

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
		T-GC-F-11	
		05-06-2023	V-2

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	Víctor Paternina Novoa
1. Descripción de la Necesidad que la Entidad Pretende Satisfacer. Que de acuerdo con el artículo 1º de la Constitución Política, Colombia es una 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. En estas condiciones, la Nación, los departamentos, distritos y municipios son personas jurídicas de derecho público. Que la Constitución Política de Colombia, en su artículo 2º, establece como fines esenciales del Estado el 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 334 de la Constitución Política establece que (...) <i>“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. (...)”</i> DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS: 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. El artículo 2º de la Ley 142 de 1994, indica que el Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme con las reglas de competencia allí mencionadas, entre otras finalidades: • Para 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.		

- Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.
- Prestación eficiente, continua e ininterrumpida, sin excepción alguna.

De conformidad con el artículo 4° de la Ley 142 de 1994, el servicio público domiciliario de energía eléctrica se considera un servicio público esencial, connotación que se adquiere “cuando las actividades que lo conforman contribuyen de modo directo y concreto a la protección de bienes o a la satisfacción de intereses o a la realización de valores, ligados con el respeto, vigencia, ejercicio y efectividad de los derechos y libertades fundamentales”, según lo mencionado por la Corte Constitucional en Sentencia C-450 de 1995.

En los términos del literal f) del artículo 3 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 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.

De conformidad con el literal a) del artículo 4 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.

El artículo 6 de la Ley 143 de 1994, señala que las actividades relacionadas con el servicio de energía eléctrica 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 eléctrica en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población.

DEL PLAN DE DESARROLLO NACIONAL 2022-2026 “COLOMBIA POTENCIA DE LA VIDA” Y LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE:

Que una de las apuestas del Gobierno Nacional es hacer de *Colombia una Potencia Mundial de la Vida*, demanda de un complejo y exhaustivo proceso de transformaciones, no solo de las instituciones públicas, sino de concepción misma de país, de sus potencialidades y de sus perspectivas de desarrollo; la Transición Energética Justa – TEJ será uno de los pilares centrales del que hacer institucional del Estado colombiano y del sector Minero Energético, especialmente, con el objetivo de lograr modelos de desarrollo más humanos que sobrepongan la vida, la sostenibilidad social y ambiental

Que el legislador promulgó la Ley 2294 de 2023 “*Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026 Colombia Potencia Mundial de la Vida*” y la cual tiene como objetivo 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” (Congreso de la República, 2023).

Que en el artículo 3 Ejes de transformación del Plan Nacional de Desarrollo se dispuso: El Plan Nacional de Desarrollo se materializa en las siguientes cinco transformaciones:

“(...) 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, 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.(...)”.

Con dicho plan, se busca el uso de energías limpias que permitan una mejor productividad a través de un desarrollo ambiental sostenible.

Que el objetivo 5 del Plan Energético Nacional – PEN- 2006-2025 establece: *“Maximizar cobertura con desarrollo local”*, 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 bajo los lineamientos de las Bases del Plan Nacional de Inversiones 2022 - 2026, con el propósito de alcanzar las metas para la *“Transición energética justa, segura, confiable y eficiente”* en especial en 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). Adicionalmente, dentro del programa de normalización de redes eléctrica, se incluirá la instalación de sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de fuentes no convencionales de energía en barrios subnormales situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional como estrategia de normalización que promueve el uso de recursos locales y la participación de la sociedad en las soluciones energéticas”.

Por otro lado, se observa como este proyecto tiene especial contribución al Objetivo de Desarrollo Sostenible No. 7 y No. 13 dentro del programa de Colombia solar, en el marco de la Agenda 2030, adoptada por 193 países en septiembre de 2015, en el cual Colombia formalizó su compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) mediante el documento CONPES 3918 de 2018, el cual establece la estrategia nacional para su implementación.

Este documento define 16 grandes apuestas del Gobierno Nacional, cada una con un indicador trazador, sobre los cuales se hará seguimiento especial.

Particularmente, el ODS No. 7 —“Energía asequible y no contaminante”— promueve el acceso universal a una energía segura, sostenible, moderna y a precios asequibles. Las metas asociadas a este objetivo incluyen:

- *Acceso universal a servicios energéticos modernos para 2030.*
- *Incremento sustancial en la proporción de energías renovables en la matriz energética nacional.*
- *Duplicación de la tasa mundial de mejora en eficiencia energética.*
- *Fomento de la cooperación internacional para facilitar el acceso a tecnologías limpias y sostenibles.*
- *Expansión de infraestructura energética en países en desarrollo, priorizando zonas rurales, apartadas y vulnerables.*

Y, el ODS No. 13 de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030, “Acción por el clima”, cuyo objetivo principal es tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos, esto incluye fortalecer la resiliencia, integrar las medidas climáticas en las políticas nacionales y movilizar financiación para la acción climática.

DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA -TEJ:

Que, la Ley 1715 de 2014 regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, disponiendo, en su artículo 1°, modificado por el artículo 2 de la Ley 2099 de 2021 que:

“(...) La presente ley tiene por objeto promover 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, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, en la prestación de servicios públicos domiciliarios, en la prestación del servicio de alumbrado público y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético (...).”

El artículo 2° de la mencionada Ley 1715 de 2014, dispone, entre otras finalidades de esta:

“(...)

c) Establecer mecanismos de cooperación y coordinación entre el sector público, el sector privado y los usuarios para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el fomento de la gestión eficiente de la energía;

d) Establecer el deber a cargo del Estado a través de las entidades del orden nacional, departamental, municipal o de desarrollar programas y políticas para asegurar el impulso y uso de mecanismos de fomento de la gestión eficiente de la energía de la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en la canasta energética colombiana;

(...)”

Por expresa disposición del artículo 4 de la Ley 1715 de 2014, la promoción, estímulo 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, se declaran como un asunto de utilidad pública e interés social, público 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 naturales renovables, por expresa disposición del artículo 4° de la Ley 1715 de 2014, lo que le otorga primacía en todo lo referente a ordenamiento del territorio, urbanismo, planificación ambiental, fomento económico, valoración positiva en los procedimientos administrativos de concurrencia y selección, y de expropiación forzosa.

Por definición del artículo 5° de la señalada Ley 1715 de 2014, son Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE): *“aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER”*, incluyéndose dentro de estas últimas la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

El numeral 2 del artículo 19 de la Ley 1715 de 2014 faculta al Ministerio de Minas y Energía, en el marco de sus funciones, a fomentar el aprovechamiento del recurso solar en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, así como en los sectores industrial, residencial y comercial.

Así mismo, en el numeral 4 del artículo 19, *ibidem*, dispone que: *“El Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.”*

Ahora bien, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 *“Potencial Mundial de la Vida”*, el Ministerio de Minas y Energía ha venido impulsando activamente políticas orientadas a promover una Transición Energética Justa. Esta política no solo procura acelerar la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable, sino, también propiciar una transformación estructural en lo social y económico, mediante el acceso equitativo a la energía. La transición energética se concibe así, no sólo como un cambio tecnológico hacia fuentes más sostenibles, sino, como una herramienta para avanzar en la justicia social, combatir la pobreza energética en todas sus dimensiones y disminuir las brechas de desigualdad en las regiones más afectadas.

Que una de las apuestas del Gobierno Nacional es hacer de Colombia una Potencia Mundial de la Vida, lo que demanda un complejo y exhaustivo proceso de transformaciones, no solo de las instituciones públicas, sino de la concepción misma de país, de sus potencialidades y de sus perspectivas de desarrollo, por lo cual, la Transición Energética Justa – TEJ será uno de los pilares centrales del que hacer institucional del Estado colombiano y del sector Minero Energético, especialmente con el objetivo de lograr modelos de desarrollo más humanos que sobrepongan la vida, la sostenibilidad social y ambiental.

Que, conforme a lo expuesto en el Plan de Desarrollo Nacional 2022-2026 es necesario un replanteamiento de la forma del cómo, el por qué y para qué del cumplimiento de los

compromisos asumidos en el desarrollo de la Transición Energética Justa que, en términos generales se aborda como:

“(…) [La aceleración en] la generación de energías renovables y se impulsarán tecnologías que permitan el desarrollo del potencial de energía eólica, solar, geotérmica, biomasa y otras no convencionales como estrategia para democratizar la generación de la energía e incentivar la reducción de tarifas de energía a través del aprovechamiento de las energías verdes (Justicia). El país acelerará la penetración de energías renovables en la matriz y el sistema energético contará con infraestructura y tecnología avanzada que atienda la demanda, a la vez que cumple los compromisos sociales, ambientales garantiza la seguridad, confiabilidad, asequibilidad y eficiencia del servicio de energía (…).” Bases Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026.

Así las cosas, la Transición Energética Justa como proceso clave para *“(…) la generación de energías renovables y se impulsarán tecnologías que permitan el desarrollo del potencial de energía eólica, solar, geotérmica, biomasa y otras no convencionales como estrategia para democratizar la generación de la energía (…)”*, implica la transformación de los sistemas energéticos actuales hacia un modelo más sostenible y justo en términos sociales y económicos.

Para entender el contexto global de la Transición Energética Justa es importante considerar algunos de los factores clave que impulsan esta transformación:

- *La política internacional (CMNUCC y el Acuerdo de París) que establece marcos para la acción climática y la transición energética a nivel global. Los compromisos internacionales y las políticas nacionales son importantes para avanzar hacia una transición energética y sostenible (United Nations, 2023).*
- *La transición energética es esencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y limitar el calentamiento global a 1,5°C.*
- *La mitigación y la adaptación al cambio climático son objetivos fundamentales de la transición energética (United Nations, 2023).*
- *El costo de la energía renovable ha disminuido significativamente en las últimas décadas, lo que ha llevado a una mayor adopción de tecnologías renovables como la energía solar y eólica. Esto ha creado una oportunidad para que los países implementen políticas de transición energética que promuevan la adopción de tecnologías renovables y la reducción del uso de combustibles fósiles (Naciones Unidas, 2023).*

La transición energética justa persigue abordar las desigualdades económicas y sociales asociadas con la transformación y el uso de energía. Esto incluye la creación de empleos en la industria de energías renovables y la promoción de acceso equitativo a la energía para todas las personas, especialmente aquellas que viven en la pobreza o en comunidades marginadas. Esta transición es clave para lograr los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU, especialmente, los relacionados con el acceso universal a la energía (Objetivo 7) y la acción climática (Objetivo 13) (Naciones Unidas, 2023).

Bajo este escenario, se desarrolla las prioridades y premisas del Gobierno Nacional para potencializar, democratizar y garantizar la oportunidad y accesibilidad a las posibilidades del desarrollo socio territorial a las comunidades del país con la puesta en marcha de procesos justos en la cadena de valor de la energía, desarrollados en el Plan Nacional de Desarrollo 2022- 2026 *"Colombia Potencia Mundial de la Vida"*, en el catalizador *Transformación*

productiva, internacionalización y acción climática “Transición energética justa, segura, confiable y eficiente”, así:

- *Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia.*
- *Generación de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)*
- *Seguridad y confiabilidad energética.*
- *Cierre de brechas energéticas.*

La Transición Energética es clave para lograr los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU, especialmente los relacionados con el acceso universal a la energía (Objetivo 7) y la acción climática (Objetivo 13) (Naciones Unidas, 2023).

DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - MME:

Que el Ministerio de Minas y Energía es una entidad pública del orden nacional que funge como máxima autoridad en materia de infraestructura energética; a su vez, realiza y promueve la ejecución de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) desde una perspectiva temporal amplia y es un órgano asesor de la gestión y la política pública.

Que el Ministerio tiene como Misión, formular y adoptar políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos para contribuir al desarrollo económico y social del país, garantizando la formulación de políticas que permitan el desarrollo y aprovechamiento eficiente de los recursos mineros y energéticos en Colombia, su explotación, abastecimiento y exportación de sus excedentes, trabajando con eficiencia, innovación, calidad en su gestión y promoción de la responsabilidad social y ambiental, así como, formular la política en materia de expansión del servicio de energía eléctrica. Adicionalmente, tienen la facultad para asesorar a las entidades del orden nacional, regional y local, que así lo soliciten, con respecto al diseño e implementación de planes, programas y proyectos que generan energía, para las comunidades indígenas, negras, afrocolombianas, raizales, palenqueras y campesinas.

En tal sentido, el Ministerio de Minas y Energía (MME), de acuerdo con lo establecido en el Decreto 381 de 2012 tiene como objetivo *“formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del sector de minas y energía”*, y en el marco de sus funciones, se mencionan, entre otras, las siguientes:

“(…)

- 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 1 del Decreto 381 de 2.012 “*Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía*”, establece como objetivo del Ministerio de Minas y Energía “*Formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector Minas y Energía*”.

Que de acuerdo con el artículo 17 del mencionado Decreto, modificado por el artículo 4 del Decreto 030 de 2022 son funciones del Despacho del Ministerio:

“(…)

1. *Adoptar la política en materia de minas, energía eléctrica, energía nuclear, materiales radiactivos, fuentes alternativas de energía, hidrocarburos y biocombustibles.*
2. *Coordinar la ejecución de la política sectorial por parte de las entidades adscritas y vinculadas al sector minero-energético.* 3. *Aprobar los planes, programas y proyectos de desarrollo del sector minero energético del país, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno nacional.* 4. *Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles.* 6. *Dirigir el proceso de expedición de la regulación energética.* 7. *Expedir los reglamentos técnicos sobre producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas combustible, sus usos y aplicaciones.* 8. *Adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución.* 9. *Adoptar los planes de expansión de la cobertura de los servicios públicos de energía eléctrica.* 11. *Adoptar las políticas del Fondo de Solidaridad y Subsidios para la Redistribución del Ingreso (FSSRI), de conformidad con las disposiciones vigentes.* 13. *Participar en los comités de administración que asignan los recursos de los Fondos a cargo del Ministerio.* 14. *Dirigir las funciones de fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos o delegarlas a una entidad del sector.* 15. *Dirigir las actividades relacionadas con el conocimiento y la cartografía del subsuelo o delegarlas a una entidad del sector*

(…)”

Que con el presente proceso, el Ministerio de Minas y Energía procura materializar las apuestas del Gobierno Nacional, con el fin de contribuir en la Transición Energética Justa e incrementar la participación de FNCER en la matriz energética colombiana, reduciendo así los costos de las facturas de energía eléctrica y las emisiones de GEI asociadas, todo en el marco del programa de Colombia Solar.

El presente Contrato Interadministrativo se suscribe en ejercicio de la autonomía de la voluntad de las partes, conforme a lo dispuesto en el ordenamiento jurídico colombiano, de modo que las partes acuerdan obligarse estrictamente a las disposiciones, términos, condiciones y obligaciones que se convengan con plena observancia del objeto, alcance, obligaciones, mecanismos de ejecución y demás estipulaciones que rigen la correcta implementación del contrato.

La emisión del presente instrumento se formula sin perjuicio de la reglamentación específica que, el Ministerio de Minas y Energía expedirá respecto del Programa y/o actividades asociadas, la cual será aplicada en lo que corresponda, sin que ello afecte la validez, obligatoriedad y ejecutabilidad de las obligaciones aquí pactadas, las cuales se mantienen

plenamente vigentes y exigibles en los términos acordados.

DEL PROGRAMA Y PROYECTO DE COLOMBIA SOLAR

Por lo anterior, mediante el Decreto 0972 del 08 de septiembre de 2025 se establecieron los parámetros aplicables al desarrollo de la energía solar como fuente de autogeneración para los usuarios de los estratos residenciales 1, 2 y 3, tanto del SIN como de las ZNI, como alternativa al subsidio al consumo de energía eléctrica.

Mediante dicho decreto se creó el Programa Colombia Solar como una política energética liderada por el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, cuya ejecución podrá ser adelantada de manera, total o parcial por los agentes de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, sin importar su naturaleza jurídica (oficial, mixta o privada), así como por promotores.

En este momento, el Ministerio de Minas y Energía avanza en la reglamentación del programa Colombia Solar, reglamentación que estará orientada a la contratación derivada que, en su caso, se genere a partir de la celebración del presente contrato.

Los objetivos de Colombia Solar de acuerdo con el artículo 2.2.3.2.4.15 del precitado decreto, se enmarcan a partir de los siguientes lineamientos:

- *Promover el autoabastecimiento de energía eléctrica como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 mediante la autogeneración con energía solar, en cualquiera de sus modalidades, por parte de estos Usuarios.*
- *Garantizar el Consumo Básico de Subsistencia de Usuarios de estratos 1, 2 y 3 del SIN y de las ZNI, mediante la autogeneración con energía solar, en cualquiera de sus modalidades, a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.*
- *Generar ahorros para los hogares en mayor situación de vulnerabilidad beneficiados por el Programa respecto del cubrimiento del consumo básico de subsistencia, reduciendo el valor que el usuario asume por la prestación del servicio recibido.*
- *Hacer un uso eficiente de los recursos disponibles en el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), en relación aquellos usuarios que pasen a hacer uso principal del Sistema de Colombia Solar, que, en condiciones técnicas y meteorológicas ideales, se traducirá en la reducción de la necesidad de acudir a los subsidios en el tiempo.*
- *Promover de manera sostenible el fomento de la autogeneración con energía solar, en cualquiera de sus modalidades, a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, incentivando la inversión en la industria y la promoción del uso de energías limpias.*

El Ministerio de Minas y Energía avanza en la reglamentación del Programa Colombia Solar, así como en la estructuración de los proyectos y convocatorias necesarias para iniciar, en el corto plazo, la implementación de esta iniciativa. El objetivo es garantizar que los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 puedan acceder, de manera efectiva a sus beneficios. Por ahora, los ciudadanos o las entidades públicas no deben realizar ningún trámite directo. Una vez se expida la reglamentación, se publicará, de manera oficial, los lineamientos, requisitos y mecanismos de participación.

Así, “(...) sin perjuicio de la competencia del Ministerio para definir los aspectos técnicos y operativos que considere necesarios para la adecuada implementación del Programa (...)” el Ministerio de Minas y Energía procede con las acciones proyectadas en armonía con la competencia normativa del Ministerio, asegurando continuidad institucional, eficiencia

administrativa y coherencia con los objetivos sectoriales, lo cual no constituye una actuación contraria al marco regulatorio, sino una aplicación directa del Decreto.

Así las cosas, el Gobierno Nacional, con la finalidad de adoptar una alternativa al subsidio por menores tarifas del sector eléctrico, el cual se otorga a los estratos residenciales 1, 2 y 3 con recursos asignados al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI, administrado por el Ministerio de Minas y Energía, dio vida al Programa Colombia Solar con la finalidad de promover la Autogeneración en cualquiera de sus modalidades con energía solar, procurando atender hasta el consumo de subsistencia¹ a los estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional – SIN y de las Zonas No Interconectadas-ZNI.

En este sentido, el Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 “*Colombia Potencia Mundial de la Vida*” en su artículo 5°, parágrafo 4°, de la Ley 2294 de 2023, establece que los proyectos estratégicos deberán implementarse con concurrencia de fuentes y articulación entre distintos niveles de gobierno, consolidando el respaldo institucional y normativo del Programa Colombia Solar como política transformadora de alcance nacional; cabe precisar que, el Programa Colombia Solar se encuentra incluido en el Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 “*Colombia Potencia Mundial de la Vida*”, de la siguiente manera:

- *Transformación: 4 Transformación productiva, internacionalización y acción climática*
- *Pilar: 403 - 03. Transición energética justa, segura, confiable y eficiente.*
- *Catalizador: 40301 - 01. Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia.*
- *Componente: 40301b - b. Seguridad y confiabilidad energética.*

De este modo, Colombia Solar se viabiliza como un proyecto estratégico que cuenta con la máxima prioridad del Gobierno Nacional, en la medida en que se configura como un instrumento central de la política energética y social que establece la Transición Energética Justa como meta transformadora para democratizar el acceso a la energía, diversificar la matriz eléctrica y aliviar la presión fiscal derivada del déficit creciente del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI).

Este programa no solo persigue mejorar las condiciones de vida de la población más vulnerable, sino, también, optimizar el uso de los recursos públicos al tener unos beneficios claros en la reducción del déficit fiscal del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI) en el Presupuesto General de la Nación (PGN); en consecuencia, se trata de un proyecto estratégico que articula los principios de sostenibilidad financiera, equidad social y eficiencia energética.

Así las cosas, la financiación del Programa Colombia Solar se soporta en recursos del Presupuesto General de la Nación (PGN) concebidos bajo un horizonte plurianual que asegura su coherencia con los instrumentos de planeación macroeconómica, en particular, el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) y el Marco de Gasto de Mediano Plazo (MGMP) del sector energético.

Para el caso de Colombia Solar, los trámites ya adelantados —como la aprobación del Aval Fiscal por parte del Ministerio de Hacienda y la aprobación del Documento CONPES 4158

¹ El concepto “*consumo de subsistencia*” lo define el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 como “la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Para el cálculo del consumo de subsistencia sólo podrá tenerse en cuenta los energéticos sustitutos cuando éstos estén disponibles para ser utilizados por estos usuarios”.

de 2025 de Importancia Estratégica: *“Declaración de importancia estratégica del proyecto de inversión Implementación de soluciones de generación fotovoltaica para la reducción del costo del servicio eléctrico en los estratos 1, 2 y 3 del sistema interconectado nacional del programa Colombia Solar”*4- no solo ratifican la prioridad nacional del programa, sino que también evidencian su naturaleza plurianual y estratégica, la cual trasciende una sola vigencia fiscal; dichos hitos constituyen pruebas claras de que el proyecto cuenta con los requisitos técnicos, jurídicos, permitiendo que su ejecución se extienda durante más de una anualidad.

Adicionalmente, el Programa Colombia Solar se encuentra plenamente articulado con los objetivos estratégicos de la transición energética justa definidos en la Ley 2294 de 2023, Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida” que promueve la diversificación de la matriz energética, la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y la democratización del acceso a energías limpias.

Esta declaratoria respalda la prioridad nacional del Programa y garantiza su articulación con las metas de equidad, sostenibilidad fiscal y transición energética justa.

El Proyecto de Inversión *“Implementación de soluciones de generación fotovoltaica para la reducción del costo del servicio eléctrico en los estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN) – Programa Nacional Colombia Solar”*, identificado con el código BPIN 202500000025335 e inscrito en el Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional, reconocido además como Proyecto de Interés Nacional y Estratégico (PINES), constituye una de las iniciativas más relevantes de la política pública energética de Colombia; su propósito es contribuir a la Transición Energética Justa (TEJ) mediante la implementación de soluciones de autogeneración fotovoltaica que permitan reducir la carga fiscal del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI) sobre el Presupuesto General de la Nación (PGN) y, al mismo tiempo, garantizar el acceso equitativo y sostenible al servicio de energía eléctrica para los hogares de los estratos 1, 2 y 3.

El proyecto de inversión cuenta con el siguiente objetivo:

Objetivo general:

“(…) Reducir los costos de financiación a la cadena de valor de la energía eléctrica de los estratos 1,2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional. (...)”

Objetivos Específicos:

- *Fortalecer los análisis territoriales sobre la capacidad de generación de energía solar para atender la demanda de los usuarios de estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional*
- *Impulsar la diversificación de la matriz energética incorporando fuentes no convencionales de energía renovables y sostenibles.*

A continuación, se presenta el panorama actual del proyecto de inversión: *implementación de soluciones de generación fotovoltaica para la reducción del costo del servicio eléctrico en los estratos 1, 2, 3 del sistema interconectado nacional (SIN) – Programa nacional Colombia solar*”:

Tabla 1 Asignación Presupuestal por Vigencia⁶

PRODUCTO	ACTIVIDAD	VIGENCIA	META – ESTUDIOS A REALIZAR	VALOR VIGENCIA
----------	-----------	----------	----------------------------	----------------

Estudios de Pre - Inversión	- Realizar estudios integrales para delimitar el universo de intervención, identificar el potencial solar y priorizar municipios con condiciones técnicas, sociales y económicas favorables. 1.1.2. Contribuir a la divulgación y reconocimiento del Programa Colombia Solar a nivel territorial, nacional e internacional.	2026	14	\$7,044,192,435.82
		2027	15	\$12,720,033,361.28
		2028	1	\$4,786,768,236.77
		2029	1	\$4,797,063,002.52
		2030	1	\$4,807,398,234.41
Total		34		\$34,155,455,270.80
PRODUTO	ACTIVIDAD	VIGENCIA	META – USUARIOS A BENEFICIAR	VALOR VIGENCIA
Servicio de Apoyo Financiero	- Incorporar mecanismos de supervisión, interventoría y monitoreo en la ejecución de soluciones energéticas. “Desarrollar la implementación de soluciones fotovoltaicas a partir de una evaluación multidimensional de viabilidad técnica, económica y social, con diseños ajustados a la demanda de la población objetivo y una ejecución articulada bajo criterios de eficiencia operativa, sostenibilidad y optimización de recursos”	2026	46,561	\$365,089,336,652
		2027	288,124	\$1,974,785,179,338
		2028	277,460	\$1,989,699,997,082
		2029	270,263	\$1,993,979,188,047
		2030	263,138	\$1,998,275,199,436
Total		1,145,546.00		\$8,321,828,900,555

Fuente: Elaboración Propia – Equipo CS

Que, dentro de las actividades contempladas se encuentra la de: “Desarrollar la

implementación de soluciones fotovoltaicas a partir de una evaluación multidimensional de viabilidad técnica, económica y social, con diseños ajustados a la demanda de la población objetivo y una ejecución articulada bajo criterios de eficiencia operativa, sostenibilidad y optimización de recursos”, la cual constituye el núcleo operativo del proyecto de inversión y tiene como finalidad materializar los objetivos del Programa Nacional Colombia Solar mediante el desarrollo y puesta en marcha de sistemas de generación solar fotovoltaica en los hogares beneficiarios.

En este sentido, el proyecto de inversión fue sometido a consideración del Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS) para la aprobación del cupo de vigencias futuras excepcionales, en atención a que esta figura recae directamente sobre la infraestructura requerida para la implementación del Programa Colombia Solar.

La actividad presupuestal asociada a la implementación constituye el soporte procedente para dicha solicitud, toda vez que en ella se concentran las acciones indispensables para la materialización de la infraestructura energética prevista.

En consecuencia, el proyecto fue presentado para su aprobación bajo el siguiente escenario:

“(...) El Consejo Superior de Política Fiscal, CONFIS, en casos excepcionales para las obras de infraestructura, energía, comunicaciones, aeronáutica, defensa y seguridad, así como para las garantías a las concesiones, podrá autorizar que se asuman obligaciones que afecten el presupuesto de vigencias futuras sin apropiación en el presupuesto del año en que se concede la autorización. El monto máximo de vigencias futuras, el plazo y las condiciones de las mismas deberán consultar las metas plurianuales del Marco Fiscal de Mediano Plazo del que trata el artículo 1 de esta ley (...)” Artículo 11 de la Ley 819 de 2003.

Reglamentado en el Decreto 1068 de 2015, así:

“(...) ARTÍCULO 2.8.1.7.1.3. Viabilidad fiscal para la aprobación de vigencias futuras excepcionales. Los proyectos de inversión que requieran vigencias futuras excepcionales y superen el respectivo período de Gobierno, deben contar con el aval fiscal por parte del CONFIS, antes de su declaratoria de importancia estratégica por parte del CONPES. (...)”

“(...) ARTÍCULO 2.8.1.7.1.10. Caducidad de las vigencias futuras y los avales fiscales. Los cupos anuales autorizados para asumir compromisos de vigencias futuras no utilizados a 31 de diciembre de cada año caducan sin excepción. En consecuencia, los órganos deberán registrar en el Sistema Integrado de Información Financiera SIIF Nación a más tardar el 31 de diciembre de cada año la utilización de los cupos autorizados, operación que refleja la utilización de los cupos autorizados dentro de la vigencia. (...)”

Situación que, en los términos del Artículo 2.8.1.7.1.3. se vio cumplida mediante documento de aprobación de Aval Fiscal: Radicado MHCP No. 2-2025-055116 y se cuenta con la *declaratoria de importancia estratégica por parte del CONPES*, acción realizada mediante Documento No. 4158 del 23 de septiembre de 2025.

Así las cosas, mediante Radicado 2025430000255 del 12 de noviembre de 2025 expedido por la Dirección de Programación de Inversiones Públicas del Departamento Nacional de

Planeación - DNP y el Radicado 2-2025-072600 del 21 de noviembre de 2025, expedido por Consejo Superior de Política Fiscal – CONFIS, se obtuvo la aprobación de los siguientes montos:

Tabla 2 Asignación Presupuestal

VIGENCIA	VALOR
2026	\$361.359.706.552
2027	\$1.967.630.160.573
2028	\$1.974.541.897.666
2029	\$1.978.788.488.539
2030	\$1.983.051.771.694

Los cuales se verán materializados mediante el presente proceso de contratación de la siguiente manera:

Tabla 3 Valores por Producto

PRODUCTO	ACTIVIDAD	VIGENCIA	META	VALOR
Servicio de Apoyo Financiero	Desarrollar la implementación de soluciones fotovoltaicas a partir de una evaluación multidimensional de viabilidad técnica, económica y social, con diseños ajustados a la demanda de la población objetivo y una ejecución articulada bajo criterios de eficiencia operativa, sostenibilidad y optimización de recursos	2026	22.721	\$ 180.679.853.276
		2027	223.307	\$ 1.612.804.135.721
		2028	154.614	\$ 1.158.084.944.644
		2029	61.698	\$ 473.363.731.711
		2030	100.717	\$ 780.095.086.487
Total				\$4,205,027,751,839

En este contexto, la necesidad concreta que la Entidad debe satisfacer es contar con un gestor especializado que administre recursos, estructure, contrate, ejecute e implemente las soluciones fotovoltaicas asignadas al Programa Colombia Solar en los estratos 1, 2 y 3, mediante un contrato interadministrativo que garantice eficiencia, continuidad y optimización del gasto público en las regiones que, según el proceso de focalización y priorización sean objeto de beneficio, así las cosas, con el presente proceso contractual, el Ministerio se permitirá desarrollar, fortalecer y poner en operación los instrumentos técnicos, operativos y administrativos requeridos para garantizar la adecuada ejecución del programa, esto articulado con los objetivos del programa de Colombia Solar, así:

- *Promover el autoabastecimiento de energía eléctrica como alternativa al subsidio*

existente para el consumo de electricidad de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 mediante la autogeneración con energía solar

- *Garantizar el Consumo Básico de Subsistencia de Usuarios de estratos 1, 2 y 3 del SIN y de las ZNI, mediante la autogeneración con energía solar,*
- *Generar ahorros para los hogares en mayor situación de vulnerabilidad beneficiados por el Programa respecto del cubrimiento del consumo básico de subsistencia, reduciendo el valor que el usuario asume por la prestación del servicio recibido.*
- *Hacer un uso eficiente de los recursos disponibles en el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), en relación aquellos usuarios que pasen a hacer uso principal del Sistema de Colombia Solar,*
- *Promover de manera sostenible el fomento de la autogeneración con energía solar, en cualquiera de sus modalidades, a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable*

Así las cosas, con esto se busca dar cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto 0972 de 2025, respecto al alcance, población objetivo, reducción del déficit fiscal del fondo FSSRI e incremento de generación FNCE en la matriz energética del país.

Bajo este escenario, se sustenta la materialización del programa, mediante la celebración de un negocio jurídico que permita garantizar las capacidades especializadas y soporte técnico que no se encuentra disponible, de manera suficiente dentro de la estructura administrativa actual, especialmente por la demanda de actividades simultáneas en distintos territorios, la urgencia de poner en marcha los mecanismos operativos y la obligación de garantizar la trazabilidad, eficiencia, impacto y transparencia del Programa desde su inicio.

Adicionalmente, el desarrollo de los componentes técnicos previstos exige la disponibilidad de estudios, diagnósticos, modelos de operación, esquemas de seguimiento, metodologías de integración territorial y herramientas de ejecución que permitan que los beneficios del Programa se materialicen de manera progresiva, escalable y conforme a los estándares técnicos del sector energético.

DE LA GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P – GECELCA.

GECELCA es una empresa colombiana de servicios públicos mixta, constituida como sociedad por acciones, anónima y sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios. Fue creada en 2006 y comenzó su operación comercial en el Mercado de Energía Mayorista colombiano el 1 de febrero de 2007. A partir de esta fecha, ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado, teniendo como objeto principal, la prestación de los servicios públicos de generación y comercialización de energía, así como la prestación de servicios conexos, complementarios y relacionados con las mismas actividades de servicios públicos, de acuerdo con el marco legal regulatorio vigente. La empresa está vinculada al Ministerio de Minas y Energía y tiene como socio mayoritario al Ministerio de Hacienda y Crédito con una participación equivalente al 99,99 % de su capital.

Las operaciones de GECELCA tienen base en el territorio colombiano, representando ante el MEM sus activos de generación y los de su subordinada, Gecelca 3 S.A.S. E.S.P. Dichos activos de generación están conformados por las unidades 1 y 2 de la central Termoguajira que cuentan con una capacidad efectiva neta total de 275 megavatios (MW) que pueden usar carbón y/o gas natural como combustibles para generar y por las unidades Gecelca 3 y

Gecelca 3.2 de la central Gecelca 3, con una capacidad efectiva neta total de 434 megavatios (MW) que utilizan carbón como combustible para la generación, siendo el mayor productor de energía térmica a carbón del país. La empresa, además, participa en el mercado de gas natural y se enfoca en proyectos de responsabilidad social en las comunidades donde opera.

De igual manera, GECELCA tiene bajo su administración, operación y mantenimiento un sistema de generación solar de 998,4 kWp con almacenamiento de energía con baterías de 6,5 MWh, cuya energía y beneficios económicos van destinados a la Comunidad Energética de Paz “Sol del Perijá”, que será constituida por firmantes de paz pertenecientes al Antiguo Espacio Territorial de Capacitación y Reincorporación (AETCR) de Pondores y a los firmantes que vivirán en la Ciudadela de Paz “Bertulfo Álvarez” de La Guajira (un total de aprox. 200 familias). Para la construcción y puesta en operación de este sistema solar, GECELCA participó activamente en los procesos de conexión a la red, realizando ante el operador de red los trámites requeridos y gestionando la construcción y puesta en servicio de la línea de conexión del proyecto.

En GECELCA S.A E.S.P se atiende a clientes liberalizados, personas naturales o jurídicas con una demanda máxima superior a 0.1 MW o un consumo mínimo mensual el 55 MWh por instalación legalizada, mediante la compra de energía eléctrica a precios libremente pactados. La compañía se posiciona como el cuarto comercializador de energía no regulada del país, medido no por el número de usuarios atendidos, sino por el volumen de energía que comercializa: el 12% de la energía de este mercado. En el marco de su estrategia de sostenibilidad y con el fin de apalancar su visión corporativa de “Disponer en el 2035 de un portafolio de energía diversificado de 1.500 megavatios (MW), enmarcado en una senda de carbono neutralidad”, GECELCA está ejecutando un Plan de Transición Energética, enfocado en los siguientes ejes de acción:

- Transición de activos actuales - Descarbonización: Este eje tiene como objetivos transformar la Central Termoguajira en un activo 100% renovable, asegurando una transición justa que promueva el desarrollo sostenible; y definir una ruta para la transición de la Central G3, asegurando el cumplimiento de sus obligaciones y estableciendo las bases para su conversión hacia generación renovable.
- Crecimiento de su portafolio a partir de energías renovables y en la incursión de nuevos negocios alineados a la transición energética, el cual tiene como objetivo incrementar la capacidad de generación renovable, a través de la puesta en marca (vía desarrollo propio o adquisición) de proyectos que permitan alcanzar la visión corporativa y explorar negocios emergentes que apoyen la transición energética del país.

Para el cumplimiento del primer objetivo, relacionado con la transición de activos actuales, la empresa está adelantando la gestión de todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarias para transformar la central Termoguajira en una planta solar fotovoltaica de 302 MW con potencial almacenamiento de energía en baterías y la reutilización parcial de la infraestructura actual para convertirla a compensadores síncronos, asegurando una transición justa que promueva el desarrollo sostenible. Lo anterior, ha implicado la ejecución de actividades, a través de personal de GECELCA o firmas especialistas contratadas, tales como: gestión predial de las áreas destinadas al proyecto, ejecución de estudios de prefactibilidad ambiental, trámites precontractuales para la ejecución de estudios de impacto ambiental, estudios previos e ingeniería básica del parque solar.

Adicionalmente, y como parte de su plan de transición, GECELCA se encuentra

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	--

desarrollando un proyecto de generación solar de 9,9 MW en el sur del departamento de Córdoba y dos proyectos de generación distribuida de 0,99 MW, cada uno, en el departamento de La Guajira.

Para el desarrollo del proyecto de generación solar de 9,9MW, GECELCA llevo a cabo la debida diligencia del proyecto a través de una firma especializada contratada para tal fin, con el propósito de verificar y emitir un concepto integral sobre la viabilidad técnica, jurídica, ambiental, social, predial y financiera del proyecto. A partir de los resultados de la debida diligencia, GECELCA procedió a estructurar el proyecto y actualmente se encuentra ejecutando las actividades precontractuales requeridas para la contratación del EPC del proyecto, así como de la interventoría del mismo.

Al mismo tiempo, la empresa está permanentemente explorando oportunidades de crecimiento a partir de proyectos originados por terceros, llegando a completar más de 650 MW en debidas diligencias realizadas por personal interno de la empresa o por firmas expertas para evaluación de posibles adquisiciones de este tipo de proyectos.

GECELCA cuenta, además con experiencia en el gerenciamiento de proyectos de generación eléctrica. Con la instalación de 437 MW en la central Gecelca 3, la empresa ejecutó dos proyectos por un valor que supera los 600 millones de USD, liderando directamente los procesos de estructuración y desarrollo, así como la administración de los contratos relacionados con la ingeniería, procura, construcción e interventoría de estos.

