técnica y ambiental (reducción de huella de carbono), sino crucialmente, en un modelo de gestión social y financiero adaptado a las realidades de los municipios de Albania y Maicao. A diferencia de los desafíos recurrentes que enfrentan las redes eléctricas convencionales en Zonas No Interconectadas (ZNI), tales como la cultura del no pago y la ilegalidad en el servicio, este sistema fotovoltaico individual promueve la responsabilidad directa sobre el activo. Se establecerá un compromiso comunitario que facilita la evolución hacia una Comunidad Energética local.

ÍTEM	ACTIVIDAD	CANTIDAD	UNIDAD	SUBTOTAL GENERAL
1.	Replanteo de Obra	10664	UN	$ 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	$ 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	$ 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	$ 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	$ 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	$ 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	$ 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	$ 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	$ 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	$ 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	$ 14.912.665.568

TOTAL COSTOS DIRECTOS		**$ 228.547.979.384**
ADMINISTRACIÓN	23%	$ 52.733.900.512
IMPREVISTOS	2%	$ 4.570.959.588

UTILIDADES	5%	$ 11.427.398.969
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	30%	**$ 68.732.259.069**
TOTAL COSTOS DIRECTO + INDIRECTOS		**$ 297.280.238.453**
INTERVENTORIA	4,5%	**$ 10.334.411.927**
TOTAL COSTOS DIRECTO + INDIRECTOS + INTERVENTORIA		**$ 307.614.650.380**
ADMINISTRACION DELEGADA	5%	**$ 11.427.398.969**
PLAN DE GESTIÓN, CARACTERIZACIÓN, FORMACIÓN Y ACOMPAÑAMIENTO SOCIAL CE (ESCUELA TEJ)	1,6%	**$ 3.667.697.541**
COSTO TOTAL DEL PROYECTO (COSTOS DIRECTO + INDIRECTOS + INTERVENTORIA + CAPACITACION+ADMINISTRACION DELEGADA)		**$ 322.709.746.890**

Este modelo permite que los propios usuarios, capacitados intensivamente, asuman el mantenimiento preventivo y la gestión operativa de los 10664 sistemas, asegurando su viabilidad a lo largo de su vida útil. Este enfoque de apropiación comunitaria será formalizado y regido por los requisitos establecidos por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) para soluciones individuales en ZNI, garantizando así el cumplimiento normativo mientras se mitiga el riesgo financiero y operativo asociado al desinterés o fraude, clave para el éxito a largo plazo.

A continuación se deja en evidencia las ventajas de implementar este tipo de solución en los municipios de Albania y Maicao del departamento de La Guajira.

1. **Ventaja Técnica: Aprovechamiento del Recurso Solar Óptimo**

Los municipios de Albania y Maicao del departamento de La Guajira, de acuerdo con sus condiciones de ubicación en el Caribe colombiano presentan un potencial alto de recurso solar de Colombia, de acuerdo con las condiciones geoespaciales se puede hacer el siguiente análisis:

- **Alta Irradiancia:** Los municipios de Albania y Maicao del departamento de La Guajira, se encuentran en una región privilegiada en términos de irradiación solar, con niveles promedio que pueden superar los 6 kWh/m²/día, lo cual lo convierte en un territorio altamente apto para la generación de energía fotovoltaica. Esta intensidad solar constante permite una producción eficiente de electricidad a partir de sistemas solares individuales, maximizando el rendimiento de los paneles durante la mayor parte del año. Además, la ubicación en el Caribe colombiano favorece la captación directa de radiación solar sin interferencias significativas por nubosidad o sombras prolongadas, lo que garantiza una operación estable y confiable de los sistemas.