Para la ejecución de los proyectos antes mencionados, GECELCA lideró la gestión administrativa, técnica, financiera y de supervisión, desde la estructuración de los proyectos, consecución de los permisos y licencias requeridos para su ejecución, estructuración de términos de referencia y especificaciones técnicas requeridas para la contratación de la construcción, ejecución de un proceso competitivo para la adjudicación de los contratos, supervisión de las actividades del contratista a través de firmas de interventoría contratadas para tal fin, así como personal de la empresa destinado a las labores de supervisión.

De la misma manera gestiona todas sus oportunidades de crecimiento, a través de la destinación de grupos multidisciplinarios para la estructuración de proyectos desde su inicio hasta su puesta en operación.

GECELCA demuestra idoneidad técnica, administrativa y operativa para la ejecución del proyecto, en tanto cuenta con una trayectoria consolidada en el sector energético, experiencia en el gerenciamiento de proyectos de generación eléctrica de gran escala, capacidades acreditadas de operación y mantenimiento, y experiencia específica en proyectos solares y de almacenamiento de energía, alineadas con su Plan de Transición Energética. Si bien su experiencia histórica se ha concentrado en generación térmica, la empresa ha desarrollado y se encuentra desarrollando proyectos de generación solar y almacenamiento que evidencian capacidades técnicas suficientes y una transición efectiva hacia energías renovables.

Que el Contrato se celebra en cumplimiento de los artículos 113 y 209 de la Constitución Política, en cuanto desarrolla los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad entre entidades públicas, garantizando la eficiencia, eficacia y continuidad en la prestación

del servicio público de energía eléctrica y en la gestión de los recursos públicos destinados a dicho fin.

Que, mediante Oficio con número de Radicado MME 2-2025-049169 de 23 de octubre 2025, el Ministerio de Minas y Energía puso a consideración de GECELCA S.A. E.S.P., el proyecto en mención, solicitando su manifestación de interés para participar en la implementación del Programa Nacional Colombia Solar, orientado a la masificación de soluciones de generación fotovoltaica para los usuarios de estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN), como parte de la Estrategia de Transición Energética Justa del Gobierno Nacional.

Que la Junta Directiva de GECELCA S.A. E.S.P., en sesión realizada el día 5 de diciembre de 2025, autorizó a su Representante Legal para celebrar el Contrato Interadministrativo con el Ministerio de Minas y Energía que tiene por objeto administrar los recursos del Programa Colombia Solar por parte de GECELCA que le sean asignados por el Ministerio de Minas y Energía y gestionar proyectos con la finalidad de implementar Soluciones Solares Fotovoltaicas a usuarios residenciales del servicio de energía eléctrica de los estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional. Así como suscribir el contrato de encargo fiduciario, constituir las garantías requeridas, emitir los actos y celebrar los contratos necesarios para la ejecución del Contrato Interadministrativo. Que la presente contratación se encuentra publicada en SECOP II en el Plan Anual de Adquisiciones de la vigencia 2025, bajo el PLC 2025-3118, código UNSPSC 80101604.

Que el objeto contractual del presente proceso se enmarca en los siguientes códigos del Clasificador de Bienes y Servicios (UNSPSC)

Tabla 4 Código Clasificador UNSPSC

CLASIFICADOR UNSPSC		NÚMERO	NOMBRE
80101604	Segmento	80	Servicios de Gestión
	Familia	10	Servicios de asesoría de gestión
	Clase	16	Servicios de asesoría de gestión
	Clase	04	Planificación o administración de proyectos

Así mismo, en atención a la naturaleza del objeto a contratar, se incorpora como código UNSPSC adicional el 72151502, correspondiente al producto “Servicio de construcción de sistemas de energía eléctrica”, mediante el cual el presente requerimiento se enmarca dentro de las actividades propias de diseño, instalación, adecuación y puesta en funcionamiento de infraestructura eléctrica, de conformidad con los alcances técnicos, operativos y funcionales del proyecto.

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 y gestionar proyectos del Programa Colombia Solar asignados por el MME para implementar soluciones solares fotovoltaicas dirigidas a usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3 del SIN.
2.2. Especificaciones.	
2.2.1 Tipo de contrato o convenio:	Contrato Interadministrativo
2.2.2 Alcance del objeto:	Administrar los recursos del Programa Colombia Solar por parte de la Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe - GECELCA S.A. E.S.P., que le sean asignados por parte del Ministerio de Minas y Energía, y gestionar proyectos con la finalidad de implementar Soluciones Solares Fotovoltaicas a usuarios residenciales del servicio de energía eléctrica de los estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional, según las directrices señaladas en este Contrato y sus anexos.
2.2.3 Obligaciones o Compromisos	OBLIGACIONES ESPECIFICAS DE GECELCA S.A. ESP: 1. La totalidad de los recursos del Programa Colombia Solar deberán manejarse a través del Encargo Fiduciario en 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. 2. Manejar los recursos del Programa Colombia Solar del presente Contrato a través de un Encargo Fiduciario, el cual se deberá suscribir dentro de los quince (15) días calendario posteriores a la suscripción del presente Contrato. 3. Para dar cumplimiento al Componente 2 del Anexo Técnico del presente contrato GECELCA S.A. ESP deberá: 3.1 Iniciar los procesos de contratación requeridos para la posible adquisición de proyectos en estado Ready to Built, por sus siglas en inglés RTB. - en español -listos para construir- y/o contruidos de acuerdo con el Reglamento de Contratación vigente y los recursos correspondientes a cada vigencia. 3.2 Adelantar las solicitudes de información y manifestación de interés para proyectos en estado RTB y/o contruidos de acuerdo con el reglamento de contratación vigente.

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	--

	3.3 Validar la información técnica recibida de los proyectos que se presenten en el proceso de contratación para la posible adquisición de proyectos en estado RTB y/o construidos, a partir de la documentación aportada y, si es necesario, realizar visitas de verificación en campo. Esta validación deberá presentarse a la Mesa Técnica para el desarrollo del Componente 4. 3.4. Realizar sondeos de mercado o solicitudes de manifestación de interés, de acuerdo con su Reglamento de Contratación, para identificar a agentes desarrolladores de proyectos o empresas interesadas en estructurar, diseñar, construir y poner en marcha proyectos de autogeneración individuales o centralizados (AGPE, AGGE y las demás figuras de autogeneración que sean aplicables), a fin de conocer las ideas de proyectos y los posibles costos de ejecución. 3.5. Las demás gestiones, trámites o actuaciones que se requieran para asegurar el adecuado cumplimiento de las actividades previstas en el Componente, de acuerdo con las necesidades que se identifiquen durante su ejecución. Parágrafo: Para el primer año de implementación, GECELCA podrá utilizar los resultados de las solicitudes de información a proveedores suministrados por el MINISTERIO, como referencia de los costos de los diversos componentes de los proyectos a ejecutar. Para los años siguientes, los costos de referencia podrán basarse en las cotizaciones obtenidas en los procesos de contratación adelantados durante el año inmediatamente anterior. 4. Para dar cumplimiento al Componente 3 del Anexo Técnico del presente contrato GECELCA S.A. ESP deberá: 4.1 GECELCA o a quien este designe realizará la caracterización social de los beneficiarios del programa a partir de la selección muestral focalización entregada por el Ministerio, como resultado de la focalización y priorización.- 4.2 GECELCA atenderá y dará cumplimiento a la reglamentación que, para efectos, expida el Ministerio de Minas y Energía, incorporando en la ejecución del proyecto los criterios y mecanismos definidos en dicha normatividad. 4.3 GECELCA deberá verificar en la caracterización social de beneficiarios, la existencia de comunidades étnicas reconocidas por el Ministerio del Interior y las autoridades locales. 4.4 GECELCA, o a quien este designe estará obligado a diseñar, estructurar y presentar la ruta metodológica y el cronograma de trabajo necesarios para realizar la
--	---

	caracterización social y el diagnostico, asegurando que los instrumentos sean coherentes con los objetivos del proyecto, cumplan con los lineamientos técnicos aplicables y permitan su adecuada implementación, seguimiento y verificación. 4.5 GECELCA o quien esta designe, adelantará el levantamiento de la información primaria y secundaria necesaria para la elaboración de la caracterización social. Los elementos que deberá contener esta caracterización contemplarán, al menos, los aspectos relacionados con la estructura sociodemográfica de la comunidad y sus viviendas, la información detallada del predio y de contacto, la trazabilidad del servicio de energía, así como la recopilación de datos georreferenciados y fotográficos de la infraestructura física. Esta información se detalla en el anexo 7. Criterios Mínimos para la Caracterización de Usuarios. Para el efecto, GECELCA deberá recopilar, procesar y analizar toda la información pertinente que permita construir un diagnóstico social completo y actualizado. 4.6 GECELCA o quien este designe emitirá un informe en donde presentará los resultados de las caracterizaciones adelantadas. Este informe será presentado en la mesa técnica y sus contenidos deberán arrojar información que sirva de insumo para los indicadores que medirán los impactos del programa e identificará los posibles riesgos asociados a la implementación del programa. 4.7. GECELCA para la caracterización social de las soluciones individuales aplicará mecanismos sociales de participación comunitaria que promuevan la presencia y atención efectiva de los hogares durante las visitas de caracterización, a través de la comunicación previa, la coordinación con actores locales, de ser requerido. 4.8 GECELCA deberá revisar la información ambiental y predial aportada por los interesados que hayan manifestado interés en participar en el proceso de adquisición de proyectos en estado RTB o en construcción de que trata el Componente 2 del Anexo Técnico, verificando su completitud, consistencia y pertinencia frente a los requisitos del Programa. 4.9 GECELCA deberá emitir un informe en el que se presenten los resultados del análisis realizado sobre la información predial y ambiental de los proyectos de que trata el numeral anterior, incluyendo las conclusiones técnicas y las observaciones que correspondan, para ser presentadas ante la Mesa Técnica y de aprobación.
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	4.10 Las demás gestiones, trámites o actuaciones que se requieran para asegurar el adecuado cumplimiento de las actividades previstas en el Componente, de acuerdo con las necesidades que se identifiquen durante su ejecución. Parágrafo: GECELCA podrá utilizar caracterizaciones sociales de usuarios realizadas por contratistas derivados o cualquier otra entidad que cuente con información relevante para este componente, previa validación de la Mesa Técnica. 5. Para dar cumplimiento al Componente 4 del Anexo Técnico del presente contrato GECELCA S.A. E.SP. deberá: 5.1 Consolidar, presentar y sustentar ante la Mesa Técnica la información ambiental, predial y social de los proyectos de los usuarios propuestos como beneficiarios, incluyendo los resultados de los Componentes 2 y 3, así como las alternativas de asignación o reasignación de usuarios según la tipología de solución; adicionalmente, deberá presentar dicha información, agrupada en un número de usuarios que defina la Mesa Técnica, ante la Mesa de Aprobación para la validación y aprobación de la asignación final de los usuarios beneficiarios a cada proyecto, y dar cumplimiento a las decisiones adoptadas en dicho marco. 5.2. Deberá establecer como insumo habilitante dentro del proceso de contratación la obtención del concepto de favorabilidad emitido por la Mesa de Aprobación, y la continuación del componente 5. 6. Para dar cumplimiento al Componente 5 del Anexo Técnico del presente contrato GECELCA S.A. E.S.P. deberá: 6.1 GECELCA, en el marco del proceso de adquisición de proyectos en estado RTB o en construcción de que trata el Componente 2 del Anexo Técnico, realizará una debida diligencia con un tercero especializado para verificar y emitir un concepto integral sobre la viabilidad técnica, estructural, jurídica, ambiental, social, predial y financiera, incluyendo la identificación y evaluación de riesgos, de los proyectos que obtuvieron concepto de favorabilidad por la Mesa de Aprobación. El tercero especializado será contratado por GECELCA, de acuerdo con su Reglamento de Contratación. 6.2 Cuando el Proyecto se encuentre en fase de construcción con un avance igual o superior al cuarenta por ciento (40%) GECELCA o a quien este designe deberá cumplir y facilitar integralmente lo establecido en el Anexo Técnico, incluyendo la realización de la debida diligencia técnica del Proyecto, la entrega y soporte de la información requerida, el análisis comparativo del avance programado versus el ejecutado, la evaluación de los indicadores de desempeño de plazo (SPI) y costos (CPI), y, de ser el caso, la formulación e implementación
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	de un Plan de Recuperación que garantice el cumplimiento de la Fecha de Puesta en Operación (FPO). 6.3 En caso de obtenerse un resultado favorable en la debida diligencia, GECELCA podrá iniciar el proceso de negociación e informará los resultados de esta negociación a la Mesa Técnica, previo a la adquisición de los proyectos 6.4 GECELCA, para el caso de los proyectos en estado RTB, adelantará un proceso de contratación independiente para la ejecución del EPC, de acuerdo con su Reglamento de Contratación. 6.5 GECELCA será responsable de la contratación integral de los estudios de factibilidad, el desarrollo de ingeniería de detalle y las actividades de suministro de bienes y equipos, replanteo, construcción y puesta en marcha de las soluciones de autogeneración solar fotovoltaica, de acuerdo con su Reglamento de Contratación y los resultados del sondeo de mercado. 6.6 GECELCA seleccionará y suscribirá los contratos requeridos para la ejecución del componente 5. 6.7 En los casos en que el Proyecto presente un avance de obra igual o superior al cuarenta por ciento (40%), el Contratista deberá acreditar, a satisfacción de GECELCA o de quien esta designe, el cumplimiento integral de los requisitos establecidos en el Anexo Técnico, incluyendo, como mínimo, la disponibilidad y aprobación de los estudios y diseños definitivos, las licencias y permisos ambientales cuando aplique, la documentación administrativa y técnica de los equipos y activos con sus respectivas certificaciones y garantías, la matriz de riesgos del Proyecto y la ejecución verificable de las obras civiles y eléctricas iniciales, conforme al alcance definido, como condición para la continuidad contractual y/o la adquisición del Proyecto. 6.8 Los contratos derivados, teniendo en cuenta que, de acuerdo con las necesidades técnicas y operativas identificadas en el Anexo Técnico, podrán emplearse distintas modalidades de contratos, las matrices contractuales generales podrán ser discutidas y revisadas en su contenido y alcance en las Mesas Técnicas convocadas para tal efecto. 6.9 Los contratos derivados deberán incluir, como mínimo, cláusulas relativas a: (i) obligaciones técnicas y de calidad; (ii) plazos y cronogramas de ejecución; (iii) régimen de supervisión, seguimiento y reportes; (iv) garantías y pólizas exigidas; (v) multas y sanciones por incumplimiento; (vi) cláusula penal pecuniaria; (vii) confidencialidad y manejo de información; (viii) subcontratación; y (ix) terminación anticipada por incumplimiento, razones de conveniencia o causas asociadas al Programa. 6.10 No obstante lo anterior, como mínimo, dichos contratos deberán incluir las siguientes obligaciones o actividades a cargo del CONTRATISTA DERIVADO: 6.10.1 El CONTRATISTA DERIVADO deberá presentar su Cronograma de Construcción a GECELCA al INTERVENTOR del contrato, este último realizará su revisión y emitirá observaciones, si las hubiere. Posteriormente, GECELCA aprobará el cronograma previa constatación de que no existen objeciones por parte de la
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	---

	interventoría. Una vez aprobado, GECELCA deberá presentar el cronograma al MINISTERIO con un plazo máximo de quince (15) días calendario. 6.10.2 Para los contratos derivados que incluyen en su alcance la implementación de las soluciones solares, el CONTRATISTA DERIVADO deberá verificar en campo los usuarios beneficiarios del proyecto. Para ello se adelantará el siguiente procedimiento: 6.10.2.1 El CONTRATISTA DERIVADO adelantará las revisiones en campo que considere necesarias para verificar los Usuarios previstos en la priorización y presentará al INTERVENTOR, para su visto bueno y posterior comunicación a GECELCA para aprobación, un oficio con los respectivos soportes documentales y fotográficos en el que informe las novedades encontradas en campo frente a la relación inicial de Usuarios, así como la relación de aquellos que fueron finalmente corroborados y que podrán ser beneficiados conforme al objeto y a la zona geográfica del Proyecto. 6.10.2.2 Frente a la actividad de verificación de usuarios, se suscribirá el Acta de Verificación de Usuarios entre GECELCA, El CONTRATISTA DERIVADO y El MME. En dicha acta se dejará constancia del listado final de usuarios beneficiarios con los siguientes ítems: 6.10.2.2.1 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: (i) Archivo Shapefile; (ii) Relación de los usuarios beneficiados con número de identificación predial 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 . (iii) Plano con el soporte geográfico de cada usuario. (iv) Número de identificación y nombre de todos los usuarios beneficiados. (v) Código NIC/NUI (Número de Identificación del Cliente) del servicio de energía eléctrica de los usuarios beneficiados. (vi) Consumo promedio de últimos seis meses. (vii) Estrato socio cómico relacionado en la factura de energía eléctrica. (viii) Soportes de la información recolectada. 6.10.3 El CONTRATISTA DERIVADO deberá identificar e informar a GECELCA, dentro de la zona de influencia del proyecto, los usuarios que cumplen con los lineamientos técnicos y operativos para ser objeto del Programa, diferenciándolos de aquellos que, pese a haber sido inicialmente priorizados, no puedan ser atendidos por condiciones técnicas, prediales, de conexión u otras restricciones identificadas
--	--

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	---	--

	durante la ejecución. Esta clasificación deberá ser validada y aprobada por la Interventoría y, posteriormente, ser presentada por GECELCA a la Mesa de Aprobación, con el propósito de confirmar la viabilidad de los usuarios que continuarán siendo objeto del Programa y, cuando corresponda, autorizar la sustitución o ajuste del listado inicial. 6.10.3.1 El Interventor tendrá quince (15) días calendario para evaluar el contenido de verificación de usuarios. 6.10.4 Acreditar que la Infraestructura construida cuenta con las garantías del producto otorgadas por el proveedor, incluyendo las garantías de los paneles y de los demás equipos e infraestructura asociada, en adición a las Garantías establecidas en la cláusula respectiva de este contrato. 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 de este GECELCA será en todo momento responsable ante El MINISTERIO de que la Infraestructura cuente con las garantías en las condiciones indicadas en el Anexo Técnico. 6.11 OBLIGACIONES DURANTE EL AÑO DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN y MANTENIMIENTO (AOM): 6.11.1 Responder por el desarrollo de la Administración, Operación y Mantenimiento, así como, de la gestión de recursos humanos y materiales, garantizando el cumplimiento con las normativas y estándares aplicables. 6.11.2 Garantizar la operación continua de la Infraestructura, asegurando la disponibilidad y funcionamiento adecuado de los sistemas conforme a los estándares técnicos definidos en el Anexo Técnico. 6.11.3 Implementar los procedimientos operativos y realizar el monitoreo y control del rendimiento de los activos. 6.11.4 Atender oportunamente los incidentes, fallas o interrupciones reportadas por los usuarios o identificadas en la operación, aplicando los tiempos máximos de respuesta establecidos en el Contrato. 6.11.5 Implementar un canal de atención a usuarios, registrando solicitudes, reclamos y novedades operativas, y reportándolas periódicamente a GECELCA, la Interventoría y el Ministerio cuando corresponda. 6.11.6 Destinar los activos para la prestación del servicio de energía eléctrica. Si se comprobara uso distinto al aquí señalado El MINISTERIO podrán exigir
--	--

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	---	--

	la reparación de todo perjuicio y la devolución inmediata de todos los activos. 6.11.7 Administrar, Operar y Mantener la Infraestructura por su cuenta y riesgo durante el primer año de operación, de tal forma que, la Infraestructura se mantenga en buen estado de funcionamiento y operación. 6.11.8 Realizar las reposiciones necesarias, de tal forma que la Infraestructura se mantenga en buen estado de funcionamiento y operación 6.11.9 Realizar visitas técnicas periódicas a los usuarios beneficiarios para verificar el estado de funcionamiento de la infraestructura y documentar las condiciones encontradas. 6.11.10 Llevar un registro actualizado de toda la información técnica, operativa y documental de la AOM, incluyendo reportes de mantenimiento, diagnósticos, consumos y novedades. 6.11.11 Presentar un informe semestral detallado sobre el estado de la infraestructura, reposiciones realizadas y su depreciación correspondiente que se hayan efectuado a los activos aportados en desarrollo del presente Contrato. 6.11.12 Reportar a la Interventoría y a GECELCA, con la periodicidad establecida, los informes técnicos de avance de AOM, detallando actividades realizadas, hallazgos, intervenciones y estado de los sistemas. 6.11.13 Ejecutar las actividades de gestión de garantías aplicables a equipos, materiales o instalación, asegurando su activación, seguimiento y cierre, y dejando constancia documental de ello. 6.11.14 Implementar los protocolos de seguridad industrial, ambiental y de protección de la infraestructura, conforme a las normas aplicables y a lo definido en el Programa. 6.11.15 Coordinar con el Operador de Red cualquier actividad que requiera intervención sobre la red eléctrica o que pueda afectar su estabilidad operativa. 6.11.16 Entregar al finalizar el año de AOM un informe de cierre y un expediente técnico completo que contenga: historial de mantenimiento, manuales, garantías, planos actualizados, inventarios, reportes de operación y cualquier otra información necesaria para la continuidad del servicio por parte del Comercializador. 6.11.17 Asegurar una transición ordenada al Comercializador, facilitando transferencias técnicas, capacitaciones y soporte inicial según lo previsto en el contrato. 6.12 Para dar cumplimiento al Componente 6 del Anexo Técnico del presente contrato GECELCA S.A. ESP deberá:
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	---	--

	6.12.1 GECELCA según el Reglamento de Contratación y las normas aplicables en la materia, realizará la contratación de la interventoría integral de los proyectos, con el fin de hacer el seguimiento a los contratos derivados que incluyan actividades de replanteo, procura, construcción y puesta en marcha. 6.12.2 GECELCA deberá iniciar el proceso de selección de la interventoría, conforme a su Reglamento Interno de Contratación y las disposiciones definidas en el presente Contrato aunado a tener en cuenta como mínimo los siguientes requisitos para la contratación de la interventoría: 6.12.2.1 Su objeto Social debe referirse a interventoría. 6.12.2.2 No debe existir ninguna relación de control o propiedad accionaria directa o indirecta entre GECELCA y el interventor, 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. 6.12.2.3 No debe existir ningún conflicto de interés entre GECELCA y el interventor. 6.12.2.4 El interventor deberá declarar y garantizar expresamente, en el contrato correspondiente con GECELCA, que no existe conflicto de interés alguno con GECELCA ni con los CONTRATISTAS DERIVADOS, ni en la fecha de firma del contrato ni durante su ejecución. 6.12.2.5 El interventor deberá informar de manera inmediata a GECELCA y al MINISTERIO cualquier situación que pueda generar un conflicto de interés durante la ejecución del contrato, incluyendo la relación con cualquier contratista derivado. 6.12.3 GECELCA Garantizará que los miembros de la interventoría tengan acceso oportuno y sin restricciones a los predios, obras, instalaciones, equipos y demás recursos involucrados en la ejecución de los proyectos, para realizar inspecciones, mediciones, verificaciones y levantamientos de campo. 6.12.4 GECELCA dará respuesta oportuna a las solicitudes, observaciones o recomendaciones de la interventoría, garantizando que se implementen las medidas correctivas o acciones sugeridas para el cumplimiento de los contratos derivados. 6.12.5 GECELCA gestionará la participación de la interventoría en las Mesas Técnicas y demás espacios de coordinación, en caso de ser requerido, proporcionando los recursos logísticos, información previa y apoyo necesario para el seguimiento integral de los proyectos. 6.12.6 GECELCA se abstendrá de realizar acciones que comprometan la independencia técnica de la interventoría, asegurando que esta pueda emitir sus informes, recomendaciones y certificaciones de manera objetiva y sin interferencias. 6.12.7 GECELCA colaborará con la interventoría en la verificación de los hitos de obra y en la certificación de avances para efectos de la ejecución financiera, pagos a contratistas y desembolsos de recursos del Programa.
--	---

	6.12.8 GECELCA efectuará los trámites dentro de los plazos señalados en el Contrato para que se efectúen los pagos al Interventor. 6.12.9 GECELCA Verificará que el Interventor se encuentre al día en el pago de aportes relativos al Sistema de Seguridad Social Integral, así como los propios del Sena, ICBF y cajas de compensación familiar, cuando corresponda. 6.13 DEL CONTRATO DE INTERVENTORIA: El contrato de interventoría deberá incluir, como mínimo: (i) mecanismos de apremio: multas, plazo de cura, procedimiento de imposición de multas y cláusula penal; (ii) garantías: garantía única de cumplimiento, póliza de responsabilidad civil y garantía de calidad del servicio; (iii) mecanismos de solución de conflictos; (iv) personal mínimo obligatorio del interventor; (v) procedimiento para la modificación del personal mínimo obligatorio; (vi) inexistencia de relación laboral entre GECELCA, el MME y el interventor o su personal; (vii) forma de las órdenes y comunicaciones: informes y objeciones a los informes; (viii) terminación y liquidación del contrato; así como aquellas demás disposiciones que GECELCA considere convenientes, de acuerdo con su reglamento de contratación. 6.13 La interventoría contratada por GECELCA deberá cumplir, como mínimo, con las siguientes obligaciones, sin perjuicio de las demás que se establezcan en los Términos de Referencia y en el contrato correspondiente: 6.13.1 Verificar de manera integral el cumplimiento de los contratos derivados en sus aspectos técnicos, ambientales, prediales y sociales, asegurando que las actividades ejecutadas por los contratistas derivados se ajusten a los diseños, planes, licencias, permisos y demás requisitos establecidos para cada proyecto contratado, conforme a lo previsto en el presente contrato y la normativa aplicable. 6.13.2 Supervisar la ejecución de las obras y actividades asociadas, incluyendo la ingeniería de detalle, el replanteo, instalación, montaje, pruebas y puesta en marcha, garantizando que se desarrollen conforme a las especificaciones técnicas y estándares de calidad definidos por el cada contrato.. 6.13.3 Revisar, validar y certificar los avances físicos de obra, los hitos contractuales y los informes de actividades presentados por los contratistas, dejando constancia mediante actas, reportes técnicos y soportes documentales debidamente estructurados. 6.13.4 Emitir informes periódicos de seguimiento, en los plazos establecidos contractualmente, que incluyan análisis de riesgos, desviaciones, alertas tempranas y recomendaciones correctivas para garantizar la adecuada ejecución de los proyectos.
--	--

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	6.13.5 Verificar el cumplimiento de los requisitos ambientales, incluyendo la gestión de residuos, control de impactos, permisos, autorizaciones y obligaciones derivadas de la normatividad vigente. 6.13.6 Hacer seguimiento a las obligaciones prediales, incluyendo accesos, servidumbres, ocupaciones temporales, afectaciones y demás aspectos que incidan en la ejecución contractual. 6.13.7 Confirmar el cumplimiento de las obligaciones en materia de seguridad y salud en el trabajo (SST), así como las medidas necesarias para la protección de los trabajadores y las comunidades. 6.13.8 Aprobar, según corresponda, las planillas de avance, los informes de ejecución y los documentos que soporten los pagos parciales o finales a los contratistas derivados, con base en los criterios técnicos del Programa. 6.13.9 Verificar la idoneidad, disponibilidad y correcta instalación de los equipos y suministros, asegurando que cumplan con las especificaciones técnicas requeridas para su funcionamiento y para la puesta en operación del sistema. 6.13.10 Emitir el acta de entrega y recibo de obra, una vez verificado el cumplimiento integral de los requisitos técnicos y contractuales, certificando la operatividad de los proyectos conforme al diseño aprobado. 6.13.11 Reportar inmediatamente a GECELCA y al Ministerio cualquier hecho, condición o incumplimiento que pueda generar riesgo, retraso, afectación o daño en la ejecución de los proyectos. 6.13.12 Llevar un control de las pólizas exigidas en cada uno de los contratos derivados e informar a GECELCA en caso de que no estén constituidas en debida forma. 6.13.13 Dar el visto bueno de los pagos que se deban realizar a través del Encargo Fiduciario respecto de los contratos sujetos a su vigilancia. 6.13.14 Vigilar el correcto uso de los anticipos en caso de que sean pactados en los contratos sujetos a su vigilancia. 6.13.15 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. 6.13.16 Llevar un registro de las novedades, órdenes e instrucciones impartidas durante la ejecución del contrato y efectuar las recomendaciones y ajustes necesarios. 6.13.17 Asignar un miembro de la interventoría que podrá participar en la Mesa Técnica, cuando sea requerido, aportando seguimiento técnico,
--	--

	recomendaciones y verificación de los asuntos discutidos, en cumplimiento de sus funciones de supervisión y control. 6.13.18 Verificar permanentemente la calidad de la obra, bienes o servicios que se estipulen en los contratos derivados sujetos a su vigilancia. 6.13.19 Verificar permanentemente el número de usuarios a beneficiar con la ejecución del proyecto. 6.13.20 Remitir mensualmente a GECELCA, 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. 6.13.21. El INTERVENTOR, GECELCA y sus respectivos funcionarios deberán convocar al MINISTERIO con la debida antelación para la realización de sus reuniones. La asistencia del MINISTERIO a dichas reuniones será optativa, sin que la no participación afecte la validez de los acuerdos o deliberaciones adoptadas. 5.11.22 Las demás gestiones, trámites o actuaciones que se requieran para asegurar el adecuado cumplimiento de las actividades previstas en el Componente, de acuerdo con las necesidades que se identifiquen durante su ejecución. 7. Para dar cumplimiento al Componente 7 del Anexo Técnico del presente contrato GECELCA S.A. ESP deberá: 7.1 GECELCA actuará en nombre y representación del MME para suscribir el acta de recibo y entrega de obra y custodia, en la que se plasmará el inventario de activos resultantes de la ejecución de los recursos efectuada por el contratista derivado. 7.2 GECELCA acompañara en lo que sea de su competencia al MME en el proceso de contratación para la transferencia de activos con el fin de adelantar las labores de AOM. 7.3 Suscribir, junto con el MINISTERIO, el CONTRATISTA DERIVADO, el INTERVENTOR el Acta de Recibo y Entrega de Infraestructura, mediante la cual EL MINISTERIO recibe la totalidad de la Infraestructura. Una vez suscrita el acta, el CONTRATISTA DERIVADO asumirá la prestación de las actividades de AOM y custodia por el término de un (1) año contado desde dicha fecha. 7.4 Una vez finalizado el año de AOM ejecutado por el CONTRATISTA DERIVADO, se deberá suscribir el Acta de Terminación de AOM por
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	---	--

	parte de GECELCA, el MINISTERIO, el CONTRATISTA DERIVADO y el COMERCIALIZADOR y/o OPERADOR DE RED. Con la suscripción de dicha acta, el MINISTERIO transferirá al COMERCIALIZADOR y/o OPERADOR DE RED los derechos reales de la Infraestructura, exclusivamente para los fines establecidos en el Contrato Especial suscrito por el MME, en virtud del artículo 39 de ley 142 de 1994. Finalizado este período, la responsabilidad de las actividades de AOM será asumida por el COMERCIALIZADOR y/o OPERADOR DE RED, conforme a las condiciones técnicas, operativas y demás obligaciones previstas en el Contrato y sus anexos. Las demás gestiones, trámites o actuaciones que se requieran para asegurar el adecuado cumplimiento de las actividades previstas en el Componente, de acuerdo con las necesidades que se identifiquen durante su ejecución. 8. Para dar cumplimiento al Componente 8 del Anexo Técnico del presente contrato GECELCA S.A. ESP deberá: 8.1 GECELCA o quien este designe llevar a cabo un proceso de sensibilización, socialización del programa con los usuarios beneficiarios ejecutando las siguientes actividades: 8.1.1. Realizar espacios de socialización con las comunidades a beneficiar con soluciones individuales y centralizadas, respecto a los objetivos del programa, el alcance del sistema de autogeneración y los beneficios esperados del programa Dichos espacios deberán servir para tramitar preguntas y resolver inquietudes con el objetivo de generar confianza en el programa. 8.1.2. Sensibilización de protocolos y estrategias para garantizar la seguridad y cuidado de los sistemas de autogeneración de energía por parte de las comunidades 8.1.3. Socializar las rutas para resolución de conflictos que puedan surgir con los Beneficiarios en el Marco del Programa Colombia Solar. 8.1.4. Socializar y sensibilizar sobre la ruta técnica y los requerimientos tecnológicos para la implementación del programa. 8.2 GECELCA o a quien este designe deberá realizar procesos de capacitación técnica básica con los beneficiarios sobre los siguientes elementos (entre otros): 8.2.1 Principios de la energía solar. 8.2.2 Componentes del sistema instalado.
--	--

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	---

	8.2.3 Identificación de riesgos eléctricos básicos y protocolos de actuación. 8.2.4 Uso eficiente de la energía para optimizar el consumo. 8.3 En el marco de la divulgación, GECELCA o a quien este designe es responsable de la ejecución operativa en terreno sobre la visibilidad física y la divulgación local para el conocimiento y la apropiación del proyecto. 8.3.1. Organizar y ejecutar los actos de Inauguración de las soluciones fotovoltaicas en las diferentes regiones que la Mesa Técnica defina, gestionando la logística y el traslado de personal requerido para asegurar la visibilidad física del programa, con criterios de austeridad en el gasto. 8.3.2. Garantizar la disposición de una infraestructura (móvil) de información y divulgación en las zonas donde se encuentran los usuarios beneficiarios, empleando los medios o instrumentos requeridos para ello, ya sean materiales impresos o digitales. 8.3.3. Disponer de material de comunicación elaborado bajo los lineamientos del MME en los puntos de intervención y construcción de las soluciones energéticas. Esta acción debe realizarse de forma permanente en terreno, para la divulgación constante a los beneficiarios, incluyendo la implementación de mecanismos de divulgación visual (ej. Piezas gráficas como carteleras, banner, pendones o productos audiovisuales) y el establecimiento de diálogo (cuando aplique), dirigidos a las comunidades residentes en el área de construcción y aledañas. 8.3.4. Suministrar artículos distintivos o elementos de visibilidad básica para el personal ejecutor en campo. 8.3.5. Las demás gestiones, trámites o actuaciones que se requieran para asegurar el adecuado cumplimiento de las actividades previstas en el Componente, de acuerdo con las necesidades que se identifiquen durante su ejecución. 8.3.6. Divulgar los canales habilitados para la atención de PQRS 8.3.7. Divulgar los cambios y requerimientos técnicos para la implementación del programa 8.3.8. Divulgar los objetivos del programa, los beneficios y los objetivos de la política pública adelantada por el gobierno nacional 8.3.9. Divulgar los impactos del programa con los usuarios beneficiados. Parágrafo 1: Para el desarrollo de las obligaciones correspondientes al Componente 8, deberá atenderse lo previsto en el Anexo 4. Plan Social., en la cual se consignan elementos que guían dicha ejecución. Lo anterior aplicará sin perjuicio de las disposiciones complementarias y criterios técnicos establecidos en el
--	--

	Anexo Técnico, que también resultan obligatorios para la ejecución del componente. OBLIGACIONES GENERALES DE GECELCA S.A. ESP: 1. Adelantar los trámites presupuestales internos que sean necesarios para la ejecución del presente Contrato. 2. Suscribir las actas previstas en el contrato con el MINISTERIO en los términos y plazos previstos en el Contrato. 3. Cumplir, hacer cumplir los plazos y actividades previstas y aprobadas en el Cronograma del Anexo 5.1. Cronograma y Flujo de Fondos del Contrato, o aquel que lo modifique o sustituya. 4. 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. 5. Atender oportunamente y de manera completa los requerimientos de las Autoridades Gubernamentales, así como realizar los requerimientos necesarios a dichas autoridades. 6. Mantener informado al MINISTERIO y/o la Mesa Técnica sobre los avances e inconvenientes de la construcción de los proyectos de tal manera que se puedan tomar decisiones oportunas. 7. Informar al MINISTERIO de cualquier perturbación del uso de la Infraestructura, así como cualquier daño causado a la misma en un término no mayor a tres (3) días calendario contados a partir de la presentación de la notificación que el contratista derivado realice durante el primer año de AOM. 8. 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. 9. Adelantar el proceso de contratación de los contratistas derivados y la Interventoría Administrativa, Técnica, Jurídica, Ambiental, Social, Financiera y Contable, acorde al Reglamento de Contratación vigente y a los recursos asignados por el MINISTERIO en cada vigencia. 10. Informar al MINISTERIO y/o la Mesa Técnica en un máximo de tres (3) días hábiles a partir de la fecha en la que GECELCA tenga conocimiento de cualquier circunstancia que pueda afectar la ejecución del presente contrato o los contratos derivados y/o los intereses del MINISTERIO. 11. Definir, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación al MINISTERIO, un plan de mitigación con las medidas necesarias para subsanar cualquier situación
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	irregular en la ejecución de la actividad de sus contratistas derivados. 12. Obtener y mantener vigentes las garantías previstas en este Contrato, las cuales deben ser aprobadas por el MINISTERIO. 13. Exigir en los contratos derivados, las garantías señaladas del presente Contrato. 14. Coordinar con la INTERVENTORÍA, la elaboración y suscripción de las actas de inicio, de suspensión, reinicio, acta de recibo y entrega de la infraestructura y de liquidación de los contratos 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 transferencia de derechos reales de los activos y AOM, con el COMERCIALIZADOR. 18. arantizar 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 GECELCA 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. 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. 21. Atender los requerimientos y lineamientos que establezca El MINISTERIO mediante EI SUPERVISOR junto con lo establecido en este contrato. 22. GECELCA, deberá presentar informes bimestrales al supervisor designado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) dentro de los quince (15) primeros días calendario siguientes al período correspondiente, utilizando el formato o sistema dispuesto por el Ministerio. Los informes deberán contener, de manera consolidada y detallada, toda la información relacionada con los componentes del Programa y los contratos derivados con terceros, incluyendo, sin limitarse a: 22.1 Avance del Programa por Componentes: 22.1.1 Avance consolidado del Programa durante la vigencia correspondiente y avance acumulado,
--	--