- **Climatología:** En cuanto a la climatología, La Guajira tiene un clima árido y seco con altas temperaturas, donde los promedios suelen estar entre 28 y 30 °C. La humedad es baja, aunque la brisa marina y los vientos alisios ayudan a mitigar el calor. Las lluvias

son escasas y se presentan principalmente de septiembre a noviembre, lo que reduce el riesgo de daños a los equipos solares. Las temperaturas promedio permiten un funcionamiento óptimo de los componentes electrónicos sin sobrecalentamientos severos, y la baja humedad relativa en ciertas épocas del año disminuye la corrosión de los materiales. Estas condiciones climáticas, junto con la alta irradiación, hacen que la implementación de soluciones solares fotovoltaicas sea técnicamente viable y sostenible en el largo plazo.

- **Fuente Descentralizada:** El sistema es autónomo, eliminando la necesidad de depender de la inestable y lejana red interconectada. Esto asegura un servicio de energía confiable y continuo para los 10664 usuarios, sin las interrupciones comunes en zonas rurales.

2. **Ventaja Social: Cierre de Brechas de Acceso**

La implementación directa de SFVI es la manera más rápida y efectiva de universalizar el servicio en zonas con población dispersa y difíciles condiciones de acceso.

- **Acceso Inmediato y Dignificación:** Lleva la electricidad a hogares que la han esperado por décadas, mejorando inmediatamente la calidad de vida: iluminación segura (sustituyendo velas o baterías contaminantes), capacidad de refrigeración (esencial para alimentos y medicinas) y acceso a la educación y telecomunicaciones (carga de dispositivos).
- **Gestión Comunitaria:** Fomenta la apropiación y el modelo de Comunidad Energética, lo que mitiga los riesgos de la cultura del no pago e ilegalidad que aquejan a las redes convencionales. El usuario tiene un compromiso directo con el mantenimiento de su activo.

3. **Ventaja Económica y Financiera**

Se consideró de acuerdo con la estructuración de los documentos técnicos de soporte del proyecto en sus Análisis de Precios Unitarios APU una inversión inicial para cada sistema de TREINA MILLONES DOSCIENTOS SESENTA Y UN MIL SEISCIENTOS CUATRO PESOS ($30.261.604), luego de realizar el respectivo análisis de alternativas de las posibles soluciones a la problemática presentada en la población rural del municipio.

- **Sostenibilidad Fiscal:** Evita los altos costos recurrentes y el consumo ineficiente de los subsidios a combustibles (diésel) que se utilizan para la generación con plantas térmicas en las ZNI. La inversión inicial se paga con el tiempo gracias a la reducción de estos gastos operativos.
- **Generación de Oportunidades:** La energía disponible habilita pequeñas iniciativas productivas y fomenta el desarrollo económico local al permitir el uso de equipos y tecnologías que antes eran inaccesibles.

4. **Ventaja Ambiental**

El uso de energía solar contribuye directamente a los objetivos de sostenibilidad y lucha contra el cambio climático.

- **Energía Limpia:** Al ser una fuente de energía no contaminante, contribuye a la reducción de la huella de carbono y de las emisiones de gases de efecto invernadero, a diferencia de las soluciones basadas en la quema de combustibles fósiles.
- **Mitigación de la Deforestación:** En muchas comunidades, la falta de electricidad se suple con la quema de leña o carbón para iluminación o cocción. El SFVI reduce esta dependencia, ayudando a preservar el ecosistema típico de la región.

6. Análisis de Riesgo y la forma de mitigarlo. (Ver el Manual para la identificación y cobertura del riesgo en los procesos de contratación, expedido por Colombia Compra Eficiente).
http://www.colombiacompra.gov.co/sites/default/files/manuales/cce_manual_riesgo_web.pdfno

El Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con las disposiciones del artículo 2.2.1.1.1.6.3 del Decreto 1082 de 2015 y con base en el Manual para la Identificación y Cobertura del Riesgo en los Procesos de Contratación elaborado por Colombia Compra Eficiente, procede a evaluar el riesgo de la presente contratación.

En primer lugar, se debe identificar el contexto en el cual la Entidad Estatal interactúa para conocer el ambiente social, económico y político e identificar sus propios riesgos, los riesgos comunes a sus procesos de contratación y los riesgos del presente proceso de contratación.

Una vez establecido el contexto, se debe identificar los riesgos, clasificar según su clase, fuente, etapa del proceso y tipo. Luego, se evalúan los riegos teniendo en cuenta su impacto y su probabilidad de ocurrencia, se identifica la asignación y finalmente se establece un orden de prioridad teniendo en cuenta el costo y el beneficio de las acciones identificadas para el tratamiento de estos, que se adjunta en el anexo 7 denominado “MATRIZ DE RIESGOS”.

7. Garantías que la entidad estatal contempla exigir. (Artículo artículo 2.2.1.2.2.1.1 y siguientes del Decreto 1082 de 2015).

De conformidad con el artículo 2.2.1.2.2.1.1 y siguientes del Decreto 1082 de 2015 y siguientes, las garantías en la contratación deben cubrir el cumplimiento de las obligaciones surgidas en favor de las Entidades Estatales con ocasión de: (i) la presentación de las ofertas; (ii) los contratos y su liquidación; y (iii) los riesgos a los que se encuentran expuestas las Entidades Estatales, derivados de la responsabilidad extracontractual que pueda surgir por las actuaciones, hechos u omisiones de sus contratistas y subcontratistas.
Las garantías que los oferentes o contratistas pueden otorgar para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones son:

1. Contrato de seguro contenido en una póliza
2. Patrimonio autónomo
3. Garantía Bancaria.

De conformidad con este estudio, para la presente contratación se exigirá el cubrimiento de los siguientes riesgos, con una cualquiera de las garantías señaladas:

A. **GARANTÍAS DEL CONTRATISTA EL CONTRATISTA** deberá constituir con cargo a sus propios recursos y bajo su propio riesgo, una Garantía Única expedida a favor del **MINISTERIO**, que cubra los siguientes amparos:

i. **CUMPLIMIENTO:** Por una suma equivalente al veinte por ciento (20%) del valor total del presente Contrato, con una vigencia igual al plazo de ejecución de este y treinta (30) meses más, hasta su liquidación, contados a partir de la suscripción del presente Contrato de conformidad con el Decreto 1082 de 2015. En este amparo deberá figurar como Tomador: **EL CONTRATISTA**; como Asegurado y Beneficiario: La Nación - Ministerio de Minas y Energía.

ii. **PAGO DE SALARIOS Y PRESTACIONES SOCIALES**: Por una suma equivalente al cinco por ciento (5%) del valor del presente Contrato, con una vigencia igual a la duración del contrato y tres (3) años más. En este amparo deberá figurar como Tomador: **EL CONTRATISTA** y como Asegurado y Beneficiario: La Nación - Ministerio de Minas y Energía.

iii. **CALIDAD DEL SERVICIO:** Por una suma equivalente al veinte por ciento (20%) del valor total del presente Contrato, con una vigencia igual al plazo de ejecución del contrato y doce (12) meses más contados a partir de la suscripción del presente Contrato. En este amparo deberá figurar como Tomador: EL CONTRATISTA; como Asegurado y Beneficiario: La Nación - Ministerio de Minas y Energía.

PARÁGRAFO 1: EL CONTRATISTA deberá constituir a favor del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, la garantía correspondiente por una entidad bancaria o una compañía de seguros legalmente establecida en Colombia, cuya póliza matriz haya sido aprobada debidamente por la Superintendencia Financiera.

PARAGRAFO 2: EL CONTRATISTA dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato, deberá Cargar en SECOP II las garantías para la revisión por parte de la supervisión y de ser procedente su aprobación.

PARÁGRAFO 3: **EL CONTRATISTA** dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del acta de inicio, deberá cargar en SECOP II, la actualización de garantías.

PARÁGRAFO 4: En caso de siniestro de alguno de los amparos mencionados a favor de **EL MINISTERIO**, **EL CONTRATISTA** deberá realizar la reposición de la misma, de modo que conserven su vigencia. En dicho evento, **EL CONTRATISTA** deberá cargar las mismas en SECOP II.