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	comparado con las metas programadas de capacidad instalada nominal. 22.1.2 Estado de la capacidad instalada nominal con proceso de conexión aprobado, en cumplimiento de los hitos del contrato. 22.1.3 Relación de los costos y gastos ejecutados, soportados y vinculados directamente con las actividades del Programa. 22.2 Avances por Componentes del Programa: 22.2.1 Descripción de las actividades realizadas en cada componente durante la vigencia correspondiente. 22.2.2 Porcentaje de avance alcanzado en cada componente. 22.2.3 Inconvenientes presentados y medidas correctivas adoptadas. 22.3 Ejecución de los Contratos Derivados: 22.3.1 Fecha de inicio. 22.3.2 Fecha de finalización del contrato. 22.3.3 Valor del contrato. 22.3.4 Nombre del proyecto. 22.3.5 Descripción de las actividades realizadas y sus porcentajes de avance según cronogramas de cada contrato. 22.3.6 Anticipo (si aplica) y seguimiento a su amortización. 22.3.7 Modificaciones (adiciones, prórrogas, suspensiones). 22.3.8 Registro fotográfico del avance de cada componente del Programa. 22.3.9 Descripción detallada de la ejecución de los recursos: valor total del contrato, adiciones, pagos y desembolsos. 22.4 Inconvenientes presentados y medidas correctivas adoptadas. 22.5 Las alertas, riesgos y medidas de mitigación a implementar. 22.6 GECELCA remitirá como anexo al MME, los informes de interventoría de los respectivos meses que se causen, los informes aportados serán los que ya están aprobados por GECELCA. Dicho informe, deberá contener 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. 22.7 Cualquier otra información que el MINISTERIO o la interventoría requieran para efectos de verificación de los avances mínimos exigidos para los desembolsos.
--	--

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	22.8 Aspectos Financieros del Programa frente al Encargo Fiduciario 22.8.1 Valores desembolsados por el MME 22.8.2 Recursos pagados bimestralmente con los respectivos soportes 22.8.3 Rendimientos generados. 22.9 Rendimientos girados al Tesoro Nacional (se debe adjuntar el soporte de la transferencia vía SEBRA mensualmente.) 22.10 Recursos disponibles. 22.11 Recursos comprometidos 22.12 Aspectos Financieros del Programa frente al pago de la administración de recursos. 22.12.1 Saldo inicial de la subcuenta destinada a la remuneración de GECELCA. 22.12.2 Movimientos de la subcuenta durante el período reportado (depósitos, transferencias, retiros). 22.12.3 Saldo disponible al final del período. 22.12.4 Valores pagados a GECELCA por administración de recursos. 22.12.5 Fecha y concepto de cada pago con soportes y comprobantes relacionados 22.12.6 Porcentaje de ejecución relación entre los recursos recibidos y los efectivamente pagados a GECELCA. 22.12.7 Porcentaje de ejecución de los recursos desembolsados respecto al avance total del Programa y lo causado por GECELCA.
2.2.3 obligaciones o compromisos del Ministerio:	OBLIGACIONES ESPECIFICAS DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA: 1. Para dar cumplimiento al Componente 1 del Anexo Técnico del presente contrato, el Ministerio de Minas y Energía —MME— en ejercicio de su función reglamentaria en materia de focalización, será el encargado de definir y aplicar los criterios de focalización de recursos a nivel departamental, conforme a la normatividad vigente y a los lineamientos que para el efecto se expidan. Sin perjuicio de lo anterior, y de manera complementaria a la reglamentación que adopte el MME, en el Anexo 1.2 – Memoria de Estudios Técnicos Colombia Solar se presenta la metodología para la definición del orden de ejecución anual, la cual constituye un insumo técnico necesario para el desarrollo del Componente 2 del Anexo Técnico del presente contrato. 2. Para dar cumplimiento al Componente 3 del Anexo Técnico del presente contrato el Ministerio de Minas y Energía —MME— deberá: 2.1 MME como parte de la obligación establecida en el Decreto 0972 del 2025 sobre la Focalización y Priorización de

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	---

	Usuarios a Beneficiar, entregará a GECELCA una selección muestral como resultado de la Metodología Reglamentada, para que este pueda realizar las actividades del componente 3 de Caracterización Social de Beneficiarios 2.2 En caso de que el MME disponga de información que resulte pertinente para la ejecución del presente componente, la suministrará a GECELCA como apoyo a dicha implementación, sin que ello constituya un requisito previo o condicionante para el inicio de la caracterización. 2.3 Las demás gestiones, trámites o actuaciones que se requieran para asegurar el adecuado cumplimiento de las actividades previstas en el Componente, de acuerdo con las necesidades que se identifiquen durante su ejecución. 2.4 Para el primer año de ejecución del presente contrato o hasta que se expida la reglamentación correspondiente, el MINISTERIO entregará a la Mesa Técnica la selección muestral que utilizará GECELCA para el desarrollo del componente 3, a partir de la caracterización departamental, la focalización de recursos disponibles por departamentos y el orden de ejecución anual definido en el Anexo Técnico del presente contrato, aplicándose la metodología transitoria definida en este mismo anexo. 3. Para dar cumplimiento al Componente 4 del Anexo Técnico del presente contrato el Ministerio de Minas y Energía —MME— deberá: 3.1 El Ministerio deberá evaluar el análisis realizado por GECELCA de la asignación final de los usuarios beneficiarios a cada proyecto en el marco de la Mesa Técnica, verificando que estos sean aptos para ser beneficiarios de acuerdo con las tipologías de solución definida; posteriormente, en el marco de la Mesa de Aprobación, deberá aprobar dicha asignación final. 3.2 El MME emitirá el concepto de favorabilidad sobre los proyectos, el cual habilitará la solicitud de ofertas técnicas y económicas vinculantes y la continuación del proceso de contratación adelantado por GECELCA, así como el desarrollo del Componente 5. 4. Para dar cumplimiento al Componente 5 del Anexo Técnico del presente contrato el Ministerio de Minas y Energía —MME— deberá: 5.1 El MME iniciará la estructuración de los contratos para la transferencia de activos y la AOM a partir del Componente 5, una vez GECELCA haya suscrito el contrato EPC correspondiente. 5.2 Los Activos entregados a GECELCA por los contratistas derivados son propiedad del MME. GECELCA actuará en nombre y representación del Ministerio para todos los efectos que se requieran en el desarrollo del presente componente. 5.3 El Ministerio de Minas y Energía (MME), (MME), en ejercicio de su capacidad jurídica y de conformidad con lo
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	previsto en los artículos 39.3 y 87.9 de la Ley 142 de 1994, con las modificaciones introducidas por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011, el artículo 8° del Decreto Legislativo 819 de 2020 y el parágrafo del artículo 34 de la Ley 2099 de 2021, se obliga a efectuar la transferencia del uso, goce o propiedad de los activos resultantes de la inversión de recursos del Programa Colombia Solar a las Personas Prestadoras del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica o a quienes se determinen en su oportunidad, bajo las siguientes condiciones: 5.3.1 La transferencia se realizará mediante contratos especiales regulados por el derecho privado, garantizando que los bienes aportados no se incluyan en el cálculo de tarifas y que su valor conste en el presupuesto de la entidad. 5.3.2 La transferencia los activos se realizará previa autorización expresa del MME, respetando las restricciones de cesión, garantía o contratación adicional previstas en la normativa aplicable. 5.3.3 La transferencia de los activos se realizará previa autorización expresa del MME, respetando las restricciones de cesión, garantía o contratación adicional previstas en la normativa aplicable. 5.3.4 La Administración Operación y Mantenimiento (AOM) por parte del OPERADOR DE RED iniciará sus actividades únicamente una vez finalizado el período de un (1) año correspondiente a la AOM que recae sobre el contrato EPC garantizando que el inicio de sus funciones se ajuste al cronograma y condiciones establecidas en dicho contrato. 5.4 El MME Entregará la infraestructura construida, mediante Acta de Entrega de infraestructura suscrita por El MINISTERIO, El GECELCA Y el COMERCIALIZADOR ; la 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. 5.5 Las demás gestiones, trámites o actuaciones que se requieran para asegurar el adecuado cumplimiento de las actividades previstas en el Componente, de acuerdo con las necesidades que se identifiquen durante su ejecución. 6. Para dar cumplimiento al Componente 8 del Anexo Técnico del presente contrato el Ministerio de Minas y Energía —MME— deberá: 6.1. Emitir los lineamientos y contenidos estratégicos para la implementación del Componente 8, bajo los principios de la Transición Energética Justa. 6.2. Realizar las gestiones y trámites necesarios, en su rol de cabeza de sector, para asegurar la coherencia política y
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	técnica de las actividades de sensibilización, divulgación y capacitación ejecutadas en territorio. 6.3. Definir la identidad visual oficial del Programa Colombia Solar y establecer los parámetros gráficos para las vallas informativas y piezas de comunicación. 6.4. Elaborar las piezas audiovisuales, gráficas y boletines informativos oficiales que describan la estructura y los beneficios globales del Programa, sirviendo como insumo comunicacional para todos los actores involucrados. 6.5. Liderar las campañas de difusión nacional en medios de comunicación masiva, orientadas a posicionar el programa y promover el autoabastecimiento energético en los estratos 1, 2 y 3. 6.6. Liderar la narrativa institucional mediante la difusión de historias de vida y testimonios de beneficiarios, orientados a visibilizar los avances en justicia energética a nivel nacional. 6.7. Articular y mantener actualizado el micrositio del Programa Colombia Solar en el portal web del MME o del sector, garantizando el acceso público a la información y la transparencia en la gestión. 6.8. Las demás gestiones, trámites o actuaciones que se requieran para asegurar el adecuado cumplimiento de las actividades previstas en el Componente, de acuerdo con las necesidades que se identifiquen durante su ejecución. OBLIGACIONES GENERALES DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA: 1. Girar al Encargo Fiduciario que constituya GECELCA S.A. E.S.P los recursos que con cargo al Proyecto de inversión del Programa Colombia Solar, de acuerdo con lo establecido en la CLÁUSULA CUARTA. 2. Supervisar por medio de quien el ordenador del gasto designe por escrito o el equipo del Programa Colombia Solar adscrito a la Dirección de Energía o al Viceministerio de Energía, la ejecución y cumplimiento de las obligaciones que GECELCA S.A. E.S.P ha asumido en desarrollo del objeto de este contrato. 3. Enviar toda la información técnica disponible que posea y que sirva de soporte a los procesos de contratación que debe desarrollar el GECELCA S.A. E.S.P. 4. Suscribir con GECELCA S.A. E.S.P. el acta de inicio, suspensión, energización, liquidación parcial y/o final y demás que resulten necesarias en desarrollo del presente contrato 5. Instruir a GECELCA S.A. E.S.P. sobre la manera de actuar en el evento de presentarse situaciones que comprometan las metas anuales de capacidad instalada nominal señaladas en el Anexo Técnico y los considerandos del presente Contrato. 6. Pagar la remuneración en los términos previstos en la CLÁUSULA QUINTA.
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	---

	7. Recibir energizados los activos que se construyan como resultado de la ejecución de los recursos del Programa Colombia Solar. 8. En caso de que dentro de los contratos derivados sea necesario obtener la disponibilidad predial mediante la expedición de una declaratoria de utilidad pública para predios específicos o para la atención de asuntos técnicos relacionados, MME tramitará dicha declaratoria conforme a la solicitud presentada por el contratista o la entidad ejecutora, garantizando el cumplimiento de los procedimientos legales aplicables. 9. Aprobar las garantías establecidas en el presente contrato, una vez constituidas en los términos aquí estipulados. 10. Enviar a la Fiduciaria certificación expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, donde conste que los recursos aportados son inembargables y exentos del Gravamen a los Movimientos Financieros y a Retenciones en la Fuente. 11. Controlar a través de la supervisión y/o interventoría (estas en el marco de sus competencias) el cumplimiento del cronograma aprobado para cada uno de los contratos derivados en Anexo 5.1. Cronograma y Flujo de Fondos o el que lo modifique o sustituya. 12. Documentar los desembolsos y ajustes de los recursos que se hagan al encargo fiduciario y controlar el balance presupuestal del mismo. 13. 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. 14. Informar y remitir, a través del supervisor del contrato del MME, 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 15. Revisar y aprobar el informe BIMESTRAL remitido por GECELCA emitiendo 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. 16. Verificar el estado de cuenta financiero, incluido los recursos no ejecutados y rendimientos financieros de los recursos del programa Colombia Solar, cierre de cuenta bancaria y liquidación del Encargo Fiduciario suscrito. 17. La SUPERVISIÓN del MME deberá garantizar el cumplimiento del principio de publicidad, exigiendo a GECELCA el cargue de todos los documentos, evidencias y anexos, que demuestren el cumplimiento del objeto contractual a través de la plataforma transaccional SECOP II, y/o la que haga sus veces.
--	--

	18. Ser informado por parte de GECELCA de cualquier perturbación del uso de la Infraestructura, así como cualquier daño causado a la misma, en un término no mayor a tres (3) días calendario contadas a partir de la presentación de la notificación que el contratista derivado realice a GECELCA durante el primer año de AOM. 19. Las demás que sean necesarias para el logro del objeto del Contrato.
2.2.4 Plazo de ejecución:	El plazo de ejecución del Contrato Interadministrativo es de CINCO (05) AÑOS, contados a partir de la suscripción del Acta de Inicio, previo los requisitos de perfeccionamiento y ejecución. Parágrafo: El plazo del presente Contrato podrá prorrogarse de mutuo acuerdo como consecuencia de las necesidades técnicas de los Contratos Derivados, asociadas a la implementación de las distintas soluciones y al período de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) incluido en los mismos.
2.2.5 ugar de ejecución:	El lugar de ejecución del presente CONTRATO será la ciudad de Barranquilla, sin perjuicio de lo cual, podrán trasladarse a diferentes sitios donde sea necesario para el desarrollo de las actividades propias del mismo. En todo caso, el domicilio contractual para efectos legales y fiscales será la ciudad de Bogotá D.C.
2.2.6 ocumentos técnicos requeridos. (Permisos, autorizaciones, licencias cuando se requieran):	Las normas, documentos técnicos y otros, que se deriven de la naturaleza del objeto contractual o de las actividades relacionadas con las obligaciones contractuales, corresponden a las debidas autorizaciones dadas por el Comité de Contratación del MME y la Junta Directiva de GECELCA S.A E.S.P. Anexo 0. Anexo Técnico Contrato Interadministrativo Gecelca Anexo 1. Análisis Técnico Anexo 1.1. Estudios Técnicos Colombia Solar G Anexo 1.2. Memorias Estudios Técnicos Colombia Solar GECELCA Anexo 1.3. Cotizaciones Anexo 1.4. Cálculo Porcentaje de Sostenibilidad Anexo 2. Matriz de Actividades – Requisitos Mínimos Anexo 3. Costeo Administración Gecelca Anexo 4. Plan Social Anexo 5. Cronograma y Flujo de Fondos Anexo 5.1. Cronograma y Flujo de Fondos Anexo 5.2. Cronogramas por tipo de solución solar Fotovoltaica

	Anexo 6. Flujograma Gececla – MME Anexo 7. Criterios Mínimos para Caracterización de Usuarios Anexo 8. Copia del concepto aportado por GECELCA en el que se señala su calidad de exento del impuesto de timbre.																								
2.2.7 Valor:	El valor del presente Contrato es de CUATRO BILLONES DOSCIENTOS CINCO MIL VEINTISIETE MILLONES SETECIENTOS CINCUENTA Y UN MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y NUEVE PESOS (\$4.205.027.751.839) M/CTE, distribuidos así: <table><tr><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>Total</td></tr><tr><td>\$ 180.679.853.276,00</td><td>\$ 1.612.804.135.721,00</td><td>\$ 1.158.084.944.644,00</td><td>\$ 473.363.731.711,00</td><td>\$ 780.095.086.487,00</td><td>\$ 4.205.027.751.839,00</td></tr></table> IMPUTACIÓN PRESUPUESTAL: Mediante Radicado 2025430000255 del 12 de noviembre de 2025 expedido por la Dirección de Programación de Inversiones Públicas del Departamento Nacional de Planeación - DNP y el Radicado 2-2025-072600 del 21 de noviembre de 2025 expedido por Consejo Superior de Política Fiscal – CONFIS, se obtuvo la aprobación del Cupo de Vigencia Futura, bajo los siguientes montos: <table><tr><th>VIGENCIA</th><th>VALOR</th></tr><tr><td>2026</td><td>\$361.359.706.552</td></tr><tr><td>2027</td><td>\$1.967.630.160.573</td></tr><tr><td>2028</td><td>\$1.974.541.897.666</td></tr><tr><td>2029</td><td>\$1.978.788.488.539</td></tr><tr><td>2030</td><td>\$1.983.051.771.694</td></tr></table>	2026	2027	2028	2029	2030	Total	\$ 180.679.853.276,00	\$ 1.612.804.135.721,00	\$ 1.158.084.944.644,00	\$ 473.363.731.711,00	\$ 780.095.086.487,00	\$ 4.205.027.751.839,00	VIGENCIA	VALOR	2026	\$361.359.706.552	2027	\$1.967.630.160.573	2028	\$1.974.541.897.666	2029	\$1.978.788.488.539	2030	\$1.983.051.771.694
2026	2027	2028	2029	2030	Total																				
\$ 180.679.853.276,00	\$ 1.612.804.135.721,00	\$ 1.158.084.944.644,00	\$ 473.363.731.711,00	\$ 780.095.086.487,00	\$ 4.205.027.751.839,00																				
VIGENCIA	VALOR																								
2026	\$361.359.706.552																								
2027	\$1.967.630.160.573																								
2028	\$1.974.541.897.666																								
2029	\$1.978.788.488.539																								
2030	\$1.983.051.771.694																								
2.2.7 Forma de pago:	FORMA Y CONDICIONES DE DESEMBOLSO DE LOS RECURSOS: Para la administración de los recursos objeto de este Contrato, GECELCA se obliga a constituir un encargo fiduciario, conforme a lo previsto en el presente Contrato. Los costos derivados de dicho encargo fiduciario serán asumidos por GECELCA con cargo a la remuneración que reciba por la administración de los recursos del programa Colombia Solar. El MINISTERIO realizará los desembolsos al Encargo Fiduciario previo al cumplimiento por parte de GECELCA de las condiciones que se señalan a continuación, dependiendo de la aprobación del Programa Anual Mensualizado de Caja – PAC por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. La ejecución de este Contrato se realizará conforme a la disponibilidad de los recursos en el Encargo Fiduciario. Para iniciar la ejecución de los contratos derivados asociados a las obligaciones de este Contrato, GECELCA deberá contar previamente con los recursos para cada desembolso en el Encargo Fiduciario.																								

	I- Desembolso año 2026 Un único desembolso, por valor de CIENTO OCHENTA MIL SEISCIENTOS SETENTA Y NUEVE MILLONES OCHOCIENTOS CINCUENTA Y TRES MIL DOSCIENTOS SETENTA Y SEIS PESOS M/CTE (\$180.679.853.276), correspondiente a los aportes del proyecto de inversión del Programa Colombia Solar para el primer año de ejecución, vigencia 2026, se efectuará previo cumplimiento de las siguientes condiciones: 1. Suscripción y entrega al MINISTERIO del Contrato de Encargo Fiduciario. 2. Presentación y aprobación, del MINISTERIO, de las garantías establecidas en el contrato. 3. Suscripción del Acta de Inicio, una vez se haya suscrito el contrato de encargo fiduciario y aprobado las garantías requeridas. 4. Presentación del Plan de ejecución de los recursos a girar en 2026. II- Desembolsos año 2027 El desembolso correspondiente al segundo año de ejecución del Programa Colombia Solar, por valor de UN BILLÓN SEISCIENTOS DOCE MIL OCHOCIENTOS CUATRO MILLONES CIENTO TREINTA Y CINCO MIL SETECIENTOS VENTIÚN PESOS M/CTE (\$1.612.804.135.721 m/cte), se realizará durante la vigencia 2027 mediante tres giros, dos por un valor de QUINIENTOS TREINTA Y SIETE MIL SEISCIENTOS UN MILLONES TRESCIENTOS SETENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS SETENTA Y CUATRO PESOS (\$537.601.378.574 m/cte) y uno por un valor de QUINIENTOS TREINTA Y SIETE MIL SEISCIENTOS UN MILLONES TRESCIENTOS SETENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS SETENTA Y TRES PESOS (\$537.601.378.573 m/cte), conforme a las siguientes condiciones: 1. Primer Giro – \$537.601.378.574 pesos m/cte: Se efectuará, previa presentación por parte de GECELCA: 1) El proyecto de presupuesto de gastos, que refleje la ejecución de los compromisos con cargo a la vigencia futura correspondiente a dicha anualidad, detallando la programación y aplicación de los mismos, conforme al cronograma actualizado del proyecto. 2) El informe de ejecución de actividades de la vigencia
--	---

	anterior derivadas de las obligaciones contractuales de GECELCA, con sus respectivos soportes documentales. 3) Una vez GECELCA acredite un avance mínimo del VEINTICINCO POR CIENTO (25%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2026. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 2. Segundo Giro – \$537.601.378.574 pesos m/cte: Se efectuará, previa presentación por parte de GECELCA: 1) El informe de ejecución de actividades, derivadas de las obligaciones contractuales de GECELCA, con sus respectivos soportes. 2) Una vez GECELCA acredite un avance mínimo del CUARENTA POR CIENTO (40%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2026. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 3. Tercer Giro – \$537.601.378.573 pesos m/cte: Se efectuará previa presentación por parte de GECELCA: 1) El informe de ejecución de actividades, derivadas de las obligaciones contractuales de GECELCA, con sus respectivos soportes. 2) Una vez GECELCA acredite un avance mínimo del CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2026. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 3- Desembolsos año 2028 El desembolso correspondiente al tercer año de ejecución del Programa Colombia Solar, por un valor total de UN BILLÓN CIENTO CINCUENTA Y OCHO MIL OCHENTA Y CUATRO MILLONES NOVECIENTOS CUARENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y CUATRO PESOS M/CTE (\$1.158.084.944.644 m/cte), se efectuará durante la vigencia 2028 mediante tres (3) giros.
--	--

	Durante la vigencia 2028 se efectuarán tres (3) giros, un giro por TRESCIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL VEINTIOCHO MILLONES TRESCIENTOS CATORCE MIL OCHOCIENTOS OCHENTA Y DOS PESOS M/CTE (\$386.028.314.882 m/cte) y dos giros por TRESCIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL VEINTIOCHO MILLONES TRESCIENTOS CATORCE MIL OCHOCIENTOS OCHENTA Y UN PESOS M/CTE (\$386.028.314.881 m/cte) y se realizará conforme a las siguientes condiciones: 1. Primer Giro – 386.028.314.882 pesos m/cte: El primer giro se realizará, previa presentación por parte de GECELCA: 1) El proyecto de presupuesto de gastos para el 2028, que refleje la ejecución de los compromisos con cargo a la vigencia futura correspondiente a dicha anualidad, detallando la programación y aplicación de los recursos conforme al cronograma actualizado del proyecto. 2) El informe de ejecución de actividades de la vigencia anterior, derivadas de las obligaciones contractuales de GECELCA, con sus respectivos soportes documentales. 3) Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del CIENTO POR CIENTO (100%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2026. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 4) Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del VEINTICINCO POR CIENTO (25%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2027. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 2. Segundo Giro – 386.028.314.881 pesos m/cte: El segundo giro se efectuará una vez verificados y certificados por la interventoría los siguientes avances: 1) El informe de ejecución de actividades, derivadas de las obligaciones contractuales de GECELCA, con sus respectivos soportes. 2) Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del TREINTA POR CIENTO (30%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2027. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada
--	---

	proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 3. Tercer Giro – 386.028.314.881 pesos m/cte: El tercer giro se efectuará una vez verificados y certificados por la interventoría los siguientes avances: 1) El informe de ejecución de actividades, derivadas de las obligaciones contractuales de GECELCA, con sus respectivos soportes. 2) Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del CUARENTA POR CIENTO (40%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2027. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 3- Desembolsos año 2029 Los recursos por CUATROCIENTOS SETENTA Y TRES MIL TRESCIENTOS SESENTA Y TRES MILLONES SETECIENTOS TREINTA Y UN MIL SETECIENTOS ONCE PESOS M/CTE (\$473.363.731.711 m/cte), correspondientes a los aportes del proyecto de inversión del Programa Colombia Solar para el cuarto año de ejecución —vigencia 2029—, serán desembolsados por el MINISTERIO mediante dos giros, uno por un valor de DOSCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y UN MILLONES OCHOCIENTOS SESENTA Y CINCO MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y SEIS PESOS M/CTE (\$236.681.865.856 m/cte) y uno por un valor de DOSCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y UN MILLONES OCHOCIENTOS SESENTA Y CINCO MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y CINCO PESOS M/CTE (\$236.681.865.855 m/cte), conforme a las siguientes condiciones: 1. Primer Giro – 236.681.865.856 m/cte El primer giro se realizará, previa presentación por parte de GECELCA: 1) El proyecto de presupuesto de gastos para el 2029, que refleje la ejecución de los compromisos con cargo a la vigencia futura correspondiente a dicha anualidad, detallando la programación y aplicación de los recursos conforme al cronograma actualizado del proyecto. 2) El informe de ejecución de actividades de la vigencia anterior, derivadas de las obligaciones contractuales de GECELCA, con sus respectivos soportes documentales.
--	--

	3) Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del SESENTA POR CIENTO (60%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2027. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 4) Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del VEINTICINCO POR CIENTO (25%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2028. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 2. Segundo Giro – 236.681.865.855 m/cte El segundo giro se realizará, previa presentación por parte de GECELCA: 1) El informe de ejecución de actividades, derivadas de las obligaciones contractuales de GECELCA, con sus respectivos soportes. 2) Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2027. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 3) Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del TREINTA POR CIENTO (30%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2028. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 3- Desembolsos año 2030 Un único desembolso, por valor de SETECIENTOS OCHENTA MIL NOVENTA Y CINCO MILLONES OCHENTA Y SEIS MIL CUATROCIENTOS OCHENTA Y SIETE PESOS M/CTE (\$780.095.086.487 m/cte), correspondiente a los aportes del proyecto de inversión del Programa Colombia Solar para el quinto año de ejecución, vigencia 2030, se efectuará previo cumplimiento de las siguientes condiciones:
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	1. El proyecto de presupuesto de gastos, que refleje la ejecución de los compromisos con cargo a la vigencia futura correspondiente a dicha anualidad, detallando la programación y aplicación de los recursos conforme al cronograma actualizado del proyecto. 2. El informe de ejecución de actividades de la vigencia anterior, derivadas de las obligaciones contractuales de GECELCA, con sus respectivos soportes. 3. Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del CIENTO POR CIENTO (100%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2027. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 4. Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del CUARENTA POR CIENTO (40%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2028. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. 5. Se realizará una vez GECELCA acredite el avance del VEINTICINCO POR CIENTO (25%) de la capacidad instalada nominal asociada a los recursos girados en la vigencia 2029. Dicho porcentaje deberá demostrarse mediante la presentación de un Informe Consolidado de Ejecución en el cual se certifique, por parte de la interventoría de cada proyecto, la capacidad instalada con punto de conexión aprobado. Parágrafo 1°.- Los desembolsos aquí previstos se efectuarán únicamente cuando el MINISTERIO haya verificado y aprobado el cumplimiento de los requisitos y condiciones establecidas en esta Cláusula. Parágrafo 2°.- Los desembolsos se realizarán a la cuenta de ahorros que informe GECELCA una vez celebrado el contrato de Encargo Fiduciario, para lo cual se allegará Certificación Bancaria de la misma. Parágrafo 3°.- Los valores de los desembolsos podrán ser parciales de acuerdo con la disponibilidad del programa Anual Mensualizado de Caja – PAC por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Parágrafo 4°.- 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 y no se encuentren comprometidos en la ejecución del programa, GECELCA, dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la declaratoria de terminación anticipada, deberá realizar los trámites ante el Encargo Fiduciario para reintegrar los recursos al Tesoro Nacional en la cuenta que para el efecto indique el MINISTERIO, junto con los rendimientos financieros generados por tales recursos, en el evento que aplique. Parágrafo 5°.- El MINISTERIO 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 o no se requieran en el cumplimiento de las metas asociadas al objeto del presente Contrato, previo acuerdo de las Partes. Parágrafo 6°.- De conformidad con el artículo 2.3.3.3.3 del Decreto 1551 de 2024, el artículo 16 y el inciso segundo del artículo 101 del Estatuto Orgánico del Presupuesto —compilado en el Decreto 111 de 1996—, los rendimientos financieros generados con recursos de la Nación pertenecen a la Nación y deben ser reintegrados en su totalidad. En consecuencia, GECELCA deberá trasladar a favor de la Nación los rendimientos financieros obtenidos por la administración de los recursos del presente contrato, aplicando la metodología de liquidación prevista en el artículo 2.3.5.3 del Decreto 1068 de 2015. El traslado de los rendimientos financieros deberá efectuarse mediante transferencia y/o consignación a la cuenta que informe la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, a más tardar dentro de los diez (10) días hábiles del mes siguiente al período objeto de cálculo, en los términos del artículo 2.3.5.6 del Decreto 1068 de 2015. El incumplimiento de esta obligación dará lugar a las sanciones previstas en la ley para el retardo o falta de traslado de rendimientos financieros, conforme al artículo 2.3.5.7 del Decreto 1068 de 2015. Parágrafo 7°.- En caso de que, para algún desembolso, GECELCA no acredite los porcentajes de avance asociados a la capacidad instalada nominal de cada vigencia, el MINISTERIO podrá realizar el respectivo desembolso, siempre y cuando GECELCA demuestre que ha comprometido los recursos asociados a dicha capacidad instalada con los respectivos Contratos Derivados.
2.2.9 Supervisión (indicar cargo del supervisor):	La supervisión se entenderá como el seguimiento administrativo, técnico, financiero, contable y jurídico a la ejecución del CONTRATO e incluye, entre otras actividades, verificar el cumplimiento de las condiciones pactadas en el presente documento, emitir su concepto sobre las solicitudes de cambio o ajustes al CONTRATO presentadas por cualquiera de las partes y solicitar oportunamente la modificación, adición, prórroga del CONTRATO, facilitar la coordinación de las actividades y apoyar la liquidación del CONTRATO cuando resulte aplicable, presentando los informes que se requieran para este

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	---	--

	propósito. Por su parte, GECELCA realizará el seguimiento del presente contrato mediante el Vicepresidente de Transición Energética y Nuevos Negocios, o quien la administración de GECELCA delegue. El supervisor de GECELCA realizará el control, seguimiento y control del CONTRATO para lo cual se adoptarán las funciones de supervisión detalladas en el Manual de Contratación de la generadora vigente o aquel documento que lo sustituya y en el oficio por medio del cual la Gerencia lo designa como supervisor, así como también en la normatividad vigente y aplicable de acuerdo con la naturaleza para el desarrollo del presente negocio. El Ministerio de Minas y Energía, realizará la supervisión del presente CONTRATO a través del director de Energía Eléctrica o quien el ordenador del gasto designe por escrito, quien deberá en el ejercicio de sus funciones observar lo dispuesto en el artículo 4 y el numeral 1° del artículo 26 de la Ley 80 de 1993 y los artículos 83 y 84 de la Ley 1474 de 2011, así como las funciones señaladas en el Manual de Contratación del Ministerio de Minas y Energía. PARÁGRAFO PRIMERO: Tanto GECELCA como el Ministerio de Minas y Energía, podrán designar supervisores diferentes a los citados en la presente Cláusula, lo cual será comunicado a la otra parte por escrito, sin que este hecho requiera modificación del CONTRATO. PARÁGRAFO SEGUNDO: En ningún caso podrán los supervisores de forma individual o conjunta exonerar a alguna de las partes o a alguno de los contratistas de las partes del cumplimiento o responsabilidad derivada de las obligaciones adquiridas contractualmente o por disposición legal, ni tampoco modificar los términos del presente CONTRATO.
2.2.10 Otras especificaciones (las demás cláusulas accidentales y de la naturaleza que se requieran):	Por tratarse de un Contrato Interadministrativo se incluirán las siguientes cláusulas: 1. Mesa Técnica de Ejecución. Para efectos de la coordinación de las actividades a que se refiere este Contrato y del seguimiento, control y supervisión de este, se conformará una Mesa Técnica integrada por las siguientes personas, los cuales tendrán voz y voto: i. El Supervisor del contrato o Representante de la Coordinación del Programa Colombia solar del Ministerio de Minas y Energía - MME o su delegado. x. Profesional Técnico y Financiero del Programa de Colombia Solar del Ministerio de Minas y Energía - MME xi. Profesional Jurídico del Programa de Colombia Solar del Ministerio de Minas y Energía - MME

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	---

	xii. La Vicepresidencia de Transición Energética y Nuevos Negocios de GECELCA o su delegado xiii. La Gerencia Jurídica de GECELCA o su delegado xiv. El Administrador del Contrato por parte de GECELCA o su delegado En esta Mesa Técnica podrán participar como invitados las personas que sus miembros consideren necesario para realizar el seguimiento a la ejecución del Contrato y sus Anexos con voz, pero sin voto. Las sesiones del comité se garantizarán bajo la modalidad presencial, virtual o híbrida, para lo cual se realizará como mínimo, a partir del mes en que se suscriba el presente Contrato, una sesión mensual en el marco de estas instancias y/o propiciar un espacio adicional que cumpla con lo descrito para la Mesa Técnica y que, en todo caso, deberá realizar las siguientes actividades: 1. Establecer las reglas y condiciones para la realización y desarrollo de la Mesa Técnica a lo largo del Contrato, teniendo en cuenta lo establecido en el presente numeral. 2. Elegir un secretario ejecutivo de la mesa y definir sus funciones y responsabilidades. El secretario ejecutivo puede ser un contratista, funcionario o trabajador de alguna de las partes. 3. Definir la ruta de trabajo para avanzar en la ejecución de los componentes 2 y 3, a partir de los resultados del ejercicio de focalización realizado por el Ministerio de Minas y Energía. 4. Validar los requisitos mínimos establecidos para realizar la solicitud de información a los terceros interesados en participar de las actividades del componente 2, Fase de Estructuración Contractual, y adicionar los que considere necesarios para la adecuada ejecución del Contrato. 5. Acordar el alcance de la caracterización social de beneficiarios del Programa y realizar los ajustes necesarios en la ejecución del componente 4.2.2.3.1. 6. Revisar y evaluar los proyectos viabilizados por GECELCA en la etapa del Componente 2, Fase de Diagnóstico de Mercado, y del Componente 3, Caracterización de Beneficiarios y de Proyectos, con el objetivo de recomendar a la Mesa de Aprobación aquellos que serán votados favorablemente para su ejecución, garantizando su alineación con los objetivos del programa y con los lineamientos definidos en las especificaciones técnicas. 7. Verificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas, las disposiciones legales, administrativas, financieras y presupuestales pactadas en el Contrato. 8. Adoptar un cronograma de trabajo general que incluya los hitos más relevantes de la iniciativa, el responsable de gestionar su cumplimiento y la semana en que se estima
--	---

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

	cumplir en atención a la fecha de suscripción del Contrato. También deberá hacer seguimiento y ajustar el cronograma cuando resulte necesario. 9. Hacer seguimiento a la contratación, adquisición o entrega de los bienes, obras y servicios financiados derivados de la ejecución del Contrato, incluyendo su concepto técnico para la adecuada ejecución de las actividades financiadas. 10. Hacer seguimiento a la contratación de las interventorías requeridas para los proyectos. 11. Informar sobre el estado de avance, cumplimiento o ejecución de las actividades a cargo de cada una de las Partes, indicando las acciones cumplidas y si hay lugar a ello, alertar o adoptar medidas para el cumplimiento del Contrato. 12. Identificar las necesidades de cambio o ajuste del Contrato, cuando haya lugar a ello, para recomendar a la Mesa de Aprobación los ajustes al contrato necesarios. 13. Verificar el informe final de actividades y sus soportes que se requieran para liquidar el Contrato y el acta de liquidación. 14. Conocer sobre los proyectos que finalizará la etapa de construcción e inicio de AOM (1 año) para hacer seguimiento a la entrega de la Administración, Operación y Mantenimiento de la infraestructura construida a los comercializadores para garantizar la sostenibilidad y operatividad de los proyectos. 15. Elaborar y suscribir el acta de la reunión de la Mesa Técnica de seguimiento a la ejecución del Contrato Interadministrativo. 16. Hacer seguimiento a los informes periódicos de ejecución, conforme a lo establecido en los pliegos de condiciones, contrato, anexo técnico u otros documentos contractuales. 17. Evaluar y aprobar cualquier modificación presupuestal que surja dentro del Contrato Interadministrativo. 18. Las matrices contractuales generales que serán utilizadas en la ejecución de los contratos derivados podrán ser discutidas y revisadas en su contenido y alcance 19. Definir los actos de inauguración de las soluciones fotovoltaicas realizadas en las diferentes regiones con criterios de austeridad en el gasto 20. Las demás previstas como convenientes y necesarias para facilitar la coordinación y gestión del Contrato Interadministrativo. Nota 1: QUÓRUM. La Mesa Técnica podrá sesionar y adoptar recomendaciones válidamente con la asistencia mínima de cuatro (4) de sus integrantes, siempre que se garantice la presencia de al menos dos (2) representantes del Ministerio de Minas y Energía – MME y dos (2) representantes de GECELCA.
--	--

	2. Mesa de Aprobación Para efectos de la aprobación de las actividades del componente 4 a que se refiere este Contrato, se conformará una Mesa de Aprobación integrada por las siguientes personas, los cuales tendrán voz y voto: i. El (la) Ministro (a) del Ministerio de Minas y Energía - MME o su delegado ii. El (la) Viceministro (a) de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía - MME o su delegado iii. El (la) Director (a) de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía - MME o su delegado iv. El (la) Secretario (a) General del Ministerio de Minas y Energía - MME o su delegado v. La Presidencia de GECELCA o su delegado. vi. La Vicepresidencia de Transición Energética y Nuevos Negocios de GECELCA o su delegado vii. La Vicepresidencia Financiera de GECELCA o su delegado viii. La Gerencia Jurídica de GECELCA o su delegado En esta Mesa de Aprobación podrán participar, como invitados, aquellas personas que sus integrantes consideren necesarias para el adecuado seguimiento a la ejecución del Contrato y sus Anexos. Estos invitados tendrán voz, pero no voto. Las sesiones de la Mesa se podrán adelantar de manera presencial, virtual o híbrida, ya sea en modalidad sincrónica o asincrónica, y servirán de soporte para el desarrollo del Componente 5. La mesa de aprobación tendrá como propósito que se evalúe los proyectos presentados en el Componente 2, incorporando los insumos, análisis y resultados obtenidos del Componente 3. Con fundamento en esta información, la Mesa de Aprobación emitirá el concepto de favorabilidad que permita solicitar ofertas técnicas y económicas vinculantes, de conformidad con el proceso de contratación adelantado por GECELCA, y continuar con el desarrollo del Componente 5. De igual forma, el Ministerio de Minas y Energía será responsable de definir la priorización de los usuarios que podrán ser beneficiarios del Programa Colombia Solar, una vez se cuente con la caracterización social y con los insumos derivados del Componente 3. Este proceso se realizará en el marco de sus competencias y en cumplimiento de lo previsto en el artículo 2.2.3.2.4.17 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 0972 de 2025, y se sujetará a la reglamentación aplicable sobre los criterios y mecanismos para la focalización y priorización de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Parágrafo 1: Para el desarrollo de los Componentes Primero y Cuarto, relacionados con la focalización y priorización de los usuarios
--	---

	beneficiados, caracterizados por GECELCA, las decisiones de priorización serán adoptadas de manera exclusiva por el Ministerio de Minas y Energía – MME, en el marco de sus competencias y de los lineamientos establecidos para el Programa Colombia Solar. La Mesa de Aprobación analizará las recomendaciones emitidas por la Mesa Técnica para adoptar la toma de decisiones en caso de que se requiera modificar el presente contrato. Parágrafo 2. QUÓRUM DECISORIO. La Mesa de Aprobación podrá sesionar y adoptar decisiones válidamente con la asistencia mínima de cinco (5) de sus integrantes, siempre que se garantice la presencia de al menos dos (2) representantes del Ministerio de Minas y Energía – MME y dos (2) representantes de GECELCA. Las decisiones se adoptarán por mayoría simple, entendida como el voto favorable de la mitad más uno de los miembros asistentes con derecho a voto, siempre que dentro de dicha mayoría se cuente con el voto favorable de al menos dos (2) representante del MME y deberán constar en actas numeradas de forma consecutiva y cronológica firmada por todos los asistentes. 3. Terminación Anticipada El presente Contrato podrá darse por terminado, en los siguientes eventos: 1. Por mutuo acuerdo entre las partes. 2. Cuando GECELCA no constituya o renueve las Garantías en los plazos señalados en la Cláusula Séptima. 3. Cuando la situación de orden público lo imponga y que con la debida comprobación se concluya por acuerdo de las Partes o, a falta de ello, mediante el mecanismo de conciliación extrajudicial. 4. Por el incumplimiento de las obligaciones a cargo de cualquiera de las partes 5. Por fuerza mayor o caso fortuito debidamente demostrados en la que se concluya por acuerdo de las Partes o, a falta de ello, mediante el mecanismo de conciliación extrajudicial. 6. Por el incumplimiento por parte del MINISTERIO de los plazos establecidos para efectuar los desembolsos a su cargo, de conformidad con lo previsto en el presente Contrato. 7. Por cambios normativos o regulatorios que afecten gravemente o hagan imposible la ejecución del presente Contrato. 9. Modificaciones Toda modificación o enmienda total o parcial del presente Contrato deberá estar justificada y constar por escrito, a través de otrosíes mediante la plataforma transaccional SECOP II.
--	--

	10. Cesión El presente Contrato no podrá ser transferido ni cedido en todo ni en parte por GECELCA a ninguna otra persona natural o jurídica sin el previo consentimiento expreso y escrito por parte del MINISTERIO. 11. Suspensión Podrá suspenderse temporalmente la ejecución de este Contrato por circunstancias de fuerza mayor o caso fortuito o por acuerdo entre las partes, para lo cual suscribirán un acta en donde conste el evento que ocasiona la suspensión. El tiempo de suspensión no se computará en el plazo del mismo. 12. Indemnidad En los documentos contractuales y/o pliegos, así como en los contratos que celebre GECELCA 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 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 de contratos que se celebren en el desarrollo de este Contrato o por la terminación de dichos contratos en cualquier evento, siempre y cuando no sea atribuible al MINISTERIO. GECELCA será responsable frente al MINISTERIO por deficiencias en el manejo de los recursos que éste le transfiera, tales como demoras en el pago de actas de avance de obra, o en la liquidación de los contratos que se desarrollen con recursos del Programa Colombia Solar, como parte del alcance del presente Contrato. En el evento que las demoras o retardos en la ejecución de los contratos derivados sean originados por el no desembolso o desembolso tardío por parte del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con lo establecido en el presente Contrato, no se entenderá como un incumplimiento del presente contrato por parte de GECELCA. 22. Solución de Controversias Sin perjuicio de los procedimientos establecidos para las multas y cláusula penal, toda controversia o diferencia relativa a este contrato en lo que tiene que ver con su desarrollo, ejecución, interpretación serán resueltas entre Las partes acudiendo a los mecanismos de solución previstos en la ley, como lo son la Conciliación, Amigable Composición o Transacción, para lo cual se requiere el mutuo acuerdo de las partes en la selección del mecanismo de solución del conflicto; una vez agotados estos mecanismos, o en caso de que no haya acuerdo en el mismo, las partes acudirán ante la Jurisdicción de lo Contencioso Administrativo. 23. Domicilio y notificaciones Todas las comunicaciones a que haya lugar en razón del presente contrato serán remitidas al MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
--	--

	mediante correo electrónico: menergia@minenergia.gov.co y a GECELCA al correo electrónico: info@gecelca.com.co Cualquier denuncia o circunstancia que afecte la transparencia e integridad en la ejecución de este contrato puede ser reportada al “Buzón de Transparencia e Integridad” mediante el siguiente link: https://transparencia.minenergia.gov.co/ 24. Fuerza mayor, caso fortuito y hecho de un tercero 25. Inhabilidades e incompatibilidades Las partes manifiestan bajo la gravedad del juramento que no se hayan incursas dentro de causal de inhabilidad e incompatibilidad establecidas en la Constitución nacional y/o en la ley, que les impida celebrar válidamente este contrato. GECELCA deberá adelantar las acciones necesarias para identificar y determinar aquellas situaciones que puedan generar conflictos de interés con sus Contratistas Derivados, debiendo informarlo a los interesados respectivos y, en todo caso, al Ministerio de Minas y Energía cuando dichas situaciones se presenten. 30. Legislación aplicable El presente contrato se regirá por la legislación de la República de Colombia. 31. Cláusula Penal: En el evento de incumplimiento parcial o total de este contrato por parte de GECELCA o en caso de declaratoria de Terminación Anticipada del Contrato por cualquiera de las causales previstas se causará una pena pecuniaria a cargo de GECELCA hasta del veinte por ciento (20%) del valor del contrato. Las Partes acuerdan que el pago de la pena extingue el cumplimiento de la obligación principal, por lo cual se entiende que la pena pactada presenta un carácter compensatorio referido al Daño Emergente y al Lucro Cesante. El monto de esta Cláusula Penal podrá ser deducido directamente de cualquier saldo adeudado a GECELCA. En caso de la existencia de incumplimiento parcial del objeto o las obligaciones contractuales, el MINISTERIO podrá dosificar la pena, aplicando el principio de proporcionalidad. El MINISTERIO podrá hacer efectivo el valor previsto para la cláusula penal pecuniaria de los saldos pendientes por pagar a GECELCA o cobrárselo directamente a éste, o hacerlo efectivo con cargo a la Garantía de 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, por lo cual se entiende que el MINISTERIO no renuncia a exigir perjuicios adicionales en caso de que los mismos se hayan materializados.
--	---

	32. Verificación sarlaft En los procesos que tengan como finalidad la constitución y suscripción de los Contratos derivados, se deberá verificar previamente el Sistema para la Administración del Riesgo del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo – SARLAFT. GECELCA se abstendrá de suscribir contrato alguno para el cumplimiento del objeto del presente contrato, con personas naturales y/o jurídicas bien sean nacionales o extranjeras, cuando éstas o los integrantes de sus Juntas Directivas, apoderados o representantes, sus accionistas y demás relacionados, estén incurso en investigaciones de tipo penal, fiscal, administrativa o disciplinaria, que guarden relación con corrupción, lavado de activos, actividades ilícitas, financiamiento al terrorismo o se encuentren incluidas en listas SARLAFT o la adoptada por la Oficina de Control de Activos Extranjeros-OFAC. Igual proceder realizará con aquellos que presenten información falsa, inconsistente o inexacta o que no esté conforme con los soportes y anexos que se aporten, respecto de los cuales no haya sido posible efectuar las aclaraciones del caso. 32. Causales eximentes de responsabilidad civil contractual: Las partes acuerdan como causales eximentes de responsabilidad civil contractual cuando la inejecución, el cumplimiento parcial, tardío o defectuoso de las obligaciones derivadas del presente contrato, se produzca por la ocurrencia de cualquiera de los siguientes eventos: 1.Caso Fortuito o Fuerza Mayor: Entendidos conforme al artículo 64 del Código Civil como el imprevisto o el irresistible que no es posible evitar ni superar, aun empleando la mayor diligencia. La Parte afectada deberá demostrar la ocurrencia y nexo causal del evento. 2 El incumplimiento generado exclusivamente por el hecho de un tercero ajeno a las Partes, imprevisible e irresistible, conforme a las reglas generales de exoneración de responsabilidad civil. 3. Cualquier actuación, omisión, negligencia, conducta o incumplimiento del acreedor de una cualquiera de las prestaciones derivadas del presente contrato que impida, dificulte o haga imposible el cumplimiento de la obligación, o que concurra causalmente en la producción del daño, de conformidad con los artículos 1604 y 1616 del Código Civil 4. Cuando el deudor de una cualquiera de las prestaciones derivadas del presente contrato haya desplegado la diligencia exigida por la naturaleza de la obligación y no obstante ello la obligación no pueda cumplirse por circunstancias no imputables a su conducta. 5. Cuando se acredite que el supuesto daño no es consecuencia directa ni necesaria del incumplimiento contractual alegado, según las reglas de los artículos 1613 y 1614 del Código Civil.
--	--

	6. Cuando medie actuación, decisión o medida legítima de autoridad pública competente que haga imposible el cumplimiento, siempre que sea imprevisible, irresistible y ajena al deudor de la correspondiente prestación derivada del presente contrato. 7. Por las demás causales de exoneración legalmente reconocidas en la legislación colombiana aplicable a este Contrato Interadministrativo, o por cualquier otra causal eximente de responsabilidad civil contractual reconocida por la jurisprudencia nacional que excluya la culpa o la imputabilidad del deudor de la correspondiente prestación derivada del presente contrato. Parágrafo: La Parte que invoque cualquiera de las causales aquí previstas deberá probar su existencia y la imposibilidad de prevenir o superar sus efectos, conforme a las cargas probatorias establecidas en el Código General del Proceso 33. Multas: Si durante la ejecución del Contrato se generaran incumplimientos por parte de GECELCA, se causarán las Multas que se tallarán en las siguientes cláusulas. Las Multas a las que se refiere la presente Sección son apremios a GECELCA para el cumplimiento de sus obligaciones y, por lo tanto, no tienen el carácter de estimación anticipada de perjuicios, de manera que pueden acumularse con cualquier forma de indemnización, en los términos previstos en el artículo 1600 del Código Civil. El pago o el Descuento de dichas Multas no exonerará a GECELCA de ejecutar o terminar las obligaciones del presente Contrato. El MINISTERIO podrá multar a GECELCA, por cada incumplimiento de las obligaciones asumidas, hasta en un 2.5% del valor total de la remuneración a que tenga derecho. 34. Plazo de cura y pago de multas: Plazo de Cura. GECELCA contará con un Plazo de Cura para subsanar el incumplimiento detectado. Este Plazo de Cura será determinado por el MINISTERIO, con base en la gravedad del incumplimiento y el tiempo razonable requerido para su remediación. En ningún caso el Plazo de Cura podrá exceder de treinta (30) días calendario. Inicio del Plazo de Cura. El Plazo de Cura se contará a partir del día siguiente a la notificación formal realizada por el MINISTERIO a GECELCA respecto del incumplimiento. Vencido dicho plazo, si el incumplimiento persiste, se aplicarán las multas correspondientes a partir de la fecha en que GECELCA haya incurrido en el incumplimiento. Subsanación dentro del Plazo de Cura. Si GECELCA subsana plenamente el incumplimiento dentro del Plazo de Cura, conforme a lo señalado en este numeral, no se causará ni impondrá la multa correspondiente. Persistencia del incumplimiento. Vencido el Plazo de Cura sin que GECELCA haya subsanado el incumplimiento, se causarán y aplicarán
--	--

	las multas correspondientes hasta tanto GECELCA remedie el incumplimiento. Si el incumplimiento persiste por un período superior al previsto en el presente Contrato o en sus anexos, el MINISTERIO podrá adoptar las medidas adicionales establecidas en el régimen sancionatorio y en las disposiciones aplicables al Programa. Las Multas se pagarán o descontarán por parte de GECELCA Cuando GECELCA no realice el pago correspondiente, las Multas se descontarán de la RETRIBUCIÓN que GECELCA tenga por recibir en cada vigencia, de acuerdo con la estimación de retribuciones y desembolsos proyectados, conforme a lo previsto en la Cláusula Quinta. Estos descuentos se aplicarán de manera automática en los siguientes giros programados, hasta cubrir la totalidad del valor adeudado. 35. procedimiento para la imposición de multas. El procedimiento para la imposición de Multas será el previsto en el artículo 86 de la Ley 1474 de 2011 o en las normas que lo modifiquen, sustituyan o complementen. Cuando el MINISTERIO verifique que existe un incumplimiento que pueda generar la imposición de una Multa, y haya vencido el Plazo de Cura sin que GECELCA haya remediado dicho incumplimiento, el MINISTERIO enviará una Notificación a GECELCA informando el inicio del proceso de imposición de Multa. En dicha Notificación se indicará: una descripción clara y detallada de los hechos que originan la posible imposición de la Multa; los soportes y documentos técnicos que fundamentan la actuación; la explicación de las cláusulas u obligaciones contractuales presuntamente vulneradas; las consecuencias jurídicas que podrían derivarse, incluyendo la imposición de la Multa y las acciones contractuales aplicables; el plazo razonable que se otorga a GECELCA para presentar sus descargos, determinado con base en la gravedad del incumplimiento alegado La audiencia para debatir los hechos y escuchar la defensa de GECELCA se realizará dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes al vencimiento del plazo otorgado para presentar los descargos. GECELCA deberá presentar sus descargos a más tardar en la fecha establecida para ello, adjuntando las pruebas pertinentes. Si GECELCA no presenta su contestación dentro del plazo, podrá hacerlo verbalmente en la audiencia. El MINISTERIO podrá suspender la audiencia para estudiar la información y pruebas aportadas. El acto administrativo mediante el cual se imponga la Multa señalará expresamente la fecha de inicio de su causación. En aplicación de la compensación, el valor de las Multas contenidas en acto administrativo ejecutoriado podrá ser descontado por el
--	--

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	--

	MINISTERIO de cualquier suma que este deba reconocer o desembolsar a GECELCA, incluyendo las retribuciones previstas en la Cláusula Quinta. La imposición de Multas no exonera a GECELCA del cumplimiento de las obligaciones pactadas en el presente Contrato ni limita la facultad del MINISTERIO para adoptar otras medidas contractuales a que haya lugar. 36. Exclusión de relación laboral. Las partes dejan expresa constancia de que ninguno de sus empleados 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
--	--

3 Modalidad de Selección y su justificación, incluyendo los fundamentos jurídicos.

Teniendo en cuenta la naturaleza jurídica de las partes contratantes, esto es, la de entidades públicas del orden nacional, la presente contratación se hará mediante la modalidad de Contrato Interadministrativo, 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, establece:

Capítulo 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 descentralizadas 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.

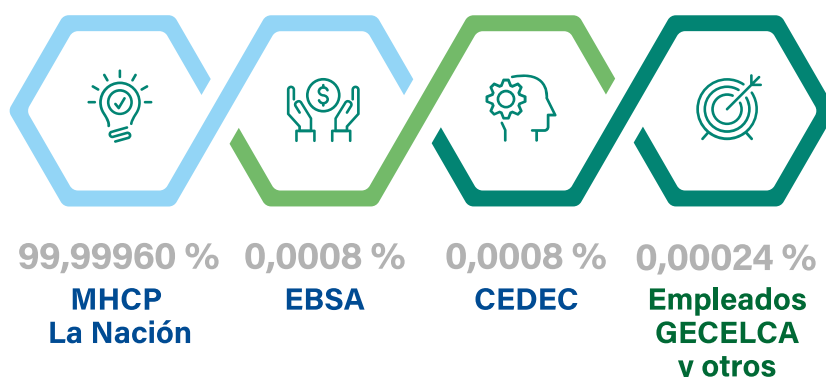
Sobre este punto, el numeral 4 literal c, del artículo 2 de esta última Ley 1150 de 2007, establece: "4. Contratación directa. La modalidad de selección de contratación directa solamente procederá en los siguientes casos:

“(...) 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. (...)”

Se destaca que la composición accionaria de GECELCA es la siguiente.

Ilustración 1 Composición Accionaria GECELCA



Lo que se traduce en que más de un 50% de aportes de capital de la empresa es público, y, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 14.6 del artículo 14, “Empresa de servicios

públicos mixta. Es aquella en cuyo capital la Nación, las entidades territoriales, o las entidades descentralizadas de aquella o éstas tienen aportes iguales o superiores al 50%". En tal sentido GECELCA, es una empresa de servicios públicos con capital público.

Esta participación estatal determinante permite, a pesar de su estructura societaria mixta, que esté habilitada para celebrar contratos interadministrativos con otras entidades estatales en los términos del literal c) del numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007 y de acuerdo con lo previsto en el artículo 95 de la Ley 489 de 1998, que señala:

“ARTÍCULO 95.- Asociación entre entidades públicas. Las entidades públicas podrán asociarse con el fin de cooperar en el cumplimiento de funciones administrativas o de prestar conjuntamente servicios que se hallen a su cargo, mediante la celebración de convenios interadministrativos o la conformación de personas jurídicas sin ánimo de lucro”.

Idoneidad para suscribir el Contrato Interadministrativo con el Ministerio de Minas y Energía (MME) para el desarrollo del Programa Colombia Solar.

La prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia se atiende en cuatro (4) grandes frentes que conforman la cadena de prestación del servicio: i) Generación, ii) Transmisión, iii) Distribución y iv) Comercialización.

La Ley 142 de 1994, claramente señaló que tales labores son “actividades complementarias” del servicio público domiciliario y se encuentran sujetas a los parámetros establecidos en dicha disposición.

El concepto genérico de la actividad de generación ha sido definido por la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, como la “producción de energía eléctrica a partir de cualquier tipo de fuente.”

Así mismo la actividad de generación, encuentra una serie de derivaciones que han venido siendo implementadas tanto en la reglamentación como en la regulación, entre otras: i) Autogeneración a pequeña y gran escala, colectiva, remota, ii) generación distribuida.

Por otra parte, el artículo 7° de la Ley 143 de 1994 dispone:

En las actividades del sector podrán participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, los cuales gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia, de conformidad con los artículos 333, 334 y el inciso penúltimo del artículo 336 de la Constitución Nacional, y el artículo 3 de esta Ley.

En los casos señalados por la ley, para operar o poner en funcionamiento los proyectos, se deberán obtener de las autoridades competentes los permisos respectivos en materia ambiental, sanitaria, uso de aguas y los de orden municipal que sean exigibles.

PARÁGRAFO. La actividad de comercialización sólo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución y

por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la comisión de regulación de energía y gas.

En aplicación de lo antes señalado, la GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. – GECELCA S.A. E.S.P., desarrolla la actividad de generación, conformándose como una Empresa de Servicios Públicos de propiedad mayoritaria del Estado, cuyas condiciones de operatividad se expresan más adelante en este documento.

El desarrollo del objeto propio de GECELCA guarda relación con lo dispuesto por el inciso 1° del artículo 18 de la Ley 142 de 1994:

Objeto. La Empresa de servicios públicos tiene como objeto la prestación de uno o más de los servicios públicos a los que se aplica esta Ley, o realizar una o varias de las actividades complementarias, o una y otra cosa...

Como ya se manifestó, el mercado de energía eléctrica en nuestro País se fundamenta en el principio de la libre competencia, sin limitación territorial, para lo cual la Ley 142 de 1994, estableció:

ARTÍCULO 23. Ámbito territorial de operación. Las empresas de servicios públicos pueden operar en igualdad de condiciones en cualquier parte del país, con sujeción a las reglas que rijan en el territorio del correspondiente departamento o municipio.

Por otra parte, el Programa COLOMBIA SOLAR se crea como una política energética liderada por el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, orientada a promover la autogeneración con energía solar, en cualquiera de sus modalidades, para los usuarios de los estratos 1,2 Y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de las Zonas No Interconectadas (ZNI), como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios, en el marco de la Transición Energética Justa.²

Con la finalidad de ejecutar el Programa, cuyo liderazgo le fue asignado al Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta, además, que las zonas del territorio nacional con más utilización de energía eléctrica son aquellas que integran el Sistema Interconectado Nacional-SIN, y que los consumos (y por tanto los subsidios) se incrementan en las áreas con temperaturas más elevadas, como acontece con la Región Caribe, COLOMBIA SOLAR ha pretendido iniciar su ejecución beneficiando a los usuarios de los estratos residenciales 1, 2 y 3 de esta Región, para lo cual se ha buscado el contar con la participación de una ESP del Estado que coadyuve en el logro de la finalidad para la cual fue concebido el Programa.

Es aquí en donde surge la figura de GECELCA, como vehículo operativo que conduzca, de la mano del Ministerio de Minas y Energía, a la consecución de las metas pretendidas con la creación del Programa.

² Artículo 2.2.3.2.4.13. del Decreto 1073 de 2015 (adicionado por el Decreto 0972 de 2025)

El enfoque principal del programa COLOMBIA SOLAR, es el de fomentar la generación de energía renovable mediante el aprovechamiento de la radiación solar, como mecanismo de solución tarifaria para la población más vulnerable en las zonas de mayor alto costo del servicio, siendo la más relevante, dentro de este esquema, la región caribe.

El Programa COLOMBIA SOLAR y GECELCA, tienen entonces el objetivo de construir soluciones de generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER, teniendo la claridad que la relación entre los usuarios beneficiados y el Ministerio de Minas y Energía como propietario de los activos resultantes, lo cual aplicará también a GECELCA, se realizará a través de una persona encargada de adelantar las labores de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM de la infraestructura resultante, con el consecuente manejo tarifario que corresponda.

Para lo anterior, los llamados a adelantar las labores de AOM son los Operadores de Red, personas jurídicas con amplia experiencia en la administración de programas sociales masivos, con manejo de miles de usuarios, conocedores, por ser su actividad principal, de los pormenores propios de la comercialización y por tanto, de la entrega de energía eléctrica domiciliaria.

Así, la relación de GECELCA con el Ministerio de Minas y Energía, en lo relativo a la construcción de infraestructura de generación, se complementará y finalizará con la transferencia de la propiedad o del uso y goce de los activos para su correspondiente sostenibilidad, siendo este el momento a partir del cual se comenzarán a concretar los efectos sociales hacia el futuro.

El contrato interadministrativo tiene por objeto la administración de recursos del Programa Colombia Solar y la gestión de los proyectos necesarios para implementar soluciones solares fotovoltaicas (SSFV) a usuarios de estratos 1, 2 y 3 del SIN, conforme a sus anexos.

Los recursos para la implementación del Programa son aportados por el MME y se administran exclusivamente mediante un Encargo Fiduciario (cuenta dedicada), sin mezclarse con la caja general de GECELCA. En estas condiciones, no se configura riesgo de apalancamiento financiero para GECELCA: los desembolsos los realiza el MME al Encargo con sujeción a la disponibilidad del PAC y al cumplimiento de hitos de ejecución; los rendimientos financieros generados por dichos recursos pertenecen a la Nación y se reintegran conforme a la regulación presupuestal; los pagos a terceros se ordenan contra avance certificado por interventoría.

GECELCA no está obligada a financiar con recursos propios el valor total del Programa (\$4,205,027,751,838 COP); su papel es administrar y gestionar conforme al contrato, y su remuneración es del 3,72% del valor del contrato, destinada a cubrir pólizas, constitución y operación del encargo y costos de gestión de los siguientes componentes:

Tabla 5 Componentes del Alcance

Componente	Responsable	Fuente de Recursos
Componente 1. Focalización		
1.1 Desarrollo de Focalización generalizada	MME	MME
Componente 2. Fase de Diagnostico de Mercado		
2.1 Sondeo de mercado para compra de proyectos solares fotovoltaicos en estado RTB y en construcción con avance mínimo del 40%	GECELCA	Costo Administración
2.2 Sondeo de mercado para la estructuración, diseños de ingeniería, construcción y puesta en marcha de proyectos de generación solar fotovoltaica	GECELCA	Costo Administración
Componente 3. Caracterización de Beneficiarios y de Proyectos		
3.1 Caracterización Social de Beneficiarios	GECELCA	Costo Administración
3.2 Caracterización Ambiental de Proyectos	GECELCA	Costo Administración
3.3 Caracterización Predial de Proyectos	GECELCA	Costo Administración
Componente 4. Evaluación y Viabilización		
4.1 Desarrollo de evaluación y viabilización	MME	MME
Componente 5. Adquisición e Implementación de Proyectos		
5.1 Debida Diligencia y adquisición de proyectos	GECELCA	Costo Soluciones
5.2 Contratación de factibilidad, ingeniería de detalle, procura, construcción y puesta en marcha de las soluciones de autogeneración solar	GECELCA	Costo Soluciones
Componente 6. Supervisión y/o Interventoría a la Ejecución de los Contratos Derivados del Contrato Interadministrativo		
6.2 Supervisión y apoyo a la supervisión	GECELCA	Costo Administración
6.1 Interventoría	GECELCA	Costo Soluciones
Componente 7. Transferencia de Activos, AOM, Monitoreo		
7.1 Transferencia de Activos	MME GECELCA	-MME - Costo Administración

7.2 AOM (1 año)	GECELCA	Costo Soluciones
7.3 AOM (25 años)	MME	MME

Componente	8.	Sensibilizaciones, socializaciones, Capacitación y divulgación
8.1	Desarrollo de sensibilizaciones, socializaciones, Capacitación y divulgación	MME - Costo Administración
		GECELCA

Los activos construidos son y permanecen en propiedad del MME y se transfieren para AOM, según el esquema definido, lo que reafirma el carácter de administrador de recurso, evitando la exposición patrimonial de GECELCA sobre tales bienes.

En 2024, los ingresos operacionales consolidados de GECELCA superaron los \$2,1 billones COP y la Revisoría Fiscal emitió opinión sin salvedades. La organización posee manuales y procedimientos para la preparación y revelación de información y utiliza tableros de control que mejoran la oportunidad y calidad del reporte. Estas señales de disciplina financiera y regulatoria se integran al modelo de ejecución propuesto para el contrato interadministrativo.

La propuesta ejecutiva para el desarrollo del Programa establece una gobernanza conjunta MME – GECELCA, una interventoría independiente para los contratos derivados, una supervisión desde el primer día y un tablero de KPIs con seguimiento periódicos (MW instalados, % de usuarios beneficiados, entre otros).

1. GECELCA: Naturaleza jurídica, historia y gobernanza

GECELCA es una empresa de servicios públicos mixta (sociedad anónima) que opera bajo el derecho privado para su actividad contractual, regida por las Leyes 142 y 143 de 1994. La Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) es su accionista mayoritario con participación cercana al 99,9996%, condición que habilita la contratación interadministrativa en el ámbito de su objeto social y funciones.

La compañía se constituyó en 2006 y entró en operación en el año 2007. En el año 2008, el canje de deuda pública de CORELCA consolidó la estructura accionaria con control estatal.

El grupo empresarial incluye GECELCA 3 S.A.S. E.S.P. (99,9998% de participación) y una participación del 42,51% en TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. (TEBSA) y del 30% en GR Parque Solar Sándalo II S.A.S. E.S.P. (Sándalo II).

La gobernanza corporativa se ejerce por medio de una Junta Directiva con representación del MHCP y del MME y comités de Auditoría y Riesgos, Inversiones y Finanzas, Técnico y Transformación Corporativa.

La gestión se soporta en certificaciones ISO 9001, ISO 14001 e ISO 45001, vigentes para comercialización y generación de energía, fortaleciendo la calidad, el desempeño ambiental y la seguridad y salud en el trabajo (SST). Tiene una planta de personal robusta y organizada.

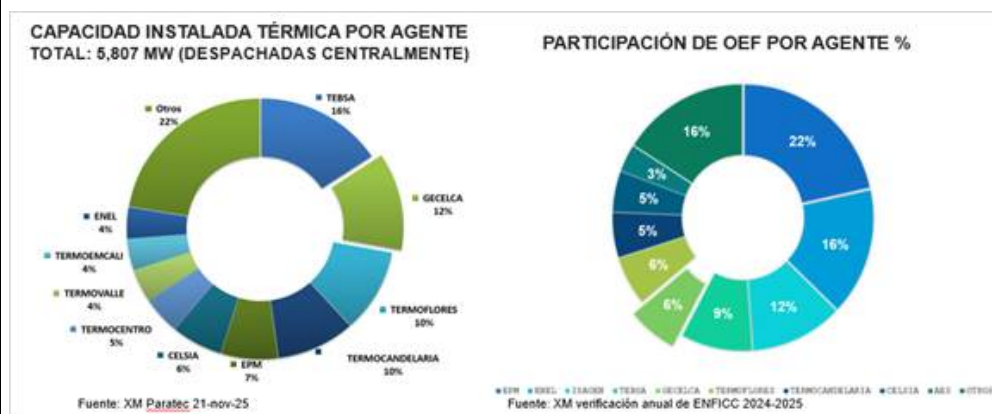
Esta arquitectura de gobierno y capacidades habilita a la Compañía para administrar recursos del Programa y garantizar trazabilidad técnica y fiduciaria.

2. Modelo de negocio y portafolio actual

GECELCA desarrolla su actividad bajo un modelo de negocio diversificado que combina generación, comercialización y representación en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Esta estructura le permite garantizar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y, al mismo tiempo, avanzar hacia la transición energética. El modelo se apoya en tres pilares:

- La generación y comercialización de energía eléctrica,
- La representación de excedentes de autogeneración y productores marginales, y
- La comercialización de gas por redes cuando se presentan excedentes en la operación térmica. Esta diversificación contribuye a estabilizar los flujos de ingresos y mitigar riesgos asociados a la volatilidad del mercado.

Ilustración 2 Capacidad de GECELCA



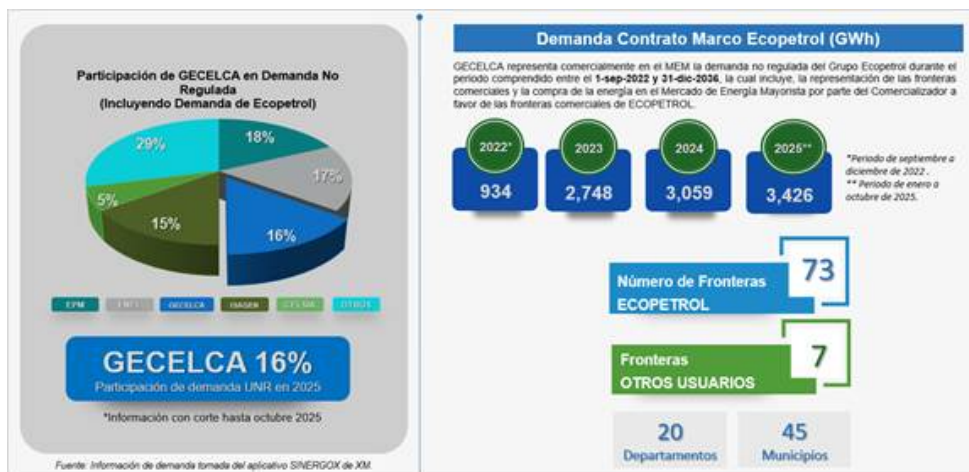
El portafolio actual de generación de GECELCA alcanza aproximadamente 709 MW efectivos, distribuidos en dos activos estratégicos.

La CENTRAL TERMOGUAJIRA, ubicada en Dibulla (La Guajira), cuenta con dos unidades térmicas que suman cerca de 275 MW y han sido históricamente fundamentales para la confiabilidad del sistema en la región Caribe.

Por su parte, la Central Gecelca 3, localizada en Puerto Libertador (Córdoba), opera con tecnología de lecho fluidizado que optimiza la eficiencia y reduce emisiones reguladas. Esta central está compuesta por dos unidades: GEC3, con una capacidad de 164 MW y GEC3.2 con 270 MW, para un total de 434 MW.

A estos activos se suma la participación del 42,51% en TEBSA, el 30% de Sándado II y la administración, operación y mantenimiento de un parque solar de 998,4 kWp y 6,5 MWh de almacenamiento de energía con baterías (Pondores) en Fonseca, La Guajira, que refuerzan la presencia de GECELCA en el parque de generación nacional, y la representación comercial de fronteras de ECOPETROL y CENIT, incluyendo nuevas fronteras en Reficar 220 kV desde noviembre de 2025.

Ilustración 3 Participación de Gecelca en la Demanda Regulada



En cuanto a las Obligaciones de Energía Firme (OEF), Termoguajira mantiene asignaciones hasta noviembre de 2027, mientras que GEC3 y GEC3.2 tienen vigencias hasta noviembre de 2032 y noviembre de 2035, respectivamente.

Una vez finalicen las OEF de Termoguajira se proyecta la generación de ingresos por participación en el mercado secundario, conforme a las reglas de ENFICC y el Precio de Escasez (PCC).

3. Cobertura territorial y presencia en zona

La sede administrativa en Barranquilla y la operación en La Guajira (Central Termoguajira y Pondores), Córdoba (Central G3 y Proyecto Sándado II) y potencialmente en un futuro en el Cesar, Bolívar y Sucre (con proyectos en evaluación y debidas diligencias por 689 MW), configuran una presencia robusta en el Caribe colombiano, con capilaridad suficiente para ejecutar proyectos solares distribuidos y microrredes. La distribución del personal entre sedes y frentes operativos facilita la logística de procura, obra, comisionamiento y legalización ante operadores de red.

GECELCA sostiene programas de relacionamiento comunitario en áreas de influencia — Territorios que avanzan, Educación que trasciende y Comunidades con buena energía— con una inversión social en el año 2024 de \$1.255 millones COP, un +42% respecto a 2023. Este enfoque social se alinea con los objetivos de Colombia Solar y la Transición Energética Justa.

4. Capacidad técnica y operativa

GECELCA opera y mantiene directamente cuatro unidades térmicas, con sistemas de control DCS y prácticas de seguridad, ambiente y calidad certificadas (ISO 9001/14001/45001). La tecnología de lecho fluidizado en GEC3/GEC3.2 optimiza consumos y mitiga emisiones reguladas, aportando confiabilidad al SIN.

El gerenciamiento de proyectos complejos es una competencia central: la Compañía ha estructurado, contratado y supervisado contratos EPC y de interventorías para sus proyectos principales, soportando la ejecución con mandatos interempresariales y un modelo de administración fiduciaria que asegura trazabilidad integral de recursos y pagos.

GECELCA lideró la estructuración y ejecución de los proyectos para la puesta en operación de las dos unidades de generación de la Central Gecelca 3, logrando la instalación de 437 MW en el Sistema Interconectado Nacional y administrando la ejecución de contratos por más de 600 millones de USD.

Para lo anterior, GECELCA ejecutó actividades de gestión administrativa, técnica, financiera y de supervisión durante la estructuración de los proyectos, los trámites de permisos y licencias, las actividades precontractuales para la construcción de las unidades y la supervisión de los proyectos durante la construcción y hasta la puesta en marcha de las unidades de generación. A continuación, se resaltan los aspectos más relevantes de la gestión de los proyectos antes mencionados:

Proyecto GECELCA 3: El 6 de mayo de 2008 se realizó la primera subasta de asignación de Obligaciones de Energía en Firme - OEF por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC en la cual, participó GECELCA como representante de una nueva planta de generación, GECELCA 3, la cual resultó favorecida luego de un proceso competitivo. De acuerdo con lo anterior, GECELCA inició todas las gestiones requeridas para la ejecución del proyecto tales como:

- En octubre de 2009, luego de la adquisición del terreno donde se desarrollaría el proyecto, se realizó el proceso de consulta previa con las comunidades indígenas del área de influencia del proyecto GECELCA 3, como requisito necesario para la obtención de la Licencia Ambiental del proyecto.
- El 11 de noviembre de 2009, GECELCA radicó el Estudio de Impacto Ambiental ante el Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial tendiente a obtener la respectiva Licencia Ambiental, requerida para la construcción y operación del mencionado proyecto.
- Mediante resolución 0782 de 23 de abril de 2010 fue otorgada a GECELCA la Licencia Ambiental para la construcción y operación del proyecto.