PARÁGRAFO 5: En caso de presentarse modificaciones contractuales que impliquen la actualización o modificación de las mencionadas garantías **EL CONTRATISTA** deberá dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes contados a partir de la suscripción de la modificación contractual **c**argarlas en SECOP II para la respectiva verificación por parte del **MINISTERIO**

PARÁGRAFO 6: EL MINISTERIO, verificará con la Compañía de Seguros las garantías que constituyan los contratistas, en cumplimiento de la Circular Conjunta 001 del 20 de agosto de 2021 de Colombia Compra Eficiente y la Superfinanciera.

B. **GARANTÍAS A CARGO DE LOS CONTRATISTAS DERIVADOS: EL CONTRATISTA** deberá exigir a sus **CONTRATISTAS DERIVADOS**, mínimo la constitución de las siguientes garantías:

1) Cumplimiento, 2) Calidad y correcto funcionamiento de los bienes y equipos suministrados, 3) Estabilidad y calidad de la obra, 4) Amparo devolución del pago anticipado o anticipo (si aplica), 5) Salarios y prestaciones sociales, 6) Calidad del servicio. 7) Todo Riesgo construcción y montaje. 8) Responsabilidad Civil extracontractual. Lo anterior, de conformidad con los parámetros establecidos en la normatividad vigente, Así como las demás pólizas que considere necesarias para el cumplimiento del objeto del presente Contrato, pudiendo **EL MINISTERIO** subrogarse en todos los derechos que le corresponden como asegurado o beneficiario al **CONTRATISTA.** En las pólizas deberá figurar como Asegurado y/o beneficiario: La Nación – Ministerio de Minas y Energía y **EL CONTRATISTA.**

PARÁGRAFO 1: La garantía correspondiente deberá ser expedida por una entidad bancaria o una compañía de seguros legalmente establecida en Colombia, cuya póliza matriz haya sido aprobada debidamente por la Superintendencia Financiera.

PARAGRAFO 2: Se deberá exigir que, en caso de siniestro de alguno de los amparos mencionados a favor de **EL MINISTERIO** y **EL CONTRATISTA,** el contratista derivado realice la reposición de la misma, de modo que conserven su vigencia.

PARÁGRAFO 3: EL CONTRATISTA, verificará con la Compañía de Seguros las garantías que constituyan los contratistas, en cumplimiento de la Circular Conjunta 001 del 20 de agosto de 2021 de Colombia Compra Eficiente y la Superfinanciera.

8. Indicación de si el Proceso de está cobijado por un Acuerdo Comercial. (Ver el Manual para el manejo de los Acuerdos Comerciales en los Procesos de Contratación, expedido por Colombia Compra Eficiente).

El presente proceso de contratación no está incurso en ningún acuerdo comercial suscrito y ratificado por el estado colombiano, de conformidad con lo dispuesto en el Anexo 5: Lista de excepciones a la aplicación de los Acuerdos Comerciales, numeral 17) Los contratos interadministrativos; del Manual para el Manejo de los Acuerdos Comerciales en los Procesos de Contratación, expedido por Colombia Compra Eficiente, dichos contratos o convenios están exceptuados de la aplicación de Acuerdos Comerciales.

Firma Responsable: _____

Nombre: Carlos Arturo Rodríguez Castrillón

Cargo: Director de Energía Eléctrica Ad Hoc

APROBÓ	REVISÓ	REVISÓ	REVISÓ
CARLOS ARTURO RODRIGUEZ CASTRILLON ASESOR 1020 -14 *09-12-2025 13:59:27*	**JEAN CARLOS CABARCAS ACUÑA** CONTRATISTA *07-12-2025 11:33:10*	**CLAUDIA JEANETH RAMIREZ GUTIERREZ** CONTRATISTA *09-12-2025 11:16:51*	**DEYSI PINEDA BARBOSA** CONTRATISTA *09-12-2025 13:58:30*