- Solicitud Declaratoria de la Zona Franca Permanente Especial GECELCA 3: El proceso de declaratoria de la Zona Franca Permanente Especial GECELCA 3 inició el día 7 de enero de 2010 con la radicación de la solicitud de concepto favorable y aprobación del Plan Maestro de la ZFPE ante la Secretaría Técnica de la Comisión Intersectorial de Zonas Francas (CIZF) y culminó mediante resolución DIAN 004557 de 19 de abril de 2011 en la cual se declaró el área geográfica denominada ZFPE GECELCA 3, como único Usuario Industrial de Bienes y Servicios.
- Definición del punto de conexión: Esta actividad abarcó la elaboración del diseño y elaboración de los términos de referencia y especificaciones técnicas de la línea de conexión y la subestación a 110kV, y posterior contratación de TRANSELCA quien suministró el servicio de conexión del Proyecto.
- Cierre financiero: El Ministerio de Hacienda y Crédito Público, mediante resolución 6058 del 19 de diciembre de 2008, autorizó a GECELCA iniciar el proceso de búsqueda de la financiación del proyecto GECELCA 3, al cual se logró con la contratación de crédito interno con la Financiera Energética Nacional (FEN) y crédito externo con Leasing Bancolombia, los contratos con estas entidades fueron firmado en el mes de noviembre de 2011.
- Contratación de la obra: GECELCA estructuró los términos de referencia y las especificaciones técnicas requeridas para la construcción del proyecto, realizando todas las actividades precontractuales, tales como publicación de términos, recepción y evaluación de ofertas, adjudicación, negociación del contrato, entre otras requeridas para la ejecución del contrato EPC, para el desarrollo de la ingeniería, adquisición, construcción, instalación y puesta en operación comercial de la Unidad Gecelca 3.
- Interventoría y supervisión: GECELCA estructuró los términos de referencia y las especificaciones técnicas requeridas para la contratación de la interventoría del proyecto con el propósito de controlar, exigir, prevenir y verificar de manera documentada la correcta ejecución del Contrato EPC. Adicionalmente, GECELCA realizó la supervisión y administración de los contratos de interventoría y EPC a través de la contratación de personal idóneo para tal fin.

Proyecto GECELCA 3.2: El 28 de diciembre de 2011 se realizó la segunda subasta de asignación de OEF, en la cual participó GECELCA como representante de la unidad GECELCA 3.2, la cual resultó favorecida en este proceso competitivo. De acuerdo a lo anterior, GECELCA inició todas las gestiones y trámites requeridos para la ejecución del proyecto tales como:

- El 4 de diciembre de 2012 GECELCA solicitó a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, en adelante ANLA, la modificación de la licencia ambiental otorgada mediante Resolución No. 0782 del 23 de abril de 2010, en el sentido de instalar y operar la segunda unidad Gecelca 3.2. Mediante Resolución 1315 del 23 de diciembre de 2013

fue otorgada la modificación de la Licencia Ambiental para la construcción de la unidad Gecelca 3.2

- GECELCA realizó los trámites requeridos para la conexión del proyecto, el día 16 de octubre de 2013 la UPME da viabilidad técnica para la conexión a nivel de 500kV, por lo cual se dio inicio a las gestiones de contratación requeridas para la conexión de la unidad G3.2 de acuerdo con lo aprobado, correspondiente a la elaboración de especificaciones técnicas para la contratación del servicio de conexión al STN.
- El 12 de junio de 2014 el Ministerio de Hacienda y Crédito Público expidió la Resolución 1993, autorizando contratar el Empréstito Interno con Bancolombia, por lo cual GECELCA y Bancolombia suscribieron el contrato el 20 de junio de 2014. Durante el mes de agosto se firmó y perfeccionó el contrato para la cesión del encargo fiduciario de la Fiduciaria Corficolombiana a la Fiduciaria Bogotá, previa conformidad por parte de Leasing Bancolombia y de la FDN. El 8 de octubre el Ministerio de Hacienda y Crédito Público notificó a GECELCA el registro del contrato de Empréstito Interno con Bancolombia, ante el Sistema de Deuda Pública, cumpliéndose con las actividades requeridas para la financiación del proyecto.
- Contratación de la obra: GECELCA estructuró los términos de referencia y las especificaciones técnicas requeridas para la construcción del proyecto, realizando todas las actividades precontractuales, tales como publicación de términos, recepción y evaluación de ofertas, adjudicación, negociación del contrato, entre otras requeridas para la ejecución del Contrato EPC de Obra y el Contrato de Suministro de Equipos, requeridos para el desarrollo de la ingeniería, adquisición, construcción, instalación y puesta en operación comercial de la Unidad Gecelca 3.2.
- Interventoría y supervisión: GECELCA estructuró los términos de referencia y las especificaciones técnicas requeridas para la contratación de la interventoría del proyecto con el propósito de controlar, exigir, prevenir y verificar de manera documentada la correcta ejecución del Contrato EPC de Obra y el Contrato de Suministro de Equipos. Adicionalmente, GECELCA realizó la supervisión y administración de los contratos de interventoría y EPC a través de la contratación de personal idóneo para tal fin.

Entre otros antecedentes que destacan la capacidad técnica y operativa de GECELCA se resalta el contrato de comercialización de energía suscrito con el Grupo Ecopetrol en el año 2022 cuya vigencia se extiende hasta el 31 de diciembre de 2036 y en donde GECELCA asumió la comercialización y el suministro de energía eléctrica para atender parte de la demanda no regulada del Grupo ECOPETROL, lo que implica la ejecución de obligaciones de alta complejidad técnica, financiera y operativa, mediante un esquema de suministro a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 17 departamentos del país, orientado a garantizar condiciones de eficiencia, optimización de costos y continuidad del servicio, así como la ejecución de acciones relacionadas con la disponibilidad permanente de energía, la gestión técnica y operativa de su infraestructura de generación, el cumplimiento del marco regulatorio aplicable y la capacidad financiera para respaldar un compromiso de largo plazo.

Este acuerdo, celebrado con uno de los mayores consumidores industriales del país, confirma la solidez institucional y la capacidad de gestión de GECELCA para desarrollar compromisos estratégicos dentro del sector energético.

Desde enero de 2023 GECELCA representa y gestiona la entrega de excedentes de energía que se presentan en el desarrollo de la actividad de autogeneración en 6 fronteras de ECOPETROL S.A y CENIT S.A.S.

La ejecución de proyectos masivos de autogeneración fotovoltaica en el marco del Programa Colombia Solar requiere un operador con capacidad financiera, técnica y administrativa suficiente para gestionar la contratación, estructuración y ejecución de soluciones energéticas en múltiples territorios del país, así como para administrar recursos de alto impacto fiscal. GECELCA, en su calidad de generador del Sistema Interconectado Nacional y operador de infraestructura energética, cuenta con experiencia en la gestión de proyectos y recursos asociados a la operación y mantenimiento de sus centrales de generación, lo cual demuestra capacidad institucional relevante para asumir procesos de alta complejidad operativa.

A continuación, se relacionan los contratos más relevantes que GECELCA ha administrado para la gestión de sus proyectos, así como contratos relacionados con componentes del contrato interadministrativo, tales como debidas diligencias de proyectos:

Tabla 6 Contratos de Gestión de Proyectos

No. Contrato	Proveedor	Objeto	Valor
RP3	Consorcio CUC - DTC	Realización por parte de EL CONTRATISTA EPC y a favor de GECELCA de la ingeniería, adquisición, construcción, instalación y puesta en operación comercial bajo la modalidad llave en mano, de una central térmica con capacidad de generación de ciento sesenta y cuatro mil (164.000) kW netos en sitio	USD 236.250.700
RP4	Consorcio CUC - DTC	Ejecución por parte del CONTRATISTA de la ingeniería, construcción, instalación y puesta en operación comercial de una Unidad de generación a carbón de 273MW netos en sitio	USD 194.517.728
RP5	Consorcio CUC - DTC	Suministro por parte del CONTRATISTA a favor de GECELCA de los equipos (turbina, generador y caldera), así como de los componentes auxiliares y demás bienes y accesorios necesarios para la puesta en operación comercial de una Unidad de generación a carbón de 273MW netos en sitio	USD 164.228.076
RS 10021	Consorcio Interventoría G3	Prestación por parte de EL INTERVENTOR de los servicios de interventoría con el propósito de controlar, exigir, prevenir y verificar de manera documentada la correcta ejecución del Contrato EPC modalidad llave en mano para la adquisición, construcción, instalación y puesta en operación comercial de una planta térmica a carbón con capacidad de generación de ciento sesenta y cuatro (164) MW netos en sitio.	\$11.593.167.250

RS15251	Consorcio BV-TC	Prestación por parte de EL INTERVENTOR de los servicios de interventoría con el propósito de controlar, exigir, prevenir y verificar de manera documentada la correcta ejecución del Contrato RP4-EPC de obra y Contrato RP5 de Suministro de Equipos, para la ingeniería, adquisición, construcción, instalación y puesta en operación comercial de una Unidad de la Central Térmica GECELCA 3 denominada GECELCA 3.2, con capacidad de generación de 273MW netos en sitio	\$19.593.032.351
OGE-14436	USAENE S.A.S.	Servicio de consultoría para el acompañamiento técnico a GECELCA S.A. E.S.P. en procesos de adquisición de proyectos de generación solares fotovoltaicos.	\$199.920.000
OGE-16158	GEOVALOREM S.A.S.	Servicio para el desarrollo de una debida diligencia para proyectos de generación con fuentes renovables.	\$261.800.000

5. Capacidad financiera e indicadores

La naturaleza del Contrato Interadministrativo sumada a la experiencia operativa y la condición financiera actual de GECELCA, constituyen los pilares que garantizan su capacidad para administrar los recursos y ejecutar los proyectos del Programa Colombia Solar con trazabilidad y eficiencia.

Los resultados recientes confirman esta fortaleza: al cierre de noviembre de 2025, la compañía registró ingresos acumulados por \$1,7 billones de pesos, una utilidad operacional de \$202 mil millones y una utilidad neta de \$161 mil millones, frente a apenas \$9,7 mil millones en el mismo periodo de 2024. Este salto refleja el aprovechamiento de la operación, una mejora sustancial en eficiencia operativa y control de costos, consolidando una tendencia positiva en la generación de valor. El total de activos asciende a \$3,57 billones, con un patrimonio superior a \$1,5 billones, lo que evidencia solvencia y capacidad para asumir compromisos estratégicos.

Este desempeño se complementa con una opinión sin salvedades emitida por la Revisoría Fiscal, que ratifica la transparencia y confiabilidad de la información financiera. El único énfasis señalado por el auditor se relacionó con la reclasificación de una obligación financiera, subsanada mediante dispensa bancaria sin impacto económico adverso. A ello se suma la disciplina regulatoria y financiera, respaldada por manuales y procedimientos que aseguran trazabilidad en la preparación y revelación de información contable, presupuestal y tributaria.

Durante 2025, GECELCA demostró una gestión activa de cartera, con provisiones oportunas y acuerdos de pago estratégicos —incluyendo negociaciones con clientes de alto impacto— que mejoraron la posición de riesgo crediticio y fortalecieron el flujo operativo. Esta capacidad de reacción confirma una administración prudente y orientada a la mitigación de riesgos.

De cara al horizonte 2026–2030, las proyecciones financieras consideran variables críticas como el comportamiento del precio de la energía en bolsa, el precio de escasez definido por la regulación vigente y la vigencia de las obligaciones de energía firme de las unidades actuales.

A partir de 2027, con la salida programada de las unidades térmicas de Termoguajira, se incorporarán ingresos por participación en el mercado secundario, mientras se materializan nuevas fuentes de generación renovable como el parque solar Sándalo II, la reconversión de Termoguajira y los clústeres solares en Bolívar, Sucre y Cesar. El flujo de caja proyectado estima un EBITDA creciente desde \$292 mil millones en 2026 hasta más de \$545 mil millones en 2029, acompañado de inversiones en transición energética por \$4,1 billones, financiadas en un 62% mediante créditos y el resto con recursos propios y capitalizaciones.

A continuación, se presenta la estructura proyectada de ingresos 2026–2030: el núcleo operativo proviene de la venta de energía a través de contratos bilaterales y en la bolsa, complementado por ingresos futuros de nuevos proyectos de generación en desarrollo:

Tabla 7 Ingresos Proyectados

Ingresos Proyectados por Conceptos Principales[1]	2026	2027	2028	2029	2030
Contratos Bilaterales	1,317,718	1,345,708	1,281,483	1,274,424	1,127,915
Bolsa de energía	751,313	715,438	525,681	528,473	305,993
Nuevos Proyectos en Desarrollo	0	6,389	217,979	449,878	797,589
Total	2,069,031	2,067,535	2,025,143	2,252,776	2,231,497

[1] Cifras en Millones de Pesos Colombianos (COP). Fuente: Proyecciones presupuesto 2026-2030, estas estimaciones se sustentan en supuestos de mercado, operación y regulación (precio de bolsa, PCC, vigencias OEF, cronogramas del Programa, disponibilidad PAC, entre otros) y pueden variar por la naturaleza dinámica de tales variables..

Adicionalmente, se registran los recursos del Programa Colombia Solar en dos líneas diferenciadas: (i) Ingresos “passthrough” destinados a contratos derivados (flujos administrados en el Encargo Fiduciario para ejecución del programa); y (ii) la remuneración por administración reconocida a GECELCA por el MME conforme al contrato. La tabla adjunta detalla estas partidas por año.

Tabla 8 Recursos de Colombia Solar

Recursos de Colombia Solar [2]	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos Passthrough para Contratos Derivados	168,693	1,558,215	1,114,976	455,743	751,056
Remuneración de Gecelca	11,987	54,589	43,109	17,621	29,039
Total Recursos a Recibir en Encargo	180,680	1,612,804	1,158,085	473,364	780,095

[2] Cifras en Millones de Pesos Colombianos (COP). Fuente: Proyecciones presupuesto 2026-2030, estas estimaciones se sustentan en supuestos de mercado, operación y regulación (precio de bolsa, PCC, vigencias OEF, cronogramas del Programa, disponibilidad PAC, entre otros) y pueden variar por la naturaleza dinámica de tales variables

Este perfil contribuye a la estabilidad del ingreso corporativo: los flujos del Programa Colombia Solar se manejan de forma segregada en el Encargo, no sustituyen el ingreso operativo de generación/comercialización en la empresa y su impacto en resultados se concentra en la remuneración por administración, por tanto, no constituyen el componente más alto del ingreso de la compañía.

Un aspecto diferenciador en la estructura financiera del proyecto es el Encargo Fiduciario propuesto para la administración de los recursos. Este mecanismo garantiza que todos los fondos destinados al Programa Colombia Solar se utilicen exclusivamente para su ejecución, sin mezclarse con la caja general de GECELCA. Este blindaje financiero protege la iniciativa frente a riesgos corporativos, asegura la trazabilidad de cada desembolso y refuerza la confianza institucional en la correcta aplicación de los recursos. Además, permite establecer reportes periódicos y auditorías independientes que fortalecen la transparencia y la rendición de cuentas ante el Ministerio de Minas y Energía.

La experiencia de GECELCA en la estructuración y gestión de encargos fiduciarios -como el contrato marco con Ecopetrol y los esquemas que respaldan obligaciones financieras del grupo -, sumada a auditorías externas, revisiones de la Contraloría y calificaciones de riesgo favorables, ratifica la capacidad de la compañía para administrar recursos bajo modelos fiduciarios que garantizan control y cumplimiento de objetivos.

En síntesis, la combinación de resultados financieros sólidos, experiencia en administración fiduciaria, mecanismos de control y un esquema que blindo los recursos del proyecto, convierte a GECELCA en un ejecutor confiable, capaz de garantizar la sostenibilidad económica del programa y el cumplimiento de sus metas estratégicas.

6. Plan de Transición de GECELCA

GECELCA ha fortalecido su estrategia corporativa mediante la adopción de un enfoque integral de sostenibilidad, orientado a responder de manera proactiva a las nuevas dinámicas del sector energético, a los retos de la transición energética justa y a las exigencias del desarrollo sostenible. Este enfoque se materializa en su visión de disponer de un portafolio diversificado de 1.500 MW a 2035, enmarcado en una senda de carbono neutralidad.

Con el fin de crear valor para sus grupos de interés y apalancar la visión corporativa, GECELCA ha estructurado un plan de transición energética, y de crecimiento y diversificación del portafolio de generación, enfocándose en los siguientes ejes de acción:

- **Transición de Activos Actuales – Descarbonización:** Este eje tiene como objetivos transformar la Central Termoguajira en un activo 100% renovable, asegurando una transición justa que promueva el desarrollo sostenible; y definir una hoja de ruta para la transición de la Central G3, asegurando el cumplimiento de sus obligaciones y estableciendo las bases para su conversión hacia generación renovable.
- **Crecimiento en Renovables y Nuevos Negocios para la Transición:** Este eje tiene como objetivo incrementar la capacidad de generación renovable, a través de la puesta en

marcha (vía desarrollo propio o adquisición) de proyectos que permitan alcanzar la visión corporativa y explorar negocios emergentes que apoyen la transición energética del país.

Para el cumplimiento de los anteriores objetivos, GECELCA gestiona la estructuración de los proyectos de transición energética de la central Termoguajira (302 MW), realizando todos los trámites requeridos para su construcción, lo cual comprende aspectos tales como: gestión predial de las áreas, contratación, ejecución y supervisión del servicio de prefactibilidad socioambiental para la identificación de áreas viables para el desarrollo del proyecto, gestión precontractual para la ejecución de los estudios ambientales, estudios previos técnicos e ingeniería básica.

Por otro lado, para el crecimiento en renovables, GECELCA se encuentra desarrollando actualmente un proyecto de 9,9 MWac en el departamento de Córdoba, el cual iniciará construcción en el año 2026. Este proyecto surgió inicialmente como resultado de una debida diligencia, contratada por GECELCA con un tercero especializado, con el propósito de verificar y emitir un concepto integral sobre la viabilidad técnica, jurídica, ambiental, social, predial y financiera, incluyendo la identificación y evaluación de riesgos del proyecto. De acuerdo con el análisis realizado por GECELCA a los resultados de la debida diligencia, se procedió a iniciar todos los trámites requeridos para su desarrollo en una nueva ubicación, verificando inicialmente la información ambiental y las condiciones del entorno natural donde se proyectaba la reubicación del proyecto. Lo anterior, con el fin de identificar impactos ambientales e iniciar los trámites correspondientes ante las autoridades ambientales. Para la ejecución del proyecto, GECELCA ha iniciado la fase precontractual para la contratación de la ingeniería, adquisición, construcción, instalación y puesta en marcha del parque solar fotovoltaico.

Así mismo, GECELCA se encuentra desarrollando dos proyectos de Generadores Distribuidos de 0,9 MW cada uno, en el departamento de La Guajira, para lo cual actualmente adelanta las gestiones para su conexión ante el operador de red.

GECELCA mantiene una búsqueda continua de oportunidades de crecimiento, y a la fecha ha realizado debidas diligencias a proyectos ofrecidos por distintos promotores, evaluando más de 600 MW con personal propio y/o a través de la contratación de firmas expertas en procesos de debida diligencia.

De igual manera, GECELCA tiene bajo su administración, operación y mantenimiento, un sistema de generación solar de 998,4 kWp con almacenamiento de energía con baterías de 6,5 MWh, cuya energía y beneficios económicos van destinados a la Comunidad Energética de Paz “Sol del Perijá”, que será constituida por firmantes de paz pertenecientes al Antiguo Espacio Territorial de Capacitación y Reincorporación (AETCR) de Pongores y a los firmantes que vivirán en la Ciudadela de Paz “Bertulfo Álvarez” de La Guajira (un total de aprox. 200 familias). Adicionalmente, GECELCA realizó todas las gestiones y trámites requeridos para la conexión del proyecto a la red, realizando, entre otras, las siguientes actividades: solicitud del punto de conexión ante el operador de red, revisión del estudio de conexión simplificado del proyecto y radicación ante el OR, ejecución de las actividades precontractuales requeridas para la construcción y puesta en marcha de la línea de conexión del proyecto.

7. Justificación de idoneidad: por qué GECELCA es el ejecutor público idóneo

La idoneidad de GECELCA para ejecutar el Proyecto Colombia Solar se fundamenta en cuatro pilares esenciales:

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	---

Primero, una estructura de gobierno corporativo sólida y mecanismos de control confiables.

La empresa cuenta con una Junta Directiva activa y comités especializados en auditoría y riesgos, inversiones y finanzas, asuntos técnicos y transformación corporativa. Estos órganos garantizan transparencia, supervisión y toma de decisiones informadas. Además, GECELCA opera bajo sistemas de gestión certificados en calidad, medio ambiente y seguridad laboral, lo que asegura el cumplimiento de estándares internacionales. Este marco de gobernanza reduce riesgos operativos y regulatorios, algo especialmente relevante para la ejecución masiva de proyectos solares y microrredes en comunidades vulnerables.

Segundo, una capacidad técnica y operativa comprobada.

GECELCA ha demostrado experiencia en la construcción, operación y mantenimiento de proyectos complejos de generación eléctrica. Su historial incluye la gestión integral de procesos que abarcan diseño, adquisición de equipos, montaje, pruebas, legalización y puesta en servicio de plantas. Esta experiencia se complementa con conocimientos en tecnologías eficientes y en la integración de soluciones híbridas que combinan generación solar y sistemas de almacenamiento, garantizando trazabilidad técnica y cumplimiento normativo en cada etapa.

La selección de GECELCA como ejecutor del Programa Colombia Solar resulta razonable, proporcional y debidamente motivada conforme a los principios de eficiencia y economía de la contratación pública. La entidad cuenta con una capacidad efectiva neta de 709 MW como generador del Sistema Interconectado Nacional, opera centrales de generación de alta complejidad técnica y participa en activos estratégicos como la central TEBSA, de 911 MW. Esta trayectoria evidencia un conocimiento profundo del sector energético, capacidad para gestionar infraestructura de gran escala y experiencia en la administración de recursos significativos bajo exigentes estándares regulatorios.

Tercero, una escala financiera robusta y disciplina regulatoria.

La compañía registra ingresos superiores a dos billones de pesos colombianos anuales y mantiene una posición financiera estable, respaldada por auditorías externas sin salvedades. Sus procesos de control interno y revelación de información cumplen con los estándares exigidos por los entes reguladores, y su gestión proactiva de cartera y flujo de caja le permite atender compromisos y financiar proyectos estratégicos sin comprometer su sostenibilidad.

GECELCA ha demostrado solidez financiera, capacidad administrativa y cumplimiento regulatorio sostenido, así como una estrategia corporativa alineada con la sostenibilidad, factores que se traducen en una institucionalidad idónea para la ejecución de proyectos complejos. En este contexto, GECELCA se configura como una entidad idónea para asumir las actividades previstas en el Programa Colombia Solar, incluidas la administración de recursos, estructuración técnica, contratación de obras y supervisión de infraestructura.

Cuarto, una alineación estratégica con la política nacional de transición energética.

GECELCA no solo respalda la confiabilidad del sistema eléctrico, sino que lidera proyectos que impulsan la descarbonización. Entre ellos se destacan la reconversión de la Central Termoguajira en un parque solar con almacenamiento y compensadores para soporte de red, el desarrollo del proyecto Sándalo II en Córdoba, la microrred solar con baterías en la comunidad de Pondores en La Guajira, y la estructuración de grandes parques solares en la

Costa Caribe Colombiana. Estas iniciativas consolidan un portafolio renovable potencial de 650 megavatios y posicionan a la empresa como un actor clave en la transformación energética del país.

8. Conclusiones

GECELCA S.A. E.S.P., es el administrador idóneo para el Programa Colombia Solar por la convergencia de su escala operativa en generación y comercialización de energía, su gobernanza pública con controles y certificaciones y su presencia territorial en la Costa Caribe Colombiana. Esta combinación facilita una implementación rápida, trazable y con impacto social en el despliegue de las SSFV.

GECELCA no sólo cumple con los requisitos técnicos y operativos para ejecutar el Programa Colombia Solar, sino que, también ofrece garantías financieras y de gobernanza que aseguran una ejecución transparente y eficiente. La empresa cuenta con una estructura corporativa robusta, certificaciones internacionales en calidad, medio ambiente y seguridad, y una trayectoria comprobada en la gestión de proyectos complejos de generación eléctrica. Su escala operativa, superior a 700 megavatios, y su disciplina regulatoria consolidan la confianza en su capacidad para cumplir los objetivos del programa.

Un elemento diferenciador es el esquema fiduciario propuesto: todos los recursos que ingresen al encargo fiduciario se destinarán exclusivamente al desarrollo del programa, sin mezclarse con la caja general de GECELCA. Este mecanismo blindo la ejecución frente a riesgos de liquidez corporativa, garantiza que cada recurso se aplique directamente a las metas del contrato y permite una trazabilidad total ante el Ministerio de Minas y Energía. Además, este modelo fortalece la transparencia y la rendición de cuentas, asegurando que los flujos financieros estén alineados con los hitos técnicos y sociales del proyecto.

En conjunto, la combinación de experiencia técnica, solidez financiera, gobernanza certificada y un esquema fiduciario que protege los recursos, convierte a GECELCA en el socio público más confiable para materializar la transición energética en la región caribe de Colombia y avanzar hacia los objetivos nacionales de descarbonización, en el marco del Programa Colombia Solar para los Usuarios de los estratos 1,2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional.

En relación con la administración y ejecución de recursos mediante contrato interadministrativo, resulta pertinente precisar que de conformidad con lo dispuesto en el literal c) del numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007, modificado por el artículo 92 de la Ley 1474 de 2011, los contratos interadministrativos son procedentes siempre que las obligaciones derivadas del mismo guarden relación directa con el objeto de la entidad ejecutora, según lo establecido en la ley o en sus reglamentos.

En este caso se cumple dicho presupuesto legal, en tanto las actividades a ejecutarse por parte de GECELCA en desarrollo de las obligaciones derivadas del citado contrato interadministrativo, se enmarcan y guardan relación directa con el objeto social de la entidad ejecutora, conforme a la Ley 143 de 1994 y a sus estatutos sociales.

De igual manera el objeto contractual y las actividades pactadas en el contrato interadministrativo no corresponden a ninguno de los objetos y actividades contractuales correspondientes a las excepciones legales previstas en el artículo 92 de la Ley 1474 de

2011 mediante el cual se modificó el literal c) numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007, esto es, contratos de obra, suministro, prestación de servicios de evaluación de conformidad respecto de las normas o reglamentos técnicos, encargos fiduciarios, fiducia pública, ni se ejecuta por parte de entidades exceptuadas en dicha norma.

Por lo anterior, es procedente desde el punto de vista legal acudir a la celebración de este contrato interadministrativo aplicando para el efecto de la escogencia del contratista, la modalidad de selección correspondiente a la contratación directa.

6. Anexos.

Los anexos se presentan como secciones independientes y pueden adjuntarse a la radicación:

Anexo A - Contratos

Anexo B — Certificaciones y auditorías

- ISO 9001, ISO 14001 e ISO 45001 vigentes para comercialización y generación.
- Auditoría Basura Cero en Termoguajira (noviembre 2025) con resultado favorable; entrega estimada 31/12/2025.
- Alcances y procesos cubiertos por cada certificación, con responsables de mantenimiento y renovación.
- Estados Financieros auditados años 2024 y 2023.
- Estados Financieros a corte de noviembre de 2025.

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)

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 2.2.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015, Análisis del sector económico y de los oferentes por parte de las Entidades Estatales que trata del “(...) Deber de análisis de las Entidades Estatales. La Entidad Estatal debe hacer durante la etapa de planeación, el análisis necesario para conocer el sector relativo al objeto del Proceso de Contratación desde la perspectiva legal, comercial, financiera, organizacional, técnica, y de análisis de riesgo. La Entidad Estatal debe dejar constancia de este análisis en los Documentos del Proceso. (...)”.

En consecuencia, se procede a desarrollar el análisis del sector de conformidad con la normatividad en mención así:

4.1. ASPECTOS GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

Con la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994, el sector eléctrico nacional ha vivido cambios trascendentales encaminados a fomentar la competencia en el mercado, tales como la desintegración vertical y la separación de actividades. De igual forma, se ha pasado de un Estado en el ejercicio de sus funciones como ente regulador, planeador y de control, a uno centrado en la fijación de lineamientos de política y la delegación de las responsabilidades anteriormente citadas a la CREG, UPME, IPSE y SSPD. También es de resaltar, la inclusión

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	---

de agentes e inversiones privadas en las empresas estatales y nuevos proyectos de infraestructura.

La operación y regulación del mercado de la energía eléctrica en Colombia parte de una separación vertical de las actividades que permiten la prestación del servicio. De esta manera, el mercado está compuesto por cuatro actividades distintas: (i) producción o generación; (ii) transmisión o transporte; (iii) distribución; y (iv) comercialización. El conjunto de estas actividades conforma el servicio público esencial de energía eléctrica en Colombia. Ahora bien, para la Corte el transporte o transmisión de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición, es considerado un servicio público domiciliario esencial sujeto a la intervención del Estado.

En materia de transmisión y distribución de energía eléctrica, las diferentes zonas del territorio nacional se encuentran clasificadas en aquellas en las que se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y aquellas en las que no. Estas últimas se denominan Zonas No Interconectadas (ZNI).

4.1.1. Sistema Interconectado Nacional – SIN

Hoy se llama sistema interconectado al modelo integrador que hace posible el funcionamiento del sector eléctrico en Colombia, aquel donde se encuentran la generación y redes eléctricas para abastecer a todo el país. En él participa toda la cadena productiva: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores, y conforman el Mercado de Energía Mayorista colombiana.

4.2. NORMATIVIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

Constitución Política de Colombia de 1991: Los siguientes son algunos de los principios constitucionales que soportan el desarrollo legal e institucional del sector de energía en Colombia:

El Estado considera que los servicios públicos domiciliarios son indispensables para que los ciudadanos tengan un nivel de calidad de vida adecuado. Por tanto, el Estado se subroga la intervención en la prestación de estos servicios a través de la función de regulación y la vigilancia y control. Los agentes que desarrollen su actividad económica en la prestación de servicios públicos domiciliarios la desarrollan bajo el principio de libre competencia y no abuso de la posición dominante.

Ley 142 de 1994: Esta Ley, denominada la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, cubre los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural.

En particular, define la naturaleza jurídica de las Empresas Servicios Públicos – E.S.P., establece las diferentes comisiones de regulación, definiendo sus funciones y composición. Define los diferentes regímenes de regulación. Igualmente define los derechos y obligaciones de los usuarios. Establece el régimen de subsidios y contribuciones. Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Colombia.

Ley 143 de 1994: A diferencia de otros servicios públicos domiciliarios, el sector de energía eléctrica fue reglamentado de forma específica por una Ley complementaria a la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios. La Ley 143 de 1994 detalla los siguientes aspectos:

- Especifica las funciones del Ministerio de Minas y Energía como entidad rectora de la política energética del país.
- Establece la función de la planeación del sector y ratifica la responsabilidad de la Unidad de Planeación Minero-Energética frente al tema.
- Especifica las funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, su estructura, su estructura presupuestal y financiera.
- Establece los mecanismos básicos de transacción de energía entre agentes.
- Define la actividad de interconexión como una actividad que debe estar separada de las demás actividades de la cadena productiva de la electricidad (generación, transporte, distribución y comercialización).

Ley 1340 de 2009: Centralizó en la Superintendencia de Industria y Comercio la función de vigilancia y control de la competencia.

Otra normatividad aplicable:

- Ley 8 de 1993: *“Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública”*
- Decreto 1073 de 2015 *“Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”*. En especial las normas relativas al FAZNI, del artículo 2.2.3.3.2.1 al 2.2.3.3.2.2.3.9.
- Resolución CREG 38 de 2018 *“Por la cual se regula la actividad de generación en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas”*.
- Decreto 574 de 2020 *“Por el cual se adoptan medidas en materia de minas y energía, en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica”*, Artículo 7 Específicamente, lo relacionado con la continuidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en la Zonas No Interconectadas ZNI.
- Ley 2036 de 2020 *“Por medio del cual se promueve la participación de las entidades territoriales en los proyectos de generación de energías alternativas renovables y se dictan otras disposiciones”*.

4.2.1. Marco jurídico reciente aplicable a las SIN

Ley 1715 de 2014: Que tienen por finalidad establecer el marco legal y los instrumentos para el aprovechamiento de las FNCE principalmente las de carácter renovable como la solar y la Eólica.

Ley 2036 de 2020, *“Por medio del cual se promueve la participación de las entidades territoriales en los proyectos de generación de energías alternativas renovables y se dictan otras disposiciones”*.

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”*.

4.3. ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

- Ministerio de Minas y Energía (MME)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)
- Superintendencia de Industria y Comercio (SIC)
- Expertos del Mercado (XM)
- Centro Nacional de Despacho (CND)
- Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)
- Mercado de Energía Mayorista (MEM)
- Comités Asesores
- Consejo Nacional de Operación (CNO)
- Comité Asesor de la Comercialización (CAC)
- Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión (CAPT)

4.4. SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

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

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

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

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

De acuerdo con la Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas, revisión cuarta adaptada para Colombia (CIIU Rev. 4 A.C)^[2] las empresas u

organizaciones que pueden suministrar los servicios requeridos por la Entidad pertenecen al sector servicios, y se clasifican en los siguientes códigos CIU y actividades económicas:

Tabla 9 Códigos CIU y Actividades Económicas

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

4. 4.1. 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, transmiten, 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 esta.

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

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	---

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.

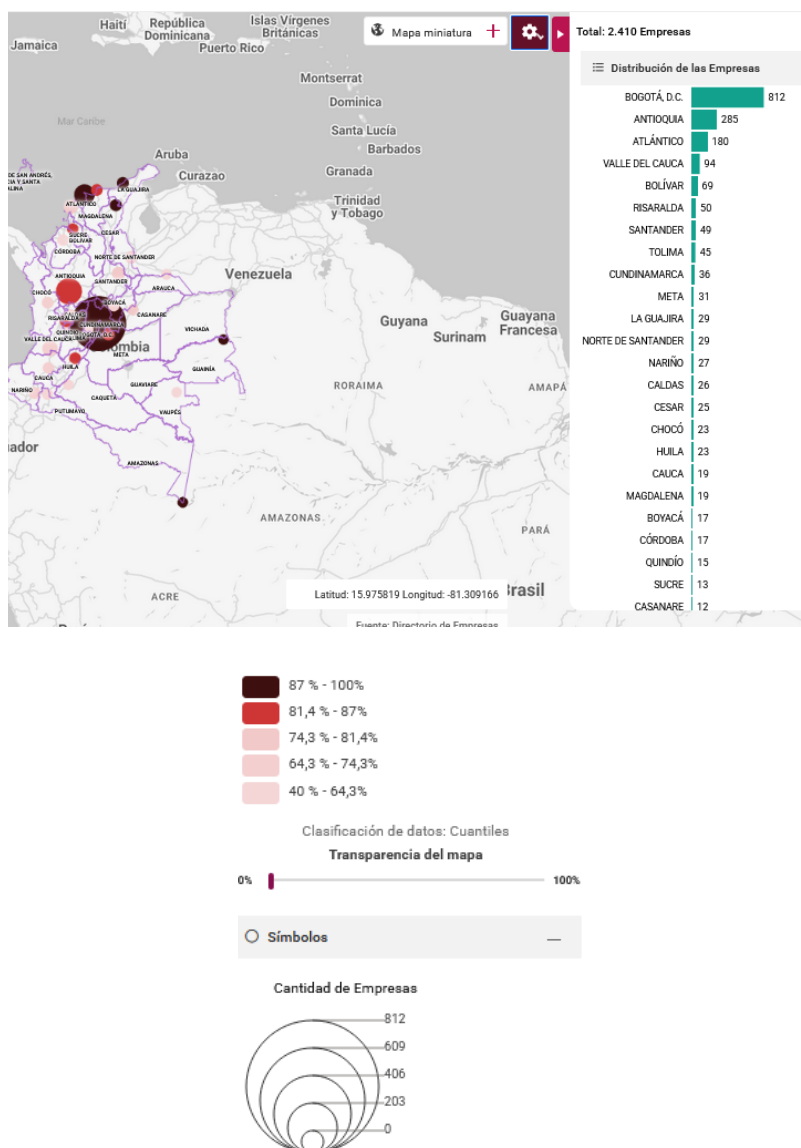
Otros tipos de consultoría técnica.

- 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 2.410 empresas.

Ilustración 4 Generación de Energía Eléctrica



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). *Geovisor. Directorio de empresas 2023* Disponible en internet en:

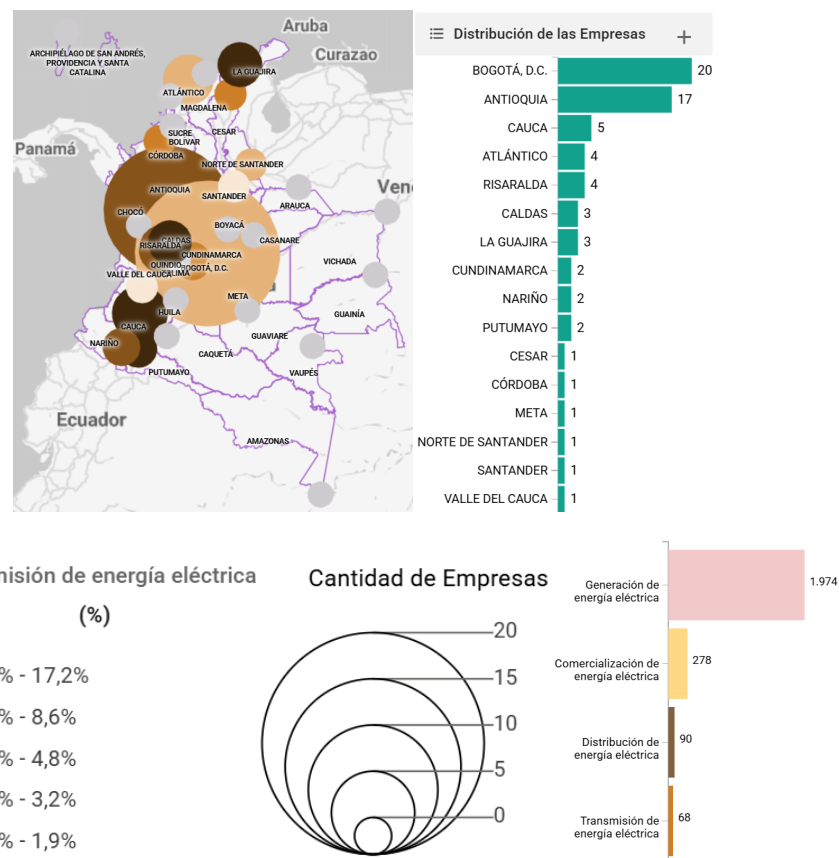
<https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/>
Fecha de consulta: 29 de octubre de 2025

De los datos visualizados con el Geovisor, se encuentra que de las 2.410 empresas que tienen como actividad económica el “Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado”, 812 se ubican en Bogotá y en el departamento de Chocó 23 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.

Chocó 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.

Ilustración 5 Transmisión de Energía Eléctrica



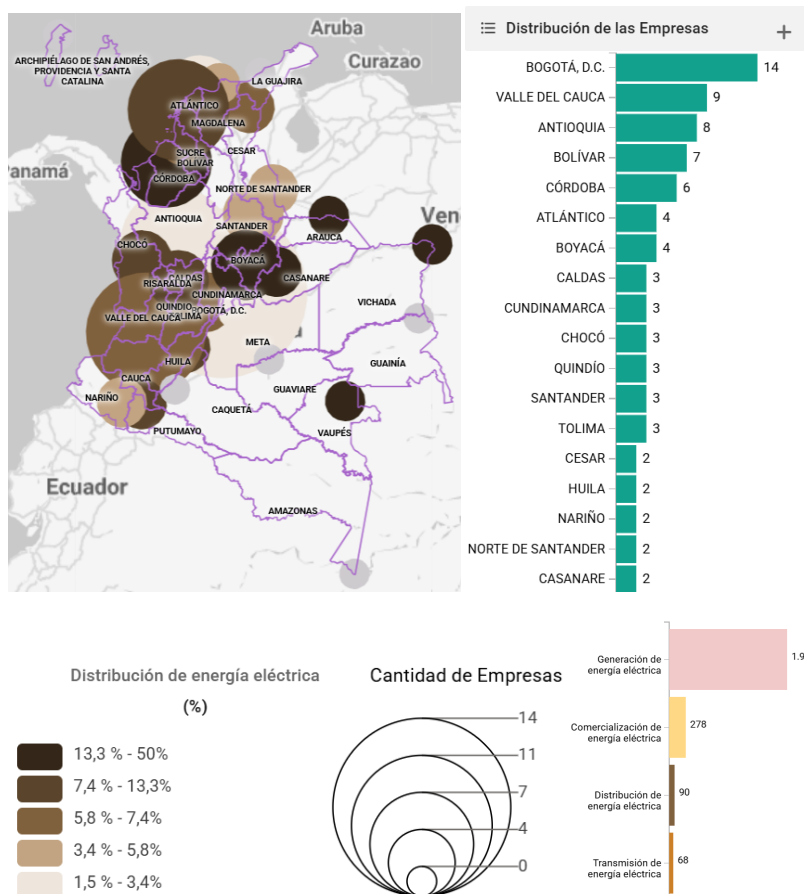
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Geovisor. Directorio de empresas 2023 Disponible en internet en: <https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/> Fecha de consulta: 29 de octubre de 2025

De los datos visualizados con el Geovisor, se encuentra que de las 68 empresas que tienen como actividad económica el “*Transmisión de Energía Eléctrica*”, 20 se ubican en Bogotá y en el departamento de Chocó 0 empresas.

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

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

Ilustración 6 Distribución de Energía Eléctrica



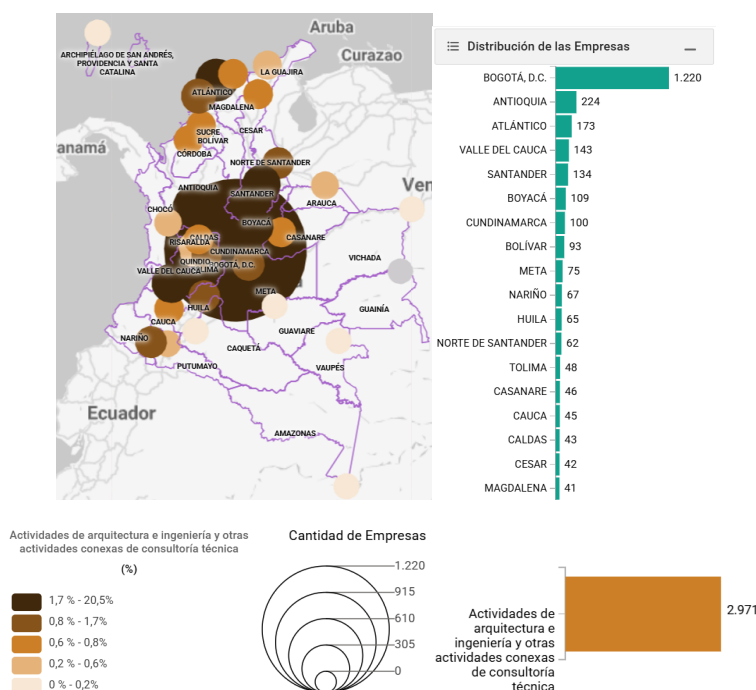
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Geovisor. Directorio de empresas 2023 Disponible en internet en: <https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/directorio-estadistico-de-empresas/> Fecha de consulta: 29 de octubre de 2025

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 3 del departamento de Chocó, 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.

Chocó presenta baja presencia empresarial en distribución eléctrica, ubicada en los tramos inferiores tanto por conteo absoluto como por cuantiles; no es un polo de concentración y su participación es marginal ($\approx 1-5\%$) salvo que alcance 6-7 empresas. 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.

Ilustración 7 Actividades de Ingeniería



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: 29 de octubre de 2025

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

4.4.2. Aspecto económico

4.4.2.1.Contexto internacional - tendencias económicas y energéticas globales

La economía energética mundial se encuentra hoy condicionada por los compromisos internacionales de mitigación climática. En la 28ª Conferencia de las Partes (COP28), las Partes adoptaron el Resultado del primer Balance Global (Global Stocktake), conocido con el “Consenso de los EAU”, que fija una brújula clara para la economía energética mundial durante esta década. El texto llama a triplicar la capacidad mundial de energías renovable y a duplicar la tasa media anual de mejora de la eficiencia energética de aquí a 2030, además de acelerar la reducción del carbón sin abatimiento, eliminar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles y transitar fuera de los combustibles fósiles en los sistemas energéticos de manera justa, ordenada y equitativa. ***Esta decisión, adoptada bajo el Acuerdo de París, constituye una señal económica contundente para los mercados de inversión en energía, pues orienta las decisiones de financiamiento, la priorización de proyectos y la reorganización de cadenas de valor hacia tecnologías bajas en carbono.***

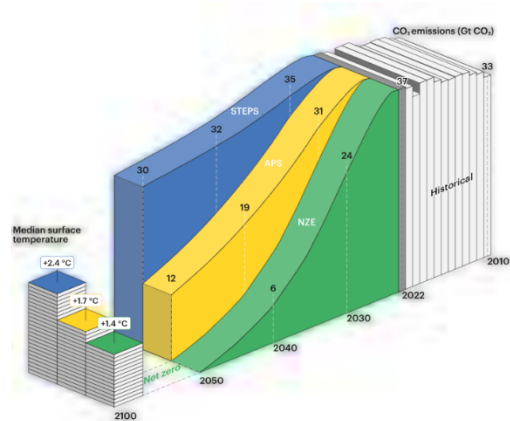
A pesar de esa orientación, los análisis oficiales señalan que las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) no son aún suficientes para cumplir la meta de temperatura del Acuerdo de París. La Secretaria de CMNUCC ha sintetizado que, con la información disponible, los planes nacionales no colocan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

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

En este marco, el comportamiento económico y energético de 2023 retomó las tendencias de la década previa a la pandemia. El crecimiento económico mundial se ubicó en torno al 2,6%, cifra similar al promedio de 2010 a 2019 (Banco Mundial, 2024). Sin embargo, el

consumo de energía aumentó más rápidamente que la economía, con un incremento cercado al 2% (IEA, 2024). Esto muestra que los países del G20 no lograron desacoplar el consumo energético de la expansión económica ni reducir la intensidad energética con la rapidez necesario para mantener la trayectoria compatible con los compromisos climáticos(IEA, World Energy Outlook 2023). Como resultado, las emisiones globales de CO2 relacionadas con la energía aumentaron un 1,1% en 2023, alcanzando un máximo historioc de 37,4 Gt, lo que pone de relieve la insuficiencia de los esfuerzos actuales y la vulnerabilidad del sistema energético frente a fenómenos climáticos que afectaron la hidroelectricidad y elevaron el uso de fuentes fósiles (IEA, 2024).

Ilustración 8 Evolución histórica de las emisiones de CO2 y trayectorias proyectadas bajo distintos escenarios energéticos



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

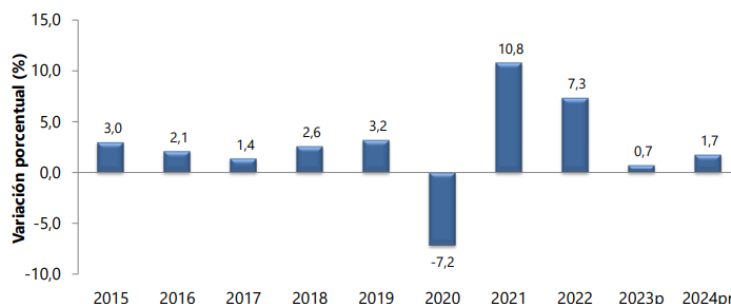
Tal como se observa en la Figura 1, las emisiones de CO2 no se encuentran alineadas con los objetivos climáticos del Acuerdo de París. El escenario de políticas actuales muestra un incremento sostenido que llevaría al planeta a superar los 2 °C de calentamiento, mientras que solo bajo un escenario de transición acelerada sería posible mantener la meta de 1.5 °C. Este contexto internacional reafirma la necesidad de implementar proyectos energéticos con fuentes renovables en regiones estratégicas como la Amazonía colombiana.

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

En el plano nacional, Colombia registró un crecimiento del PIB de 1,7% en el año 2024^{pr} respecto al año 2023^p (DANE, 2024). La Figura 2 muestra el comportamiento reciente del PIB colombiano, destacando la fuerte desaceleración de 2023 y una recuperación moderada

en 2024. Este entorno macroeconómico condiciona la capacidad de inversión pública y privada en el sector energético, al tiempo que reafirma la importancia de orientar recursos hacia proyectos de alto impacto social y ambiental, como la expansión de energías renovables en territorios apartados.

Ilustración 9 . Evolución del Producto Interno Bruto (PIB) colombiano en el periodo 2015-2024



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE

4.4.2.2. 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 República y otros organismos estiman que el crecimiento para 2025 se ubicará alrededor de 2,6 %, impulsado por la inversión privada, el consumo interno y una paulatina recuperación de sectores como la construcción, el comercio y los servicios.

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 de Chocó, 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.

4.4.2.3. Evolución del subsector

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

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

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

2) Estructura e instituciones del mercado.

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

3) Mecanismos de confiabilidad y contratación de largo plazo.

El Cargo por Confiabilidad remunera disponibilidad firme y respalda inversiones ante condiciones críticas (subastas de OEF). Para FNCER, el país usó subastas de largo plazo (CLPE 2019 y 2021) que adjudicaron energía/horas a precio fijo y habilitaron pipeline eólico/solar⁴

4) Transmisión y cuellos de botella (Guajira y Colectora).

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

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

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

5) Zonas No Interconectadas (ZNI) y universalización.
UPME plantea un mayor esfuerzo fiscal y proyectos específicos para ampliar cobertura eléctrica en ZNI (PIEC 2024-2028), con fondos/estrategias como FAZNI, FENOGE e IPSE complementando soluciones renovables y diésel híbridas⁵

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 permisos⁶.

4.4.2.4. Brechas territoriales y pobreza energética en Colombia

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

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

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

Tabla 10 NBI por Departamento

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
GUAINIÁ	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.

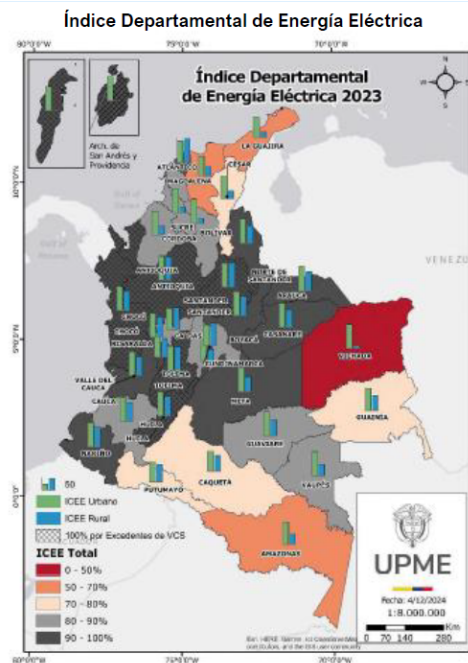
Aunque los indicadores nacionales reflejan un avance sostenido en cobertura, el número de Viviendas Sin Servicio (VSS) continúa siendo significativo. De acuerdo con la tabla siguiente a 2023 se registraron 1.37 millones de viviendas sin acceso a la energía eléctrica. De ellas 1,22 millones corresponden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

Tabla 11 VSS Nacional Rural - Urbano

Año	VSS Nacional Rural	VSS Nacional Urbano	VSS sin Divipola	VSS Nacional TOTAL
2021	975.725	138.024	-60.158	1.053.591
2022	769.133	493.928	-1.133	1.261.928
2023	1.225.381	146.013	0	1.371.394

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



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

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

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

Ilustración 10 Pobreza Energética



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>

4.4.2.5. Perspectivas de crecimiento económico

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

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

4.4.2.6. 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.

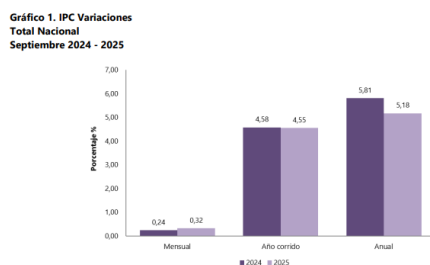
Se podría realizar una indexación de O&M usando IPC total o la división energética para actualizar servicios recurrentes (operación, monitoreo, visitas). Dado el alivio mensual en gas/electricidad, evita sobre-indexar; justifica con la contribución de 0,06 p.p. y el comportamiento YTD.

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.

Ilustración 11 IPC Variaciones

Índice de Precios al Consumidor (IPC)

Septiembre 2025



Fuente: DANE Índice de Precios al Consumidor (IPC). Disponible en <https://www.dane.gov.co/files/operaciones/IPC/jul2025/bol-IPC-jul2025.pdf> Consultado: 29 de octubre de 2025

En el mes de septiembre de 2025, el IPC registró una variación de 0,32% en comparación con agosto de 2025, cinco divisiones se ubicaron por encima del promedio nacional (0,32%): Información y comunicación (1,43%), Educación (1,39%), Bebidas alcohólicas y tabaco (1,07%), Salud (0,60%) y por último, Bienes y servicios diversos (0,44%). Por debajo se ubicaron: Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles (0,31%), Prendas de vestir y calzado (0,23%), Restaurantes y hoteles (0,20%), Alimentos y bebidas no alcohólicas (0,18%), Muebles, artículos para el hogar y para la conservación ordinaria del hogar (0,16%), Transporte (0,11%) y por último, Recreación y cultura (-0,16%).

4. COLOMBIA SOLAR

Los estudios técnicos tienen como propósito inicial, la focalización de recursos y el orden de ejecución, por departamento, además de conocer la distribución de la capacidad instalada, la energía generada y los usuarios beneficiados. Asimismo, constituyen los insumos para el análisis financiero.

Es importante señalar que los estudios técnicos se realizaron para todos los departamentos del país que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN). No obstante, los resultados presentados en este documento corresponden exclusivamente a los departamentos incluidos en el alcance del presente Anexo Técnico.

En ese sentido, se desarrolló una metodología que orientara el proceso para alcanzar el propósito previamente descrito. Esta metodología contempló lo siguiente:

1. Se realizó la consulta, revisión y análisis, por departamento a nivel nacional, de la información relacionada con el **Índice de Pobreza Multidimensional**, el **Índice de Pobreza Energética Multidimensional**, el **Costo Unitario del Servicio de Energía Eléctrica**, el **Número De Usuarios Atendidos Por Cada Operador De Red** y las **Horas Pico Solar**.

Además, se tomó la altitud de las capitales de cada departamento, como referencia para aplicar el consumo básico de subsistencia de energía eléctrica a los usuarios pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3, conforme a lo establecido por la UPME en la Resolución 355 de 2004 y se calculó el porcentaje de usuarios ubicados a alturas superiores e inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar (msnm).

A esta etapa se le denominó **Caracterización Departamental**.

2. A partir de los resultados de la caracterización departamental, se implementó un procedimiento de ponderación basado en los siguientes criterios: el **Índice de pobreza multidimensional (IPM)**, el **Índice de pobreza energética multidimensional (IPEM)**, el **Costo Unitario del servicio de energía eléctrica (CU)**, el **Porcentaje de Participación de los Usuarios Atendidos por cada Operador de Red** y las **Horas Pico Solar (HSP)**. A cada criterio se le asignaron rangos y una puntuación de 1 a 5 para su evaluación en cada departamento. Finalmente, se definieron los pesos correspondientes a cada criterio y se calculó la ponderación a nivel nacional. Esta etapa se denominó **Ponderación**.
3. Con base en los resultados obtenidos en la etapa de “**Ponderación**” y los valores presentados en el numeral anterior “**Recursos Proyecto de Inversión**” se procedió a distribuirlos por departamento. Esta etapa se denominó **Distribución de los recursos en cada departamento y orden de ejecución anual**

Tras exponer el contexto general de la metodología, se procede a desarrollar cada etapa de manera detallada.

1. **Caracterización Departamental**

En esta etapa se revisó y analizó, por departamento, la siguiente información:

- **Índice de Pobreza Multidimensional:** Indicador que evalúa las privaciones en dimensiones como educación, salud, vivienda, trabajo, capacidad de adquisición de bienes y servicios, entre otras. Su valor se expresa en términos de porcentaje y se obtiene a partir de los datos más recientes publicados por parte del DANE dentro del Boletín Técnico de Pobreza Multidimensional (IPM) año 2024:

Ilustración 12 Índice de pobreza multidimensional para los departamentos del alcance del proceso

Departamento	Índice de Pobreza Multidimensional
Antioquia	10,9
Atlántico	9,5
Cundinamarca	7,4
Bolívar	15,6
Boyacá	6,9
Cesar	13,4
Chocó	33,9
Córdoba	25,7
La Guajira	39,3
Magdalena	19,2
Norte De Santander	15,2
Santander	6,8
Sucre	21,8

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) (2024).

- **Índice de Pobreza Energética Multidimensional:** Indicador que refleja de manera directa las condiciones energéticas de los hogares y comunidades evaluando aspectos como la disponibilidad, confiabilidad, asequibilidad y modernidad del suministro, teniendo en cuenta que, la Pobreza Energética es definida como la situación en la que un hogar enfrenta formas de privación en el acceso a la energía que limitan la satisfacción de sus necesidades básicas de energía. Su valor se expresa en términos de porcentaje y se obtiene a partir de los datos más recientes publicados por parte del Ministerio de Minas y Energía (MME) dentro del Informe sobre Pobreza Energética Multidimensional en Colombia 2022-2023:

Ilustración 13 Índice de pobreza energética multidimensional para los departamentos del alcance

Departamento	Índice de pobreza energética multidimensional
Antioquia	MUY BAJO
Atlántico	MUY BAJO
Cundinamarca	MUY BAJO
Bolívar	MEDIO
Boyacá	BAJO
Cesar	MEDIO
Chocó	MUY ALTO
Córdoba	ALTO
La Guajira	MUY ALTO
Magdalena	ALTO
Norte De Santander	BAJO
Santander	MUY BAJO
Sucre	ALTO

Fuente: Informe Pobreza Energética Multidimensional en Colombia 2022-2023 – MME.

Costo Unitario del Servicio de Energía Eléctrica: El análisis de los costos unitarios por departamento (Valor conformado por la sumatoria de los componentes de generación,

transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y restricciones del sistema bajo condiciones reguladas), se realizó con base en la información publicada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en su página web, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de abril de 2024 y el 31 de marzo de 2025 (ver detalle en el Anexo 2. Estudios Técnicos Colombia Solar – Pestaña 3. Caract Depart- Análisis CU). A partir de esta información, se calculó el promedio aritmético para cada departamento teniendo en cuenta que los valores indicados se expresan en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

El resultado de este proceso se presenta a continuación

Tabla 12 Promedio del Costo Unitario para los departamentos del alcance de la ANEXO TÉCNICO.

DEPARTAMENT O	PROMEDIO COSTO UNITARIO DEPARTAMENTOS						
	GM	TM	PR	D	CV	RM	CUV_11 9
Antioquia	342.37	53.72	69.45	291.68	115.08	16.16	888.47
Atlántico	405.48	53.72	111.10	162.68	245.22	22.45	1000.64
Cundinamarca	357.47	53.72	69.23	269.63	98.36	16.36	864.77
Bolívar	368.04	53.72	167.32	214.02	221.81	21.61	1046.52
Boyacá	357.96	53.72	77.67	269.63	148.65	16.63	924.27
Cesar	368.04	53.72	167.32	214.02	221.81	21.61	1046.52
Chocó	416.22	53.72	73.37	185.50	182.44	19.27	930.51
Córdoba	368.04	53.72	167.32	214.02	221.81	21.61	1046.52
La Guajira	405.48	53.72	111.10	162.68	245.22	22.45	1000.64
Magdalena*	386.76	53.72	139.21	188.35	233.51	22.03	1023.58
Norte De Santander	397.35	53.72	85.70	291.68	133.15	18.32	979.93
Santander	398.71	53.72	84.15	291.68	127.22	17.66	973.14
Sucre	368.04	53.72	167.32	214.02	221.81	21.61	1046.52

Fuente: Información publicada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en su página web.

* En el caso de Magdalena, se consideraron los costos unitarios reportados por los distintos operadores de red que prestan el servicio público de energía eléctrica en dichos mercados.

Adicionalmente, para el análisis financiero, se calculó el costo unitario promedio a nivel nacional a partir de la información de la Tabla 12.

Tabla 13 Promedio del Costo Unitario a Nivel Nacional.

Caso de estudio programa Colombia Solar	GM	TM	PR	D	CV	RM	CU
Promedio aritmético por todos los operadores de red del SIN	380,5 4	53,71	94,44	246,5 2	171,8 4	18,81	965,8 7

Participación de cada componente en el CU	39%	6%	10%	26%	18%	2%
---	-----	----	-----	-----	-----	----

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

Para el caso de los departamentos incluidos en el alcance del Presente Anexo Técnico, el promedio del costo unitario es el siguiente:

Tabla 14 Promedio del Costo Unitario de todos los departamentos del alcance del ANEXO TÉCNICO.

Caso de estudio programa Colombia Solar	CU
Promedio aritmético departamentos ejecución	982.46

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

- Porcentaje de participación de los usuarios atendidos por cada operador de red:**
 Para este análisis se tomó la información del número de usuarios de estrato 1, 2 y 3 reportada por los operadores de red al Sistema Único de Información (SUI), administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

Tabla 15 Porcentaje de participación de los usuarios por estrato para cada departamento del alcance del ANEXO TÉCNICO.

Departamento	Usuarios Residenciales Regulados por Estrato				% participación por total usuarios	% participación por E1	% participación por E2	% participación por E3
	E 1	E 2	E 3	TOTAL				
Antioquia	599,076	943,97	672,347	2,215,393	15.85%	12.26%	16.60%	19.73%
Atlántico	301,004	210,44	106,914	618,358	4.42%	6.16%	3.70%	3.14%
Cundinamarca	303,054	1,376,697	1,173,480	2,853,231	20.41%	6.20%	24.21%	34.44%
Bolívar	305,581	147,981	63,971	517,533	3.70%	6.25%	2.60%	1.88%
Boyacá	70,534	324,631	84,058	479,223	3.43%	1.44%	5.71%	2.47%
Cesar	162,961	103,706	31,138	297,805	2.13%	3.33%	1.82%	0.91%
Chocó	108,106	8,027	2,673	118,806	0.85%	2.21%	0.14%	0.08%
Córdoba	336,36	80,65	22,938	439,948	3.15%	6.88%	1.42%	0.67%
La Guajira	83,605	58,206	11,683	153,494	1.10%	1.71%	1.02%	0.34%
Magdalena	159,623	63,732	52,213	275,568	1.97%	3.27%	1.12%	1.53%
Norte De Santander	180,884	230,274	76,7	487,858	3.49%	3.70%	4.05%	2.25%
Santander	225,07	294,988	167,979	688,037	4.92%	4.61%	5.19%	4.93%
Sucre	175,44	61,135	10,308	246,883	1.77%	3.59%	1.08%	0.30%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

Nota: Los porcentajes de participación se calcularon con respecto a los totales nacionales, esto se puede verificar en el Anexo 2. Estudios Técnicos Colombia Solar – Pestaña 5. Caract Depart-%Parti usuarios.

- **Horas Pico Solar (HSP):** La información fue tomada del Atlas de Radiación Solar de Colombia, elaborado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). La Tabla 15 presenta los valores de HSP en cada departamento:

Tabla 16 Horas Pico Solar para cada departamento del alcance del ANEXO TÉCNICO.

Departamento	Horas Pico Solar (HSD)
Antioquia	4.30
Atlántico	5.45
Cundinamarca	4.04
Bolívar	5.40
Boyacá	4.50
Cesar	5.40
Chocó	3.50
Córdoba	4.70
La Guajira	5.90
Magdalena	5.61
Norte De Santander	4.45
Santander	4.00
Sucre	5.50

Fuente: Atlas de Radiación Solar de Colombia (IDEAM).

A partir de esta información se calculó un promedio de Horas Pico Solar (HSP) a nivel nacional.

Tabla 17 Promedio Horas Pico Solar a nivel nacional.

PROMEDIO HORAS PICO SOLAR A NIVEL NACIONAL	4.56
---	------

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

- **Altura de los Departamentos:** De acuerdo con lo establecido por la UPME en la Resolución 355 de 2004, el Consumo Básico de Subsistencia se define como:

“(...) la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer las necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Se establece el Consumo de Subsistencia en 173 kWh-mes para alturas inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar, y en 130 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar.”

Razón por la cual se consultó la altitud de las capitales de cada departamento, obteniendo como resultado:

Tabla 18 Altura sobre el nivel de mar para los departamentos del alcance del ANEXO TÉCNICO.

Departamentos	Altura sobre nivel del mar
Antioquia	> 1000 msnm
Atlántico	< 1000 msnm
Cundinamarca	> 1000 msnm
Bolívar	< 1000 msnm
Boyacá	> 1000 msnm
Cesar	< 1000 msnm
Chocó	< 1000 msnm
Córdoba	< 1000 msnm
La Guajira	< 1000 msnm
Magdalena	< 1000 msnm
Norte De Santander	< 1000 msnm
Santander	> 1000 msnm
Sucre	< 1000 msnm

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

Tabla 19 Porcentaje de usuarios ubicados en los rangos de altitud

Altura	Estrato 1	% participación E 1	Estrato 2	% participación E 2	Estrato 3	% participación E 3
< 1000 msnm	1.169.909	54%	1,217.021	61%	632.030	61%
> 1000 msnm	1.006.260	46%	774.774	39%	405.818	39%
Total	2.176.169	100%	1.991.795	100%	1.037.848	100%

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

2. Ponderación

A partir de los resultados obtenidos en la etapa de Caracterización Departamental, se implementó un procedimiento de ponderación basado en 5 criterios, a los cuales se les asignaron rangos y puntajes de 1 a 5, tal como se presenta a continuación:

Tabla 20 Criterios, rangos y puntuación

% de participación de usuarios		IPM		IPEM		CU		HSP	
Rango	Punt	Rango	Punt	Rango	Punt	Rango	Punt	Rango	Punt

>12,01%	5	>25%	5	muy alto	5	1000,1-1050	5	5,5 - 6	5
9,01% - 12%	4	20% - 24,4%	4	alto	4	950,1-1000	4	5 – 5,49	4
5,01%-9%	3	15%-19,9%	3	medio	3	900,1-950	3	4,5 – 4,99	3
3,51%-5%	2	10%-14,9%	2	bajo	2	850,1-900	2	4 – 4,49	2
0,1%-3,5%	1	5%-9,9%	1	muy bajo	1	800-850	1	3,5 – 3,99	1

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME

Posteriormente, se establecieron los siguientes pesos para cada criterio:

Tabla 21 Peso para cada criterio.

Criterio	Peso
% de participación de usuarios	5%
IPM	5%
IPEM	10%
CU	40%
HSP	40%

Fuente: Elaboración propia Equipo CS – MME

La asignación de estos pesos a cada criterio se realizó considerando los siguientes aspectos:

Índice de Pobreza Multidimensional (IPM): Su peso dentro de la caracterización es de 5%, considerándose moderado y proporcional con otros indicadores sociales garantizado que el enfoque del programa mantenga una orientación hacia la equidad social y la reducción de brechas territoriales, y a su vez procurando que no desplace consideraciones técnicas y energéticas determinantes para la sostenibilidad del programa.

Índice de Pobreza Energética Multidimensional (IPEM): El IPEM, con una ponderación del 10%, constituye un criterio clave que refleja las condiciones de acceso y calidad del servicio eléctrico. Su peso busca reconocer la urgencia de intervención en zonas con alta pobreza energética, sin dejar de equilibrar la decisión con criterios técnicos y de costo.

Costo Unitario del Servicio de Energía Eléctrica (CU): El CU recibe mayor peso (40%) debido a su relevancia económica y su impacto directo en los alcances del programa. Las zonas con mayores costos unitarios suelen presentar altos porcentajes de pérdidas, mayores consumos por el uso de electrodomésticos como aires acondicionados y sobrecostos en el componente de distribución, estas características incrementan los costos de prestación del servicio, lo que se traduce en tarifas más altas para los usuarios

y, por tanto, en una mayor necesidad de subsidios para garantizar la asequibilidad del servicio.

% de participación de usuarios: Este criterio, con un peso de 5%, permite identificar la cobertura actual y las áreas con mayor concentración de usuarios en estrato 1, 2 y 3, asegurando que el programa beneficie principalmente a la población más vulnerable en términos de capacidad de pago. El peso moderado asignado busca mantener el equilibrio con los criterios de eficiencia técnica y económica.

Horas Pico Solar (HSP): Se le otorgó un peso de 40%, teniendo en cuenta que es uno de los determinantes técnicos más relevantes para la viabilidad y rendimiento de este tipo de soluciones, logrando priorizar zonas con altos niveles de radiación solar y garantizando una mayor generación energética por unidad instalada, además de mejorar la relación costo-beneficio del programa y optimizar la sostenibilidad a largo plazo de las soluciones implementadas.

Como resultado, se obtiene la siguiente tabla resumen con los valores asociados a los puntajes específicos para cada departamento según cada uno de los 5 criterios indicados, y a su vez, se muestra una **calificación o Puntos obtenidos**, dato que resulta de la sumatoria de los puntajes por cada departamento proporcionados previamente a través de los pesos indicados en la tabla 21:

*Tabla 22 Calificación obtenida para los departamentos del alcance del presente
Anexo Técnico*

DPTO	% de participación usuarios	Índice de pobreza multidimensional	Índice de pobreza energética multidimensional	Costo del CU	HS P	Calificación Obtenida
Antioquia	5	2	1	2	2	2.05
Atlántico	2	1	1	5	4	3.85
Cundinamarca	5	1	1	2	2	2.00
Bolívar	2	3	3	5	4	4.15
Boyacá	1	1	2	3	3	2.70
Cesar	1	2	3	5	4	4.05
Chocó	1	5	5	3	1	2.40
Córdoba	1	5	4	5	3	3.90
La Guajira	1	5	5	5	5	4.80
Magdalena	1	3	4	5	5	4.60
Norte De Santander	1	3	2	4	2	2.80

Santander	2	1	1	4	2	2.65
Sucre	1	4	4	5	4	4.25

Fuente: Elaboración propia Equipo CS – MME

Los resultados de esta etapa arrojaron la siguiente ponderación expresada en porcentaje, la cual será fundamental para determinar, por departamento, la distribución de la capacidad instalada, la energía generada, los usuarios beneficiados y los recursos asignados en el aval fiscal. El detalle de este proceso se puede consultar en el Anexo 2. Estudios Técnicos Colombia Solar – Pestaña 6. Ponderación.

Tabla 23 Ponderación obtenida para cada departamento del alcance del Anexo Técnico.

Departamento	Puntos obtenidos	Ponderación
Antioquia	2.05	2.46%
Atlántico	3.85	4.62%
Cundinamarca	2.00	2.40%
Bolívar	4.15	4.98%
Boyacá	2.70	3.24%
Cesar	4.05	4.86%
Chocó	2.40	2.88%
Córdoba	3.90	4.68%
La Guajira	4.80	5.76%
Magdalena	4.60	5.52%
Norte De Santander	2.80	3.36%
Santander	2.65	3.18%
Sucre	4.25	5.10%

Fuente: Elaboración propia Equipo CS – MME

3. Focalización de recursos disponibles en cada departamento y orden de ejecución anual.

Orden de ejecución anual

Una vez definida la focalización de los recursos para cada departamento, se estableció el orden de ejecución anual considerando, en primer lugar, los compromisos de política pública asumidos con el departamento del Atlántico y la región Caribe. Posteriormente se estableció una planeación estratégica y escalonada con los departamentos que cuentan con operadores de red con participación pública y finalmente se incluyeron los demás departamentos.

Además, esta distribución anual garantizó que los recursos de los departamentos se distribuyeran a lo largo de todo el horizonte de ejecución (2026–2030), sin exceder el monto aprobado para cada año en la actividad 2.1.1 del proyecto de inversión.

Es importante indicar que el despliegue del programa en el año 2026 se iniciará con el departamento del Atlántico, teniendo en cuenta las persistentes problemáticas en la calidad del servicio de energía eléctrica, las altas pérdidas técnicas y no técnicas, los altos costos tarifarios y una infraestructura históricamente limitada. Aunado a esto, en la costa caribe existe un número considerable de usuarios de los estratos 1, 2 y 3 los cuales perciben los subsidios de energía por menores tarifas en sus facturas representando aproximadamente el 32% del total de los subsidios a nivel nacional.

Por otra parte, se encuentra el retroceso que presenta el departamento del Atlántico en materia de pobreza energética, registrando el mayor detrimento a nivel nacional. Según el último informe de análisis del IMPE de Promigas, entre 2023 y 2024, 162 mil personas adicionales ingresaron a esta condición, elevando la incidencia de 9,3% a 14,8% en pobreza energética.

Ante las persistentes problemáticas expuestas, la ejecución de proyectos de autogeneración solar en el Atlántico resulta necesaria como una solución estratégica que aumenta la confiabilidad energética y aprovecha la alta radiación solar del departamento.

A continuación, se presenta la distribución por año para la implementación del programa Colombia Solar para los departamentos que hacen parte del alcance de la presente ANEXO TÉCNICO:

Tabla 24 Distribución por año del programa Colombia Solar por departamento

Año de implementación	Orden de ejecución por año
2026	Atlántico
2027	La Guajira
	Magdalena
	Córdoba
	Sucre
	Bolívar
	Cesar
	Atlántico
	Chocó
2028	La Guajira
	Magdalena
	Córdoba
	Sucre
	Bolívar
	Cesar
	Chocó
2029	Chocó
	Norte de Santander
	Santander
2030	Norte de Santander
	Santander
	Boyacá

Cundinamarca
Antioquia

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

La tabla 15 distribuye los departamentos según la aplicación del programa año a año dentro de su vigencia, sin embargo, el orden de los departamentos mostrados en cada año no implica la no simultaneidad de la aplicación en uno o más departamentos.

Es importante señalar que, sin perjuicio de la reglamentación que el MME expida para la aplicación general del Programa, se definió que para el año 2026 se iniciará el despliegue del programa Colombia Solar por el departamento del Atlántico, esto teniendo en cuenta los compromisos de política pública adquiridos.

La focalización y priorización para el despliegue del programa en estos departamentos se realizará bajos los lineamientos dados en el Componente 1, 3 y 4 del Anexo Técnico.

4. 5. ANÁLISIS DEL MERCADO

4. 5.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

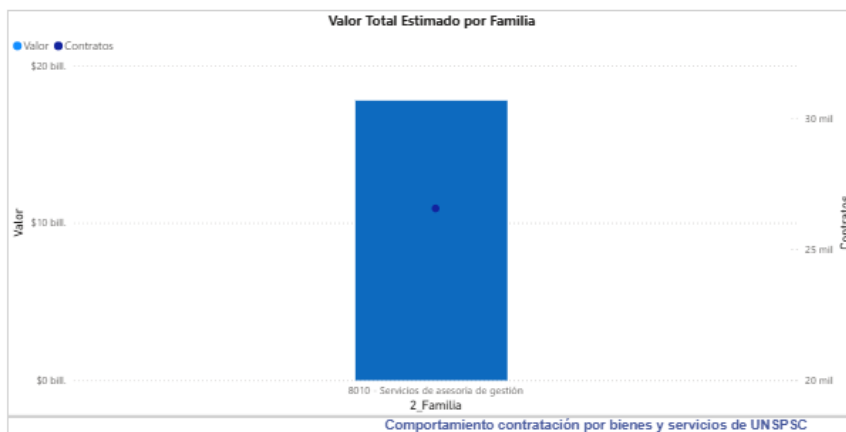
El análisis de la demanda se efectuó desde la herramienta de análisis de la demanda del Modelo de Abastecimiento Estratégico (MAE) de Colombia Compra Eficiente, empleando los códigos de las Naciones Unidas establecidos en el anterior numeral:

Para realizar el análisis de la demanda, se llevó a cabo una evaluación integral de la información disponible a nivel nacional, considerando el comportamiento mensual y anual de los consumos, así como la totalidad de los contratos suscritos por las entidades públicas en el país asociados a los códigos de producto y servicio previamente referenciados. Este ejercicio permitió identificar tendencias de adquisición, variaciones estacionales, volúmenes históricos y proyecciones de requerimientos, proporcionando una base sólida para estimar la demanda futura y asegurar que las decisiones de abastecimiento respondan de manera eficiente a las necesidades reales del mercado institucional.



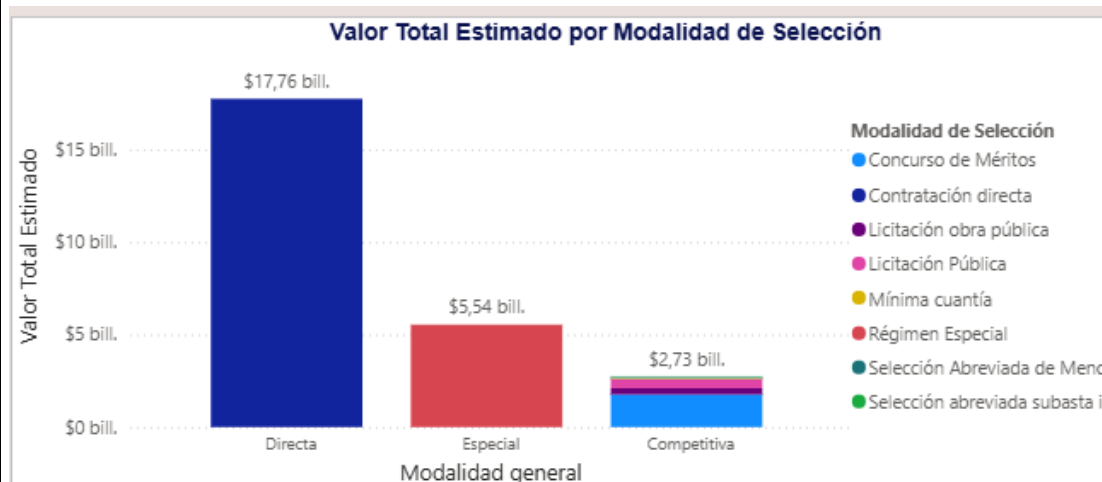
Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025. Disponible en:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOTEtMmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdiMDkwNDFILTI0NTEtNDIkc04Y2IxLTc5ZDVIM2Q4YzFiZSIsImMiOiR9>



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025. Disponible en:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOTEtMmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdiMDkwNDFILTI0NTEtNDIkc04Y2IxLTc5ZDVIM2Q4YzFiZSIsImMiOiR9>

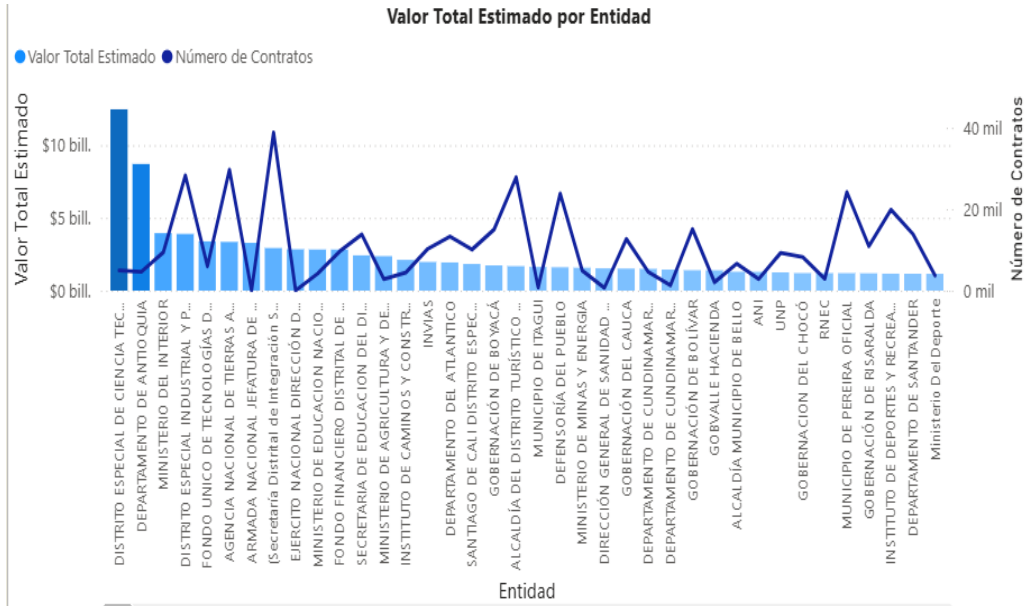


Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025. Disponible en:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOTEtMmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdiMDkwNDFILTI0NTEtNDIkc04Y2IxLTc5ZDVIM2Q4YzFiZSIsImMiOiR9>

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 \$17,76 bill. y de régimen especial con \$5.54 bill.

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



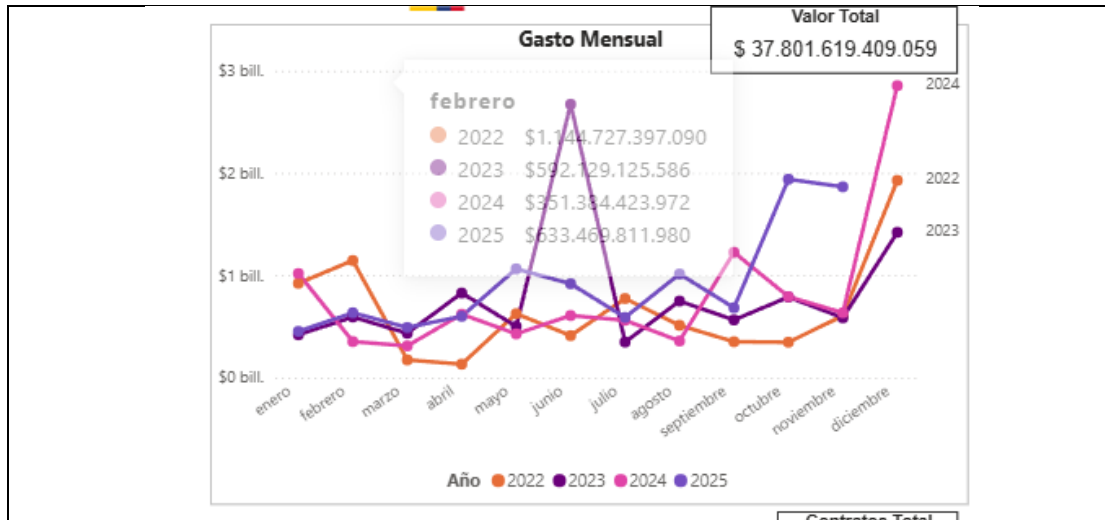
Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025. Disponible en:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOTEtMmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdiMDkwNDFILTI0NTEtNDIkc04Y2IxLTc5ZDVIM2Q4YzFiZSIsImMiOiR9>

Se encuentra que el DISTRITO ESPECIAL DE CIENCIA TECNOLÓGICA E INNOVACIÓN DE MEDELLÍN, fue la entidad que más contrató este tipo de servicios, seguido de la Departamento de Antioquia. Por su parte, el MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA tiene 1.472 contratos por un valor total de \$884.543.073.252 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 2022-2024 y lo corrido del 2025 de los contratos estatales celebrados por la entidad.

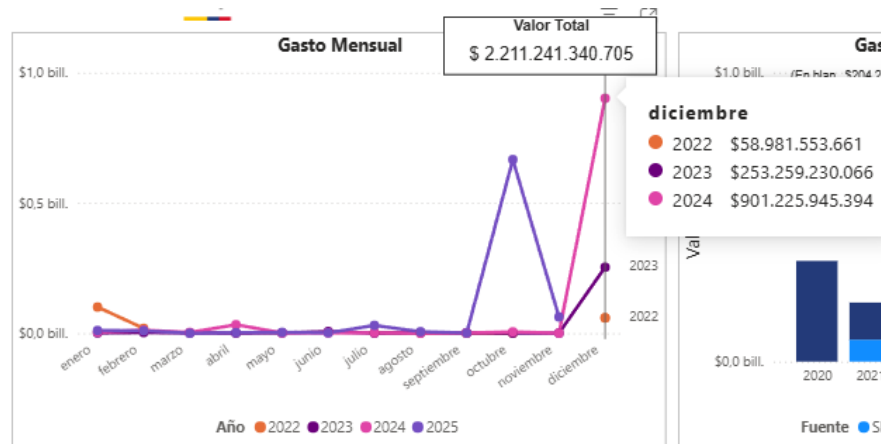
Según el Modelo de Abastecimiento Estratégico durante las vigencias ya mencionadas, se celebraron 69.365 contratos en todas las modalidades de selección en las plataformas SECOP I y SECOP II por un monto aproximado de \$37.801.619.409.059 como se muestra en la siguiente gráfica:



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025.

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOTEtTmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdidiMDkwNDZlTi0NTetNDIkMC04Y2IxLTc5ZDVMl2Q4YzFiZSIsImMiOiR9>

Que para el caso del Ministerio de Minas y Energía, se celebraron 1.532 contratos en todas las modalidades en el consumo de los recursos públicos asociados a los códigos con los que se caracterizó el presente proceso de selección, en las plataformas SECOP I y SECOP II por un monto aproximado de \$2.211.241.340.705 billones como se muestra en la siguiente gráfica:



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025.

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOTEtTmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdidiMDkwNDFILTI0NTetNDIkMC04Y2IxLTc5ZDVM2Q4YzFiZSIsImMiOiR9>

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.

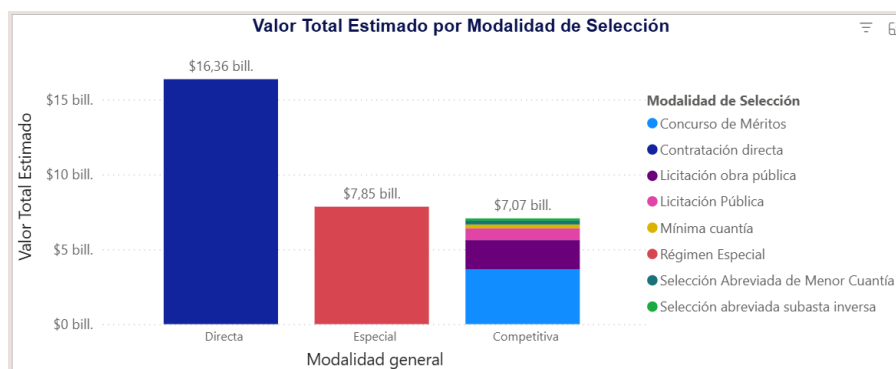
Es importante aclarar que dentro de esta clasificación existen contratos por prestación de servicios que en cierta medida no obedecen exactamente al objeto del presente contrato y afectan la estadística requerida, razón por la cual como se muestra en la siguiente gráfica la modalidad predominante de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



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025. Disponible en:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOTEtMmRmMTQxNTEyYTczliwiZCI6IjdiMDkwNDFILTI0NTEtNDIkc04Y2lxLTc5ZDVIM2Q4YzFiZSI6IjRmMiQjR9>

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.

4.5.1.1. Adquisiciones anteriores del servicio por parte de la entidad

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

Tabla 25 Contratos Adjudicados

NÚMERO DEL CONTRATO	OBJETO	MODALIDAD	VALOR CONTRACTADO	CONTRATISTA ADJUDICADO
GG C-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
GG C 628 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 "IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE FOTOVOLTAICA A NIVEL RESIDENCIAL PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE VIDA DE FAMILIAS UBICADAS EN LAS VEREDAS PIE DEL CIELO Y HONDO DEL RIO PERTENECIENTES AL AREA RURAL DEL MUNICIPIO DE MANAURE BALCONES DEL CESAR EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR" del Fondo de Apoyo Financiero para Energización	Contratación directa	\$1.899.864.780	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE
GG C-596-2020	Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en los barrios subnormales del Mercado de Comercialización del OPERADOR DE RED ubicados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional -SIN conforme los reglamentos técnicos vigentes, mediante la ejecución del proyecto NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS BARRIO NUEVO MILENIO el cual será ejecutado por el OPERADOR DE RED bajo su responsabilidad, en los términos del presente Contrato, para la entrega al MINISTERIO y el cual	Contratación directa (con ofertas)	\$1.649.728.855	AIR-E S.A.S. E.S.P.
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 TENSIÓN PARA LAS COMUNIDADES DE LOS RESGUARDOS INDIGENAS UMANA Y EL TIGRE DEL MUNICIPIO PUERTO GAITAN - META - FASE I" DEL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA ENERGIZACIÓN DE ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI	Contratación directa	\$6.603.078.550	ELECTRIFICADORA DEL META S.A.E.S.P
GG C-727-2022	Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en los barrios subnormales del Mercado de Comercialización del OPERADOR DE RED ubicados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional - SIN- conforme los reglamentos técnicos vigentes, legalizando los usuarios y adecuando las redes eléctricas mediante la ejecución del proyecto (CONSTRUCCION DE REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ASENTAMIENTO LOS TRONQUITOS MUNICIPIO DE SARAVERA DEPARTAMENTO DE ARAUCA), el	Contratación directa	\$2.396.700.215	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA ENELAR E.S.P
GG C 642 DE 2017	Ampliar y prestar el servicio de energía eléctrica en condiciones de calidad y confiabilidad, en las zonas rurales del Sistema Interconectado Nacional – SIN, ubicadas en el Mercado de Comercialización del OPERADOR DE RED, mediante la ejecución del proyecto CONSTRUCCION DE REDES DE DISTRIBUCION ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN COMUNIDADES INDIGENAS DEL 15, 18 Y LA TOLDA DEL CARMEN DE ATRATO Y EL 20 Y 21 DE QUIBDO, CHOCO" con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización	Contratación directa	\$3.478.307.004	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P
GG C-1199-2023	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS CORREGIMIENTOS GRANADA; TABLÓN PANAMERICANO; EL MANZANO; REMOLINO Y ESPECIAL EN EL MUNICIPIO DE TAMINANGO; DEPARTAMENTO DE NARIÑO	Contratación directa (con ofertas)	\$3.018.119.663	CEDENAR S.A. E.S.P.
GG C-1366-2024	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN, CON MONTAJE DE SUBESTACIÓN 34.5 KV Y SUBESTACIONES 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)	\$5.652.742.484	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. ESP
GG C-649-2020	Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en los barrios subnormales del Mercado de Comercialización del OPERADOR DE RED ubicados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional SIN conforme los reglamentos técnicos vigentes, mediante la ejecución del proyecto NORMALIZACIÓN REDES ELÉCTRICAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN DEL BARRIO ALVARO URIBE VELEZ - NEIVA el cual será ejecutado por el OPERADOR DE RED bajo su responsabilidad, en los términos del presente Contrato	Contratación directa (con ofertas)	\$1.577.716.873	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
GG C-1117-2023	Formular un modelo y/o algoritmo de conformación de áreas de distribución de energía eléctrica; así como un esquema para el cálculo del cargo de distribución asociado a cada una de las áreas de distribución de acuerdo con la normatividad y la regulación tarifaria en Colombia.	Contratación directa	\$3.250.058.020	Consultoría regulatoria

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	---	--

GG C 501 DE 201 7	Contratar los servicios para la realización de un Análisis del Impacto Normativo AIN; y; una metodología para la realización de AIN para las actualizaciones; y modificaciones de los reglamentos técnicos RETIE y RETILAP; y; otros que expida o actualice la Dirección de Energía Eléctrica.	Contratación directa	\$5 41. 50 0.0 00	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
GG C- 108 2- 202 4	Aunar esfuerzos con universidades públicas para fortalecer la estrategia de sociedad del conocimiento a través de prácticas académicas para asesorías; asistencia técnica; estudios técnicos en la zona sur del país	Contratación directa	\$5 08. 50 0.0 00	UNIVERSIDAD DEL CAUCA
GG C- 086 9- 202 5	Aunar esfuerzos en la emisión de conceptos y pronunciamientos técnicos vinculados a los proyectos del sector energético competencia de la UPME; con especial atención a los presentados al SGR y a otros fondos administrados por el MME.	Contratación directa	\$0	UPME
GG C 491 DE 201 8	Aunar esfuerzos para la revisión; evaluación y emisión de pronunciamientos sobre la viabilidad técnica y económica de los proyectos de inversión del sector energético en zonas no interconectadas susceptibles de ser financiados con recursos del Sistema General de Regalías y que son presentados.	Contratación directa	\$0	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE
GG C- 246- 202 3	Aunar esfuerzos en la emisión de conceptos y pronunciamientos técnicos de los proyectos del sector energético competencia del IPSE especialmente los presentados al SGR y demás fondos administrados por el Ministerio.	Contratación directa	\$0	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE
GG C- 111 1- 202 3	Aunar esfuerzos técnicos; administrativos y financieros para el fortalecimiento de esquemas asociativos y caracterización de la primera fase de proyecto piloto de comunidades energéticas indígenas; en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.	Contratación directa	\$6 60. 00 0.0 00	ORGANIZACION INDIGENA NACION WAYUU
GG C- 107 5- 202 3	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. 01 6.0 06. 48 1	Organización Internacional para las Migraciones
GG C 612 DE 201 7	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	\$1 8.4 65. 99 2.7 36	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE
GG C- 119 6- 202 4	Aunar esfuerzos técnicos; administrativos y financieros para avanzar en el diseño de los programas orientados a la construcción del Plan en materia de transición energética justa en las territorialidades indígenas.	Contratación directa	\$2. 82 0.0 00. 00 0	ORGANIZACIÓN NACIONAL INDÍGENA DE COLOMBIA - ONIC
GG C 661- 202 0	DISEÑO DE LA SOLUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA VIVIENDA INDIVIDUAL CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLES FNCR; UBICADAS EN EL RESGUARDO INDIGENA BAJO SANTA HELENA DEL MUNICIPIO DE PUERTO ASÍS EN EL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO	Contratación directa	\$7 93. 04 5.9 76	CEDENAR S.A. E.S.P.
GG C- 636- 202 3	Aunar esfuerzos entre el Ministerio de Minas y Energía y el Instituto Colombiano de Antropología e Historia para el diseño de herramientas para el reconocimiento; caracterización; atención de las comunidades mineras de subsistencia y pequeña escala; a partir de factores históricos; sociales; económicos.	Contratación directa	\$0	ICANH
GG C- 121 6- 202 4	Aunar esfuerzos Técnicos; administrativos y financieros entre el Ministerio de Minas y Energía- MME y Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR S.A. E.S.P.; para el diseño; formulación e implementación de proyectos FNCR que permitan el desarrollo y posicionamiento de la Estrategia Nacional de Comunidades Estratégicas	Contratación directa	\$4. 19 7.6 31. 10 0	CEDENAR S.A. E.S.P.
GG C 520 201 7	AMPLIAR LA COBERTURA Y PROCURAR LA SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - ZNI MEDIANTE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA VIVIENDAS RURALES EN LAS VEREDAS.	Contratación directa	\$1 4.3 24. 86 9.9 54	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE
GG C	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	Contratación directa	\$9. 06	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y

611 DE 201 7	SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA" del Fondo de Apoyo Financiero para Energización de Zonas No Interconectadas	ón direct a	9.6 92. 58 0	PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS IPSE
GG C- 103 0- 202 3	Aunar esfuerzos técnicos; administrativos y financieros para avanzar en la caracterización de los proyectos de comunidades energéticas en el marco de la primera fase de la etapa de diseño.	Contr ataci ón direct a	\$1. 20 0.0 00. 00 0	ORGANIZACIÓN NACIONAL INDÍGENA DE COLOMBIA - ONIC
GG C- 915- 202 3	Realizar el diseño y divulgación del programa de buenas prácticas asociadas a economía circular y ejecución del programa de calidad de aire en procesos de coque; para el fortalecimiento de la competitividad Minera.	Contr ataci ón direct a	\$7 76. 23 2.0 00	UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

Como se puede apreciar, la entidad ha adelantado contratos similares mediante la modalidad de contratación directa.

Desde la vigencia 2020 hasta la del 2024 se han celebrado contratos por un total de \$61.330.492.995 asociados a diseños mediante contratación directa y por tipología de contrato o convenio interadministrativo.

4.5.1.2. Adquisiciones anteriores del servicio por parte de otras entidades

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

Tabla 26 Adquisiciones Anteriores por Parte de Otras Entidades

NÚMERO DE PROCESO	TIPO DE PROCESO	ENTIDAD	DESCRIPCIÓN	CONTRATISTA	REMUNERACIÓN	MONTO CONTRATADO
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 Pacífico S.A. E.S.P	REMUNERACIÓN DE LA ASISTENCIA TÉCNICA A DISPAC S.A. E.S.P. Las partes acuerdan como remuneración por la administración del proyecto y asistencia técnica, que incluye la ejecución de los recursos del proyecto, energización y entrega de las SISFV en operación a los usuarios y a la COMUNIDAD ENERGÉTICA constituida, de acuerdo con lo indicado en el alcance del contrato, un valor equivalente al cinco (5%) del valor de los costos directos más indirectos del proyecto, así como de los costos de interventoría, implementación del PMA y del plan de gestión social, cuyo valor asciende a la suma de MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y OCHO	\$27.067.552. 244

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2	
--	---	--	--	--

						MILLONESNOVECI ENTOS 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	Contratac ión directa	Instituto de Planificaci ón y Promoción de Soluciones Energética s para las Zonas No Interconect adas IPSE	Desarrollar proyectos energéticos sostenibles con fuentes no convencione s de energía en las ZNI del Departamento del Guainía	Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P	No discrimina	\$10.000.000. 000	
	IPSE- 142- 2021	Contratac ión directa	Instituto de Planificaci ón y Promoción de Soluciones Energética s para las Zonas No Interconect adas IPSE	Desarrollar e implementar soluciones individuales solares fotovoltaicas SISFV para la ampliación de cobertura y mejorar las centrales de generación en las comunidades rurales y dispersas de la ZNI.	Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P	REMUNERACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN Y ASISTENCIA TÉCNICA POR PARTE DE DISPAC S.A. E.S.P. Las partes acuerdan como remuneración por la administración del proyecto y asistencia técnica, que incluye la ejecución de los recursos del proyecto, energización y entrega de la SISFV en operación a los usuarios y al operador, de acuerdo con lo indicado en el alcance del contrato, un valor equivalente al cinco (5%) del valor de los costos directos más indirectos del proyecto, así como de los costos de interventoría, cuyo valor asciende a la suma de TRES MIL SETECIENTOS DIEZ MILLONES DOSCIENTOS SESENTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS VEINTITRÉS PESOS (\$3.710.266.723) M/CTE, de acuerdo con los presupuestos contenidos en los anexos técnicos.	\$78.242.037. 315	
	DC-SI- CD-188- 2021	Contratac ión directa	Gobernaci ón Del Cauca	Aunar esfuerzos técnicos y administrativos para realizar los estudios y diseños para la construcción de redes eléctricas aéreas en	Centrales Eléctricas Del Cauca S.A ESP	No discrimina	\$4.236.371.0 78	

				zonas rurales de varios municipios del departamento del Cauca			
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	
IPSE-205-2024	Contratación directa	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE	Implementación de soluciones energéticas sostenibles para la ampliación de cobertura a comunidades de la zona rural y dispersa del municipio de Albania en el Departamento de La Guajira.	Electrificadora Del Caquetá S.A. ESP	REMUNERACIÓN DE LA ASISTENCIA TÉCNICA A ELECTROCAQUET Á S.A.E.S.P. Las partes acuerdan como remuneración por la administración del proyecto y asistencia técnica, que incluye la ejecución de los recursos del proyecto, energización y entrega de las SISFV en operación a los usuarios y a la COMUNIDAD ENERGÉTICA constituida, de acuerdo con lo indicado en el alcance del contrato, un valor equivalente al cinco (5%) del valor de los costos directos más indirectos del proyecto, así como de los costos de interventoría, implementación del PMA y del plan de gestión social, cuyo valor asciende a la suma de QUINIENTOS CATORCE MILLONES SETECIENTOS DIECINUEVE MIL CIENTO SEIS PESOS (\$514.719.106) M/CTE, de acuerdo con los presupuestos contenidos en los anexos técnicos.	\$10.294.382.128	

El análisis de los adquirentes anteriores del servicio realizadas por otras entidades públicas constituye un elemento jurídico determinante dentro del proceso contractual, en tanto que desarrolla de manera efectiva el principio de planeación y el deber de motivación de los actos

preparatorios de la contratación. Su incorporación permite acreditar que la entidad estructuró el proceso con fundamento a antecedentes verificables del propio Estado, garantizando que la definición del objeto, el alcance, el valor estimado y la modalidad de selección respondan a criterios técnicos, objetivos y razonables, y no a apreciaciones discrecionales o carentes de sustento.

De igual forma, el análisis fortalece el cumplimiento de principios de transparencia, economía y responsabilidad, al reducir riesgos jurídicos, fiscales y disciplinarios asociados a una inadecuada planeación contractual, la referencia de adquisiciones previas evidencia una gestión diligente del gasto público, en este sentido, con base en las estimaciones se evidencia que, todos los procesos relacionados con implementación de soluciones energéticas, asistencias técnica y administración de proyectos, han sido con esquemas de contratación directa y modelos de remuneración recurrentes (porcentajes sobre costos directos, administración del contrato y gestión social), lo cual, permite identificar parámetros contractuales homogéneos, prácticas reiteradas del sector y una escala histórica de la contratación pública que sirve como referente objetivo para el análisis del mercado.

4.5.2. ANALISIS DE USUARIOS SUBSIDIADOS

El análisis de los usuarios residenciales regulados del Sistema Interconectado Nacional evidencia una alta concentración de la demanda en los departamentos con mayor población urbana y desarrollo industrial. En conjunto, los estratos 1, 2 y 3 representan la mayor proporción de los consumidores del servicio de energía eléctrica, lo que refuerza la pertinencia del Programa Colombia Solar para impactar de manera directa a los hogares de bajos ingresos.

La Región Andina concentra el mayor volumen de usuarios regulados dentro del SIN, destacándose Cundinamarca y Antioquia, que en conjunto superan los 5 millones de usuarios, equivalentes a una proporción superior al 36% del total analizado. Este comportamiento se asocia a su densidad demográfica y su peso en la actividad económica nacional.

Asimismo, la Costa Caribe presenta una participación relevante, donde departamentos como Atlántico, Bolívar, Córdoba y Magdalena suman más de 1,8 millones de usuarios residenciales, con una alta participación de estratos 1 y 2. Esta tendencia es clave, considerando que es una de las regiones con los mayores costos del servicio y con mayor vulnerabilidad socioeconómica, por lo que la implementación de soluciones fotovoltaicas tendría un impacto significativo en la reducción de la factura de energía.

De otra parte, los departamentos de la región Pacífica, especialmente Valle del Cauca y Cauca, también representan una proporción importante de demanda, lo que denota potencial de adopción tecnológica para autogeneración distribuida. En menor escala, pero estratégicamente relevantes, se encuentran los departamentos de Orinoquía y Amazonía dentro del SIN, donde si bien el número de usuarios es menor, la dispersión territorial y las limitaciones económicas fortalecen la necesidad de avanzar en soluciones renovables que reduzcan costos a los hogares.

En términos de distribución por estrato, se mantiene una prevalencia del estrato 2, seguido del estrato 1, lo que se alinea con el enfoque del programa dirigido a hogares de menores ingresos. Este patrón confirma que Colombia Solar contribuirá de manera directa a la Transición Energética Justa, al impulsar la reducción estructural del costo del servicio público domiciliario de energía en los segmentos con mayor vulnerabilidad económica.

Finalmente, la identificación de los territorios con mayor número de usuarios, así como el análisis de su participación relativa en la demanda nacional, permite orientar la priorización en la implementación del programa, asignando soluciones fotovoltaicas donde se logre el mayor efecto redistributivo, mayor número de beneficiarios y mejores condiciones técnicas para conexión al SIN.

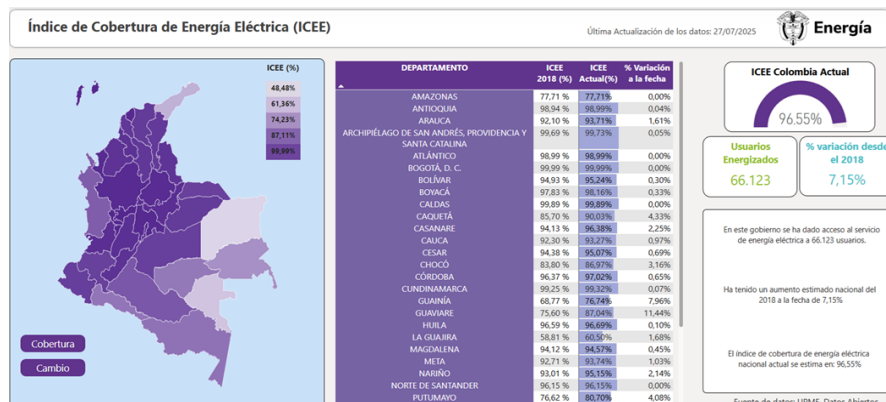
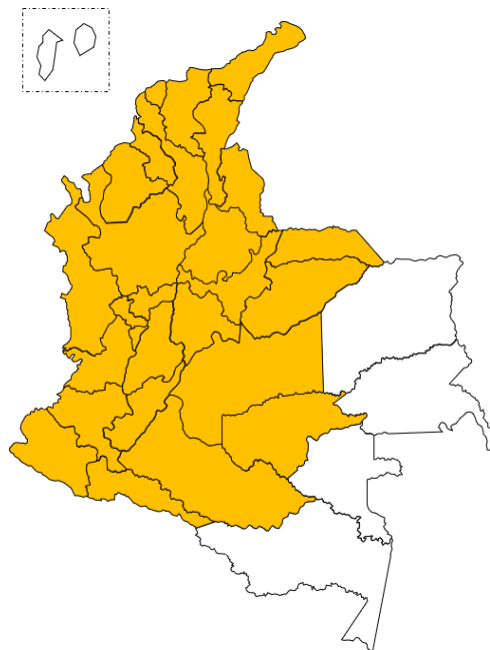
Tabla 27 Usuarios Residenciales Regulados

REGIÓN	DEPARTAMENTO	USUARIOS RESIDENCIALES REGULADOS			TOTAL
		ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	
Andina	Antioquia	599.076	943.970	672.347	2.215.393
Orinoquía	Arauca	66.251	20.071	4.884	91.206
Caribe	Atlántico	301.004	210.440	106.914	618.358
Andina	Cundinamarca	303.054	1.376.697	1.173.480	2.853.231
Caribe	Bolívar	305.581	147.981	63.971	517.533
Andina	Boyacá	70.534	324.631	84.058	479.223
Andina	Caldas	73.504	126.413	91.024	290.941
Amazonía	Caquetá	82.509	23.542	6.786	112.837
Orinoquía	Casanare	50.666	65.682	19.573	135.921
Pacífica	Cauca	378.251	85.509	32.104	495.864
Caribe	Cesar	162.961	103.706	31.138	297.805
Pacífica	Chocó	108.106	8.027	2.673	118.806
Caribe	Córdoba	336.360	80.650	22.938	439.948
Orinoquía	Guaviare	15.018	6.844	1.284	23.146
Andina	Huila	169.234	193.128	37.988	400.350
Caribe	La Guajira	83.605	58.206	11.683	153.494
Caribe	Magdalena	159.623	63.732	52.213	275.568
Orinoquía	Meta	114.263	131.212	93.107	338.582
Andina	Nariño	300.645	126.674	44.873	472.192
Andina	Norte De Santander	180.884	230.274	76.700	487.858
Amazonía	Putumayo	59.651	12.446	1.687	73.784
Andina	Quindío	45.308	65.839	53.347	164.494
Andina	Risaralda	59.136	122.294	93.643	275.073
Andina	Santander	225.070	294.988	167.979	688.037
Caribe	Sucre	175.440	61.135	10.308	246.883
Andina	Tolima	149.416	248.045	90.827	488.288
Pacífica	Valle Del Cauca	311.313	553.656	359.807	1.224.776

En el mapa se muestran en color naranja los departamentos que integran el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estos territorios cuentan con conexión al sistema eléctrico central del país, a través de redes interconectadas de generación, transmisión y distribución que permiten el suministro continuo y coordinado de energía.

El área resaltada corresponde a la mayor parte del territorio nacional, incluyendo los principales centros urbanos y productivos del país, donde la infraestructura eléctrica permite el acceso regulado al servicio público de energía bajo los estándares técnicos del Sistema Eléctrico Colombiano.

En contraste, los departamentos no coloreados representan Zonas No Interconectadas (ZNI), donde el servicio se presta mediante sistemas aislados y con menores niveles de cobertura y calidad.



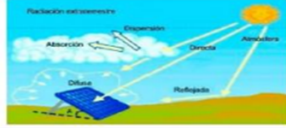
4.5.3. DE LAS SOLUCIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS INDIVIDUALES

Las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable FNCER como las llamamos en Colombia son: la eólica, la que viene del viento; biomasa de las plantas; mareomotriz de los mares; geotérmica del núcleo de la tierra; la hídrica que es la que más usamos en Colombia y la Energía Solar por su infinito potencial y fácil acceso.

Aunado a lo anterior al ser Colombia un país ubicado en la zona ecuatorial, tienen la ventaja de disponer de un buen recurso solar a lo largo del año. Según la UPME, Colombia tiene una radiación solar promedio diario de 4,5 kWh/m², la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m². La Guía Ambiental y Social para los proyectos de generación fotovoltaicos del Ministerio del Medio ambiente³⁰ ilustra en las siguientes tablas los recursos de energía solar en el país y el funcionamiento de la energía fotovoltaica así:

Región	Promedio de Irradiación (kWh/m ² /día)
Guajira	6,0
Costa Atlántica	5,0
Orinoquia	4,5
Amazonia	4,2
Región Andina	4,5
Región Pacífica	3,5

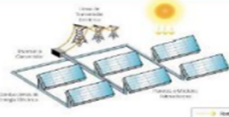
La radiación solar al pasar por la atmósfera sufre un proceso de debilitamiento por la dispersión, la reflexión (por las nubes) y la absorción (por las moléculas de gases y por partículas en suspensión); por lo tanto, la radiación solar que llega a la superficie terrestre es menor a la del tope de la atmósfera. La superficie de la Tierra, suelos, océanos y también la atmósfera absorbe energía solar y la vuelve a irradiar en forma de calor en todas las direcciones.



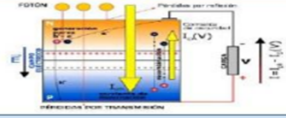
La tecnología fotovoltaica es aquella que permite la conversión directa de energía luminica en energía eléctrica. Lo anterior, se logra mediante el uso de materiales semiconductores con efecto fotoeléctrico, es decir, tienen la capacidad de absorber fotones y liberar electrones. El material semiconductor al estar unido a conductores eléctricos formando un circuito, permite generar energía de corriente continua.



El efecto fotovoltaico consiste en un fenómeno que se presenta cuando se unen dos materiales semiconductores: un donante (material tipo N) y otro aceptor (material tipo P) de electrones. Los semiconductores más utilizados tienen una base de cristal de silicio dopado, adicionando átomos del grupo V (donante) o el grupo III (aceptor), que dan origen, mediante fotones de luz a un flujo de electrones desde el material N al P, generando una diferencia de potencial (o voltaje) entre los dos materiales.



La energía eléctrica producida en los paneles fotovoltaicos se conduce, a través de obras de canalización, hacia los equipos denominados inversores eléctricos, que convierten la corriente continua a alterna. Luego, esta corriente es conducida hacia una subestación eléctrica, donde se eleva su nivel de tensión, a niveles superiores a 60 kV, para ser transportada a la red mediante líneas de transmisión eléctrica. Las subestaciones y líneas o tendidos eléctricos pueden o no formar parte del proyecto.



Fuente: Atlas SFA Chile IFC

La energía fotovoltaica consiste en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante módulos solares, permitiendo generar energía limpia y contribuir a la diversificación de la matriz energética del país. Esta fuente renovable ofrece múltiples beneficios: no emite contaminantes, es inagotable, presenta bajos costos de operación y mantenimiento, y se encuentra disponible durante todo el año, lo que la convierte en una alternativa estratégica para los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En el marco del Programa Nacional Colombia Solar, la implementación de soluciones fotovoltaicas conectadas al SIN permite a los hogares reducir su consumo de energía proveniente de la red eléctrica, generando ahorros directos en la factura del servicio público. A través de sistemas de generación distribuida, la energía producida por los paneles se aprovecha de manera inmediata en la vivienda; y cuando existe excedente, este puede ser gestionado conforme a la regulación vigente mediante medición bidireccional y esquemas de autogeneración.

El funcionamiento de estas soluciones se basa en que los paneles solares capturan la luz solar y la convierten en corriente directa, la cual es transformada posteriormente en corriente

alterna apta para el consumo. Un medidor realiza el registro de la energía generada y consumida, mientras que un tablero de distribución se encarga de integrarla a la red interna de la vivienda, garantizando un suministro seguro y continuo.

Los componentes principales de un SSF son:

- Módulos Fotovoltaicos, paneles solares o también los llaman placas, (subsistema de generación) compuestos por materiales semiconductores que al incidir la radiación solar sobre ellos la transforman en energía eléctrica en forma de corriente continua – DC.
- Las baterías o subsistema de acumulación que tienen la función de almacenar la energía eléctrica para las noches o momentos de baja radiación y también para dar la potencia pico de arranque que requiere un motor.
- Controlador o Regulador de Carga que tiene la función de que las baterías no se sobrecarguen o sobre descarguen, es el componente “inteligente” del sistema fotovoltaico.
- Los inversores que son acondicionadores de potencia y transforman de corriente continua a corriente alterna, igual a la que utilizamos normalmente en nuestros hogares o industrias.

4.5.3.1. Tipologías de Proyectos de Autogeneración Solar Fotovoltaica

En la fase de estructuración del programa se propusieron las siguientes tipologías de autogeneradores a pequeña y gran escala, con el propósito de construir un modelo con el mayor impacto posible en términos de potencia instalada, número de usuarios beneficiados y mayor eficiencia económica. Cabe aclarar que estas pueden sufrir cambios en la etapa de ejecución del programa:

4.5.3.1.1. Autogenerador solar de 5 MW

Las centrales de generación fotovoltaica de 5 MWp tienen una capacidad estimada de generación de aproximadamente 8 GWh/año, lo que permite cubrir el consumo básico de subsistencia a nivel nacional de cerca de 3.500 usuarios de estratos 1, 2 y 3. Cada proyecto requiere una disponibilidad mínima entre 7,5 y 10 hectáreas, preferiblemente con topografía plana, altos niveles de radiación solar y baja cobertura vegetal, con ubicación próxima a líneas de media o alta tensión para facilitar su conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El sistema estará conformado por módulos solares fotovoltaicos monocristalinos con eficiencia del 20% $\pm$ 3%, certificaciones IEC y RETIE, inversores centralizados o tipo string de gran capacidad, estructuras metálicas galvanizadas ASTM A500 Grado C (fijas o con seguimiento solar), cableado DC y de baja tensión (BT) dimensionado según la capacidad de corriente, centros de transformación, subestación elevadora de media a alta tensión, sistemas de puesta a tierra, tableros eléctricos de baja y media tensión, protecciones eléctricas, sistemas de control, monitoreo y comunicaciones, además de las obras civiles complementarias requeridas para su operación.

Previo al inicio de la ejecución se deberán realizar estudios técnicos como levantamiento topográfico, geotecnia, análisis de resistividad del terreno, evaluación de accesos y conexión eléctrica, y estudios ambientales y eléctricos, que garanticen la viabilidad técnica y ambiental del proyecto. Durante la fase de construcción y puesta en servicio

deberán garantizarse las pruebas de precomisionamiento y comisionamiento, conforme a los estándares aplicables y a la normatividad vigente.

4.5.3.1.2. Autogenerador solar de 1 MW

Las centrales de generación fotovoltaica tendrán una capacidad de generación aproximada de 1,8 GWh/año, lo que permite abastecer el consumo básico de subsistencia a nivel nacional de cerca de 700 usuarios de estratos 1, 2 y 3. Cada proyecto requiere una disponibilidad mínima de entre 1,5 y 2 hectáreas por megavatio instalado, preferiblemente en terrenos de topografía plana, con alta radiación solar y baja arborización, y deberán ubicarse a menos de 500 metros de redes de media tensión para facilitar su conexión.

El sistema está compuesto por módulos solares fotovoltaicos monocristalinos con eficiencia del 20% $\pm$ 3%, certificaciones IEC y RETIE, inversores de inyección a red, estructuras metálicas galvanizadas ASTM A500 Grado C (de tipo fijo o con seguimiento solar), tableros eléctricos de baja y media tensión, cableado DC y BT dimensionado según la capacidad de corriente, transformadores elevadores o subestaciones B.T.–M.T., celdas de protección y medida, sistema de puesta a tierra, sistema de control, monitoreo y protecciones, además de obras civiles complementarias. Las estructuras se fundarán mediante hincado directo o micropilotes, de acuerdo con los resultados de los estudios geotécnicos.

Las plantas contarán con cerramiento perimetral en malla eslabonada galvanizada con concertina, sistema de monitoreo y comunicaciones, estación meteorológica, medidor bidireccional certificado RETIE y sistema de videovigilancia (CCTV) con radioenlace para transmisión de datos.

Previo al inicio de la ejecución se deberán realizar estudios técnicos como levantamiento topográfico, geotecnia, análisis de resistividad del terreno, evaluación de accesos y conexión eléctrica, y estudios ambientales y eléctricos, que garanticen la viabilidad técnica y ambiental del proyecto. Durante la fase de construcción y puesta en servicio deberán garantizarse las pruebas de precomisionamiento y comisionamiento, conforme a los estándares aplicables y a la normatividad vigente.

4.5.3.1.3. Autogenerador solar de 100 kW

Los sistemas de autogeneración fotovoltaica de 100 kW cuentan con una capacidad de generación anual estimada entre 125 y 146 MWh, lo que permite abastecer el consumo básico de subsistencia de aproximadamente 70 usuarios. Estos sistemas se instalan en techo o piso.

El sistema está conformado por módulos fotovoltaicos monocristalinos, inversores de conexión a red, estructuras metálicas galvanizadas de soporte, cableado DC y de baja tensión (BT) dimensionado según la capacidad de corriente, tableros eléctricos de protección y medida, sistemas de puesta a tierra, y equipos de monitoreo y control.

Los escenarios seleccionados deben estar ubicados en barrios de estratos 1, 2 y 3, contar con cercanía a la red de distribución eléctrica en media tensión (preferiblemente a menos de 50 metros), y disponer de una cuenta activa de energía eléctrica. Previamente, se deberán verificar las condiciones estructurales, eléctricas y de acceso, garantizando el cumplimiento de los requisitos técnicos, normativos y de seguridad eléctrica (RETIE e IEC) aplicables.

4.5.3.1.4. Autogenerador solar de 5 kW

Los autogeneradores solares de 5 kW cuentan con una capacidad de generación estimada de aproximadamente 7 MWh/año, suficiente para abastecer el consumo básico de subsistencia de cerca de tres usuarios por instalación. Estos sistemas, denominados cuerdas energéticas, están conformados por módulos solares fotovoltaicos instalados sobre estructuras metálicas verticales tipo poste, con una altura promedio de 7,5 metros, ubicadas en aceras de barrios residenciales.

El sistema incluye inversores de conexión a red, cableado de baja tensión (BT) dimensionado según la capacidad de corriente, tableros eléctricos de protección, sistemas de puesta a tierra, y equipos de monitoreo básico. Las instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos y normativos vigentes (RETIE e IEC) y realizarse en zonas de estratos 1, 2 y 3, libres de sombras y con proximidad a redes de distribución eléctrica de baja tensión, preferiblemente a menos de 50 metros para facilitar su conexión.

4.5.3.1.5. Autogenerador individual solar de 1,5 kW

Los autogeneradores individuales están diseñados para abastecer el consumo energético de un hogar promedio de estratos 1, 2 y 3, cubriendo hasta el consumo básico de subsistencia definido según su ubicación geográfica. Cada sistema cuenta con una capacidad instalada entre 1,2 y 1,8 kWp y está compuesto por módulos solares fotovoltaicos, inversor de conexión a red, cableado de baja tensión dimensionado según la capacidad de corriente, tablero de protección, y sistema de puesta a tierra.

La instalación debe realizarse sobre cubiertas en buenas condiciones estructurales, libres de sombreados de edificaciones o árboles, y en usuarios con instalaciones eléctricas internas normalizadas, cumpliendo con los requisitos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y las normas IEC aplicables.

4.5.2. ANALISIS 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:

Tabla 28 Análisis de la Oferta

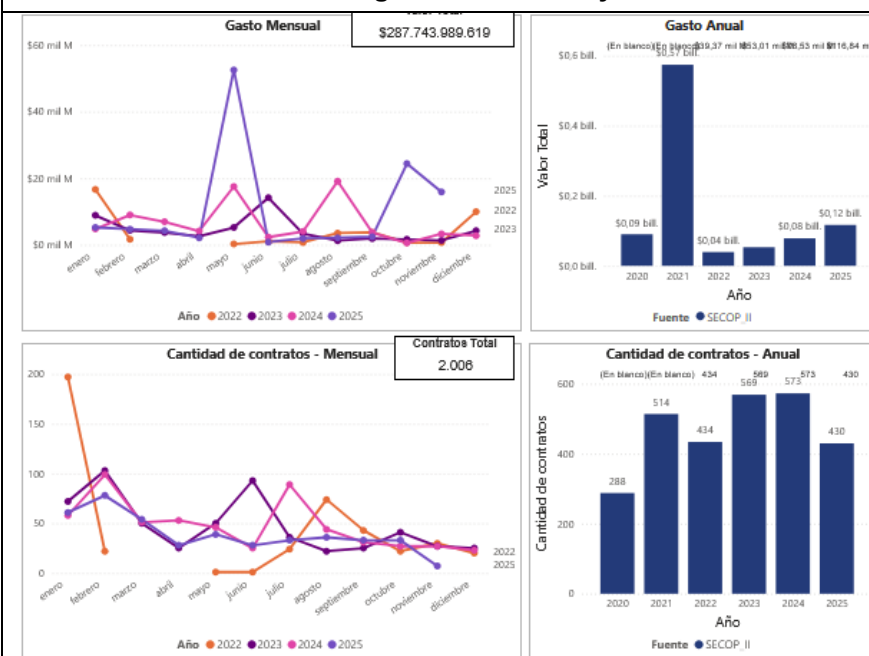
SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE
81	10	17	00	Ingeniería eléctrica y electrónica
80	10	16	00	Gerencia de proyectos
41	11	37	00	Instrumentos de medición y comprobación de comunicación electrónica
83	10	18	00	Servicios eléctricos
72	15	15	00	Servicios de sistemas eléctricos

Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico.
Herramienta de análisis de oferta.
Fecha de consulta: 26 de noviembre de 2025. Fuente de consulta
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOUEtTmRmMTQxNTExYTZmZC1lajdiMDkwNDFILTI0NTExDikMC04Y2IxLTc5ZDVIM2Q4YzFIZSIsImMiOiJR9>

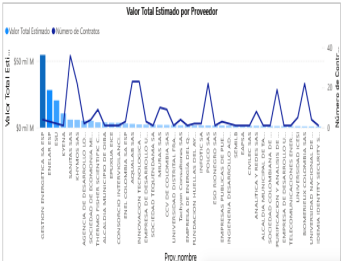
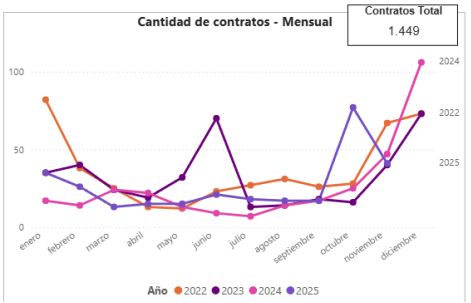
Adicionalmente, se evidencia que FINANCIERA DE DESARROLLO TERRITORIAL SA es la empresa que cuenta con el contrato de mayor valor para un total de \$2.0 billones de pesos, la cual de acuerdo número de contrato por proveedor ha ejecutado 33 contratos, mientras que la Empresa de Desarrollo Urbano de la Ceja tiene la mayor cantidad de contratos adjudicados en modalidad directa con un total de 123 contratos, los cuales representan un valor total de \$99.962.087.473 millones de pesos.

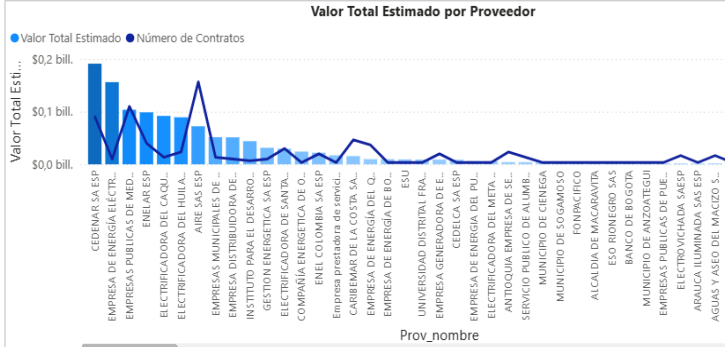
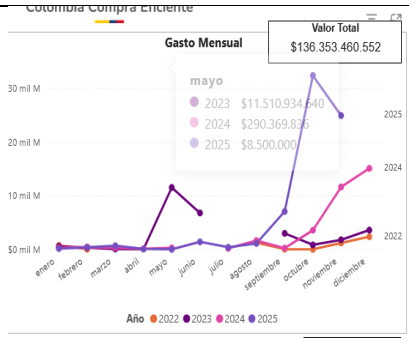
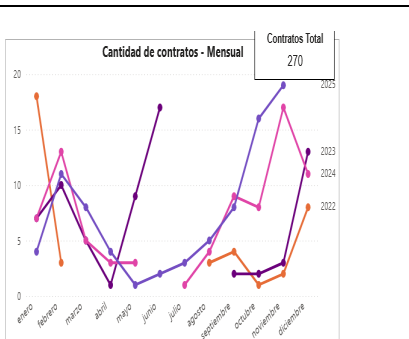
Para la categoría de Ingeniería eléctrica y electrónica, se obtuvo un valor total de gasto de las entidades públicas de \$28743.989.619 millones de pesos para un total de 2006 contratos en modalidad Directa adjudicados en SECOP II:

81101700 – Ingeniería eléctrica y electrónica



Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de noviembre de 2025. Disponible en: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLThtOTEtMmRmMTQxNTEyYTczIiwidCI6IjdiMDkwNDFlTl0NTetNDIkMC04Y2lxLTc5ZDVIM2Q4YzFiZSIsImMiOjR9>

Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 26 de noviembre de 2025.	
Se encuentran 986 proveedores con 2006 contratos adjudicados, Gestión Energética SA ESP es el proveedor con mayor valor en adjudicaciones, con \$55 mil millones de pesos con 20 contratos, seguido de Enelar E.S.P. con \$28.000 millones de pesos con tres contratos. Por otra parte, el proveedor con mayor número de contratos es Sanitas sas con 36 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 \$5.952 millones de pesos.	
83101800 – Servicios eléctricos  	
Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025. Disponible en: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOTEtMmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdiMDkwNDZlTlQNTk	Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. 01 de diciembre de 2025. Disponible en: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLTNmOTEtMmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdiMDkwNDZlTlQNTk

MC04Y2IxLTc5ZDVIM2Q4YzFiZSIsImMiOjR9	wNDFILT10NTEiNDIkMC04Y2IxLTc5ZDVI M2Q4YzFiZSIsImMiOjR9
Valor Contratación \$1,23 bill. Número de Proveedores 266 Número de Contratos 650 Valor Total Estimado por Proveedor 	
Se encuentran 266 proveedores con 650 contratos adjudicados en la modalidad directa, de los cuales CEDENAR SAP ESP, es el proveedor con mayor valor ejecutado de \$191.283.433.904 con un (1) contrato ejecutado; seguido de Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare y Empresas Públicas de Medellín. Por otra parte, AIRE SAS ESP es uno de los proveedores con mayor número de contratos, siendo estos (47) contratos adjudicados por un valor total de \$72.27 mil 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 Colombia Compra eficiente Gasto Mensual  Valor Total \$136.353.460.552 Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025. Disponible en: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrj	72151500 – Servicios de sistemas eléctricos Cantidad de contratos - Mensual  Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025 Disponible en: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrj

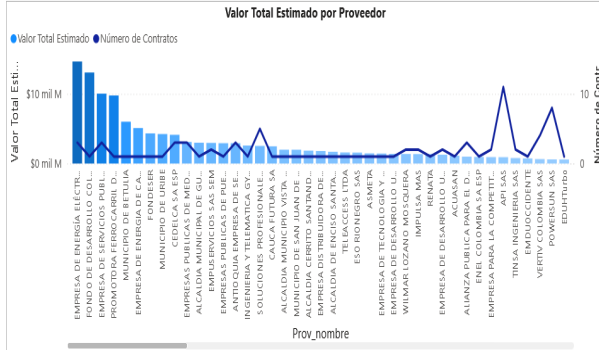
ljoiOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLThmOTEtMmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdiMDkwNDFILTI0NTEtNDlkMC04Y2IxLTc5ZDVIM2Q4YzFiZSIslmMiOjR9		oiOTk0MWM1MjMtYzhkOS00NDUwLThmOTEtMmRmMTQxNTEyYTczliwidCI6IjdiMDkwNDFILTI0NTEtNDlkMC04Y2IxLTc5ZDVIM2Q4YzFiZSIslmMiOjR9	
Valor Contratación \$136,35 mil M Número de Proveedores 173 Número de Contratos 270 Valor Total Estimado por Proveedor Valor Total Estimado Número de Contratos 			
		Fuente: Modelo de Abastecimiento Estratégico. Herramienta de análisis de oferta. Fecha de consulta: 01 de diciembre de 2025. Disponible en:	
Se encuentran 173 proveedores con 270 contratos adjudicados bajo la modalidad directa, de los cuales la Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare es el proveedor con mayor valor ejecutado de \$14.653.188.54 millones de pesos con 3 contratos de modalidad directa ejecutados; API SAS, fue el proveedor con más contratos ejecutados por un valor total de \$914.338.835 millones de pesos. 4.5.4. Histórico de Costos de Proyectos de Tipologías de referencia Para el presente ejercicio de estudios previos, se tomó como referencia un conjunto de históricos de precios provenientes de proyectos previamente estructurados, particularmente aquellos desarrollados en el marco de Comunidades Energéticas y FENOGE. Estos antecedentes permiten contar con una base técnica y financiera robusta, a partir de la cual es posible realizar la estimación, comparación y costeo de las tipologías de solución energética que serán analizadas en este estudio. El uso de estas fuentes consolidadas garantiza que las proyecciones de inversión se fundamenten en valores reales del mercado, metodologías validadas y componentes ya implementados en proyectos equivalentes. 4.5.4.1. Históricos de precios de Comunidades Energéticas Los valores presupuestales presentados corresponden a precios históricos utilizados en la estructuración de proyectos de Comunidades Energéticas, los cuales integran costos reales de implementación asociados a sistemas solares fotovoltaicos, infraestructura eléctrica, componentes de control y comunicaciones, obras civiles y actividades complementarias. Estos precios sirven como referente técnico-económico para establecer rangos de inversión confiables y consistentes con las condiciones del sector, constituyéndose en insumo fundamental para la evaluación y comparación de las tipologías contempladas en el estudio.			

Tabla 29 Históricos de Precios

Tipo de Proyecto	Descripción / Componentes Incluidos	Presupuesto
1. Granja Solar a Piso – 1.3 MW	Actividades preliminares; sistema FV completo; importación y nacionalización de equipos; redes y acometidas; control y comunicaciones; cimentaciones y cerramiento; estructuras metálicas; redes hidrosanitarias; manejo de aguas lluvias; cuarto de equipos, bodegas y caseta; urbanismo menor. Incluye: interventoría, capacitación, PMA, RETIE y trámites ante OR y UPME.	\$6,056,622,664
2. Granja Solar Elevada – 1.3 MW	Similar a la granja a piso, incorporando estructuras elevadas. Incluye: preliminares; sistema FV; importaciones; redes internas; control y comunicaciones; cimentaciones; cerramiento; estructuras metálicas elevadas; hidrosanitarias; cuarto de equipos y vías internas. Incluye también: interventoría, capacitación, PMA, RETIE, trámites OR y UPME.	\$7,281,332,984
3. Cuadras Energéticas	Sistema FV 5 kWp (8 paneles, inversor 5 kW, medidor bidireccional); telecomunicaciones (telemida e internet); estructura soporte; interventoría, capacitaciones, PMA y RETIE.	\$51,141,290
4. Sistema 30 kW a Piso	Preliminares; sistema FV completo; gabinete, transformador, malla a tierra; redes internas; control y comunicaciones (monitoreo, conectividad, CCTV); obras civiles (cimentaciones, placa, pedestales); cerramiento perimetral; estructuras metálicas; redes hidrosanitarias; cuarto de equipos y caseta. Incluye interventoría, capacitaciones, PMA y RETIE.	\$534,579,096
5. Sistema 15 kW a Piso	Mismos componentes del proyecto 30 kW (reducción proporcional): preliminares; sistema FV; redes internas; monitoreo y CCTV; obras civiles; cerramiento; estructuras metálicas; cuarto de equipos y caseta.	\$225,184,012
6. Canchas Energéticas	Preliminares; sistema FV completo; gabinete, transformador, acometidas; redes internas; monitoreo, conectividad, medidor bidireccional y CCTV; obras civiles completas; cerramiento; hidrosanitarias y manejo de aguas; cuarto de equipos, almacenamiento y caseta. Incluye interventoría, capacitaciones, PMA y RETIE.	\$1,922,053,887

4.5.4.2. Históricos de precios Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía - FENOGE

Para el caso de FENOGE, el insumo principal corresponde a la Solicitud de Información a Proveedores (SIP-006-2024) publicada en SECOP II, a través de la cual se recopilaron precios y especificaciones para el diseño, suministro, instalación y puesta en marcha de Soluciones Solares Fotovoltaicas (SSFV) interconectadas a la red, sin almacenamiento y en diferentes capacidades. La SIP y su Modificación No. 1 consolidan información técnico-económica validada por el mercado, suministrada directamente por proveedores especializados.

Con base en esta información, se realizó una consolidación y premediación de los costos por región y rango de tensión, permitiendo identificar tendencias y variaciones territoriales. Estos valores incluidos en la siguiente tabla representan la línea base para el análisis de mercado presentado en el Anexo 3 – Análisis de Mercado FENOGE, y sirven como referencia para evaluar y costear las tipologías que serán consideradas en el presente estudio.

Tabla 30 Históricos de Precios FENOGE

REGIÓN	30 KWp - 100 KWp SSFV	100,1 KWp - 500 KWp SSFV	500,1 KWp - 1000 KWp SSFV	1000,1 KWp - 5000 KWp SSFV
	Costo total + AIU	Costo total + AIU	Costo total + AIU	Costo total + AIU
R1 - Amazonas, Vaupés, Guainá y Vichada	\$ 424,592,972	\$ 608,465,312	\$ 788,722,427	\$ 2,328,549,749
R2 - Putumayo, Caquetá y Guaviare	\$ 402,176,211	\$ 552,788,072	\$ 719,929,934	\$ 2,108,265,620
R3 - Meta Casanare y Arauca	\$ 388,795,164	\$ 514,403,397	\$ 657,150,793	\$ 1,856,904,553
R4 - Nariño, Cauca y Valle	\$ 404,353,637	\$ 555,677,032	\$ 723,066,664	\$ 2,104,686,081
R5 - Huila y Tolima	\$ 390,756,314	\$ 512,736,546	\$ 654,382,267	\$ 1,853,206,180
R6 - Cundinamarca	\$ 374,763,889	\$ 474,607,803	\$ 591,810,515	\$ 1,601,907,872
R7 - Quindío Risaralda y Caldas	\$ 374,937,480	\$ 591,791,971	\$ 591,791,971	\$ 1,602,136,738
R8 - Boyacá, Santander y Norte de Santander	\$ 806,293,519	\$ 625,214,026	\$ 625,214,026	\$ 1,840,190,946
R9 - Chocó y Antioquia	\$ 820,125,666	\$ 705,599,962	\$ 705,599,962	\$ 1,923,856,184
R10 - Córdoba, Sucre y Bolívar	\$ 811,267,976	\$ 650,037,154	\$ 650,037,154	\$ 1,940,578,642
R11 - Atlántico, Magdalena, César y Guajira	\$ 812,117,296	\$ 690,360,128	\$ 690,360,128	\$ 2,084,531,994
R12 - San Andrés y Providencia	\$ 411,779,654	\$ 737,078,631	\$ 737,078,631	\$ 2,140,223,148
PROMEDIO	\$ 535,163,315	\$ 601,563,336	\$ 677,928,706	\$ 1,948,753,142

En síntesis, tanto los precios históricos utilizados en proyectos de **Comunidades Energéticas** como los valores consolidados a partir de la **SIP-006-2024 de FENOG** constituyen una base técnico-económica sólida para comprender el comportamiento real del mercado de soluciones solares fotovoltaicas en diferentes regiones y capacidades. Estos insumos permiten identificar rangos de costos, variaciones territoriales y estructuras presupuestales comunes en proyectos ya implementados o evaluados por entidades especializadas.

A partir de esta base histórica, se avanzó hacia un **análisis de mercado propio**, complementado con una **Solicitud de Información a Proveedores (SIP)** y un **sondeo de mercado**, con el fin de contrastar precios, actualizar referencias y ajustar los costos a las condiciones específicas del estudio actual y con las tipologías que son del presente Estudio Previo. Esto garantiza que las tipologías analizadas se fundamenten en valores consistentes, verificables y alineados con las dinámicas reales del sector.

4.5.5. Análisis de Costos – Sondeo de Mercados y SIP (Solicitud de información de proveedores)

Con el fin de establecer los costos por tipo de solución se emplearon dos enfoques: la consulta de información disponible en la plataforma SECOP a través del SIP-112-2025 y un sondeo de mercado de fuente primaria, realizado mediante la solicitud de cotizaciones a posibles proveedores por medio de correo electrónico con oficios formales. El objetivo del análisis fue determinar un valor de referencia para cada solución, para lo cual se diferenciaron los procedimientos aplicables a proyectos de autogeneración a gran escala y a pequeña escala.

a. Proyectos de autogeneración a gran escala (1 MW y 5 MW):

Se realizaron las solicitudes de cotización para módulos solares desde el Ministerio de Minas y Energía mediante correo electrónico a diferentes proveedores (ver Anexo 1. Cotizaciones, Anexo 1.1. Cotizaciones Módulos), en las cuales se requirió cotizar los módulos fotovoltaicos bajo modalidad CIF (Costo, Seguro y Flete) (, la logística de importación de los módulos y la construcción de todas las especialidades para estos proyectos:

Una vez recibida la información, primero se llevó a cabo el análisis del precio promedio por Watt en USD de los módulos fotovoltaicos.

Tabla 31 Precio en USD/Wp para módulos fotovoltaicos.

Descripción	Proveedor	Potencia Panel (Wp)	Precio (USD/Wp) CIF
PANELES SOLARES	JINKO SOLAR	620	0,0884
		725	0,0886
	JA SOLAR	625	0,0910
		720	0,0930
	ASTROENERGY	620	0,0830
		720	0,0832
Valor Promedio por Watt (USD)			0,0883

Fuente: Información tomada de las cotizaciones remitidas por los proveedores.

Para conocer el valor por Watt en pesos colombianos (COP), se revisó el comportamiento histórico de la TRM desde el 31 de diciembre de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2025 y se calculó el promedio de estos datos:

Tabla 32 Histórico de la TRM desde el 31 de diciembre de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2024.

FECHA	2020/12/31	2021/12/31	2022/12/31	2023/12/31	2024/12/31	PROMEDIO
VALOR (COP)	\$ 3.433	\$ 3.981	\$ 4.810	\$ 3.822	\$ 4.409	\$ 4.091

Fuente: Banco de la República.

Posteriormente, se multiplicaron los precios en USD por la TRM promedio y se obtuvieron los siguientes valores para los módulos fotovoltaicos en COP:

Tabla 33 Precio en COP/Wp para módulos fotovoltaicos

Descripción	Proveedor	Potencia Panel (Wp)	Precio (COP/Wp)
PANELES SOLARES	JINKO SOLAR	620	\$ 361,65
		725	\$ 362,46
	JA SOLAR	625	\$ 372,28
		720	\$ 380,46
	ASTROENERGY	620	\$ 339,55
		720	\$ 340,37
Valor Promedio por Watt (COP)			\$ 361.10

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

A partir del valor cotizado para los módulos fotovoltaicos de 725 Wp, valor de potencia seleccionado pensando en optimizar el área de implementación del proyecto, se calculó el precio de los paneles requeridos (sin logística) para cada una de las capacidades de los proyectos:

$$\text{Precio Paneles Solares} = \text{Potencia Pico (kWp)} * 1.000 * \text{Precio Watt (COP)}$$

Tabla 34 Precio de los módulos fotovoltaicos requeridos con potencia de 725 Wp.

Tipo de solución	Potencia nominal (kWn)	Potencia pico (kWp)	Precio Paneles Solares
Autogenerador Solar 5 MW	5000	6500	\$2.347.149.951
Autogenerador Solar 1 MW	1000	1300	\$469.429.990

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

Para el caso de la logística que incluye todos los servicios necesarios para el traslado de los módulos desde el puerto hasta el sitio del proyecto, se realiza inicialmente un análisis de la cantidad de módulos por contenedor:

Tabla 35 Información utilizada en el análisis del costo de logística.

Potencia por módulos [Wp]	725
Número de módulos en 1 contenedor	594*

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

*Valor tomado del datasheet del módulo seleccionado.

En ese sentido, se procedió a calcular la cantidad de módulos por tipología y posteriormente estimar el número de contenedores requeridos.

Tabla 36 Cantidad de módulos por tipología y contenedores requeridos

Potencia nominal (kWn)	Potencia nominal (kWn)	Cantidad de módulos por tipología	Cantidad de contenedores
5000	6500	8.966	16
1000	1300	1.794	4

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

Para el cálculo del seguro logístico, se tomó como referencia el valor del FOB (**Free On Board**) de la cotización de Jinko Solar del Anexo 1.1. Cotización Módulos, el cual es de 0.083 USD, lo que, en pesos colombianos, con la TRM promedio calculada anteriormente, es de:

Tabla 37 Valor FOB.

Capacidad Proyecto	Valor FOB
5 MW	\$2.207.100.974
1MW	\$441.420.195

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

A continuación, se desagregan las actividades contempladas en el proceso de importación de los paneles fotovoltaicos y los costos asociados para proyectos con capacidades de 5 MW y 1 MW, los cuales fueron tomados de la cotización del proveedor logístico Custom (Ver Anexo 1.2. Cotización Logística):

Tabla 38 Actividades y costos en el proceso de importación de los módulos fotovoltaicos.

Actividad	Unidad	Valor unitario	5 MW	1 MW
Seguro	FOB	0,25% USD/FOB	\$5.517.752	\$1.103.550
Agenciamiento Aduanero	Contenedor	\$1.200.000	\$19.200.000	\$4.800.000
Costos Portuarios	Contenedor	\$1.500.000	\$24.000.000	\$6.000.000
Desconsolidación	Contenedor	\$2.500.000	\$40.000.000	\$10.000.000
Almacenamiento	Contenedor/mes	\$5.600.000*	\$89.600.000	\$22.400.000
Transporte Nacional	Contenedor	\$11.000.000	\$176.000.000	\$44.000.000
Otros: Operación y logística interna, días de más en puerto, etc**			\$104.640.000	\$26.160.000
TOTAL			\$458.957.752	\$114.463.550

Fuente: Tomado de la cotización del proveedor logístico Custom.

* Valor correspondiente a 4 meses de almacenamiento.

**La actividad "Otros" corresponde a un estimativo del 30% sobre la sumatoria de las actividades de agenciamiento aduanero, costos portuarios, desconsolidación, almacenamiento y transporte nacional.

Con base en el anterior análisis, el valor total de los módulos fotovoltaicos contemplando la logística asociada, es:

Tabla 39 Costo total con logística de los módulos fotovoltaicos.

Tipo de Solución	Precio Paneles Solares	Precio Logística Paneles	Precio total con Logística
Autogenerador Solar 5 MW	\$2.347.149.951	\$458.957.752	\$2.806.107.704
Autogenerador Solar 1 MW	\$469.429.990	\$114.463.550	\$583.893.541

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

En cuanto a las ofertas recibidas para la cotización de la ingeniería de detalle y estudios especializados, suministro, instalación y puesta en marcha del resto del sistema, incluyendo materiales, equipos auxiliares y especialidades civiles, mecánicas, eléctricas (DC, BT/MT) y de comunicaciones, excluyendo los módulos fotovoltaicos, se obtuvo la siguiente información (la información de las cotizaciones se puede identificar en el Anexo 1. Cotizaciones (Anexo 1.3. Cotizaciones EPC)):

Tabla 40 Costos proyectos sin módulos fotovoltaicos

Descripción	Proveedor	Potencia Instalada (MWp)	Costo total Proyecto sin paneles solares (COP)
Cotizaciones "EPC" Sin y con Módulos Solares	GREEN YELLOW	1	\$4.006.663.732
		5	\$13.450.011.822
	GLOBALEM	1	\$4.061.833.995
		5	\$18.783.028.769
	VENTUS	1	\$4.707.215.777
		5	\$14.749.276.100

Fuente: Tomado de las cotizaciones remitidas por los proveedores.

A partir de estas ofertas, se realizó un análisis estadístico a través del cual se evidenció que el valor promedio de las ofertas para los proyectos de 1 MW es de \$4.258.571.168 con una desviación estándar de \$389.515.633. Así pues, se estima que, asumiendo una distribución normal, el 68,2% de los datos se encuentran entre \$4.648.086.801 y \$3.869.055.535. No obstante, como criterio conservador se tomó como parámetro de cálculo la media aritmética baja obteniendo un valor de \$4.132.617.450.

Para el caso de los proyectos con capacidad de 5 MW se aplicó el mismo procedimiento y se obtuvo un valor de \$14.555.392.026.

Tabla 41 Análisis estadístico de las ofertas.

Método	1 MW	5MW
MEDIA ARITMÉTICA	\$4.258.571.168	\$15.660.772.230
MEDIA ARITMÉTICA ALTA	\$4.482.893.472	\$17.221.900.500
MEDIA ARITMÉTICA BAJA	\$4.132.617.450	\$14.555.392.026
MENOR VALOR	\$4.006.663.732	\$13.450.011.822
DESVIACIÓN ESTANDAR	\$389.515.633	\$2.780.896.678
MEDIA ARITMÉTICA + DESV ESTANDAR	\$4.648.086.801	\$18.441.668.909
MEDIA ARITMÉTICA - DESV ESTANDAR	\$3.869.055.535	\$12.879.875.552

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

Con base en los resultados del proceso previamente descrito, se determinó el costo total de los proyectos de 1 MW y 5 MW.

Tabla 42 Costo total por tipología de los proyectos.

Tipo de Solución	Potencia Nominal (kWn)	Potencia Pico (kWp)	Precio total Importación Paneles con Logística	Costo Total Proyecto Sin Paneles Solares (COP)	Costo Por T
Autogenerador Solar 5 MW	5000	6500	\$2.806.107.704	\$14.555.392.026	\$17.36
Autogenerador Solar 1 MW	1000	1300	\$583.893.541	\$4.132.617.450	\$4.71

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

Aunado al costo total por tipología, se calculó el costo asociado a la interventoría. Para ello se tomaron como referencia 16 contratos a nivel nacional y, mediante el cálculo de la mediana, se obtuvo un valor del 6,32% (Ver Anexo 2. Estudios Técnicos Colombia Solar - Pestaña 7.1. Análisis Interventoría).

Tabla 43 Costo total por tipología de los proyectos con interventoría.

Tipo de Solución	Costo Total + Interventoría
Autogenerador Solar 5 MW	\$18.458.680.678
Autogenerador Solar 1 MW	\$5.014.576.600

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

b. Proyectos de autogeneración a pequeña escala (1.5 kW, 5 kW y 100 kW):

Desde el equipo de Colombia Solar de la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, se llevó a cabo el proceso SIP-112-2025, el cual tuvo como objeto “Contratar soluciones de autogeneración de energía solar fotovoltaica a nivel nacional en el marco del Programa Colombia Solar, creado mediante el Decreto 0972 de 2025, interconectadas a la red y sin sistema de almacenamiento”.

Una vez allegada la información al MME, se procedió a realizar un análisis y se calculó el valor para cada tipo de solución tomando los departamentos objeto del presente Estudios Previos

Como resultado de este proceso, se obtuvo la siguiente información de tres oferentes (Ver cotizaciones en Anexo 1. Cotizaciones):

Tabla 44 Costos Proveedor Enecon S.A.

ENECON S.A.				
DESCRIPCIÓN	1.5 kWn Techo	5 kWn Techo	100 kWn Techo	100 kWn Piso
COSTOS DIRECTOS	\$ 9,563,734	\$ 31,657,796	\$ 613,161,529	\$ 635,725,873
COSTOS MÁS AIU	\$ 12,614,565	\$ 41,756,633	\$ 808,760,057	\$ 838,522,427
INTERVENTORÍA	\$ 604,391	\$ 2,000,652	\$ 38,749,483	\$ 40,175,464
TOTAL	\$ 13,218,957	\$ 43,757,286	\$ 847,509,540	\$ 878,697,891

Fuente: Tomados de la cotización del proveedor.

Tabla 45 Costos Proveedor Injulcas S.A.S.

INJULCAS S.A.S.				
DESCRIPCIÓN	1.5 kWn Techo	5 kWn Techo	100 kWn Techo	100 kWn Piso
COSTOS DIRECTOS	\$ 11,580,307	\$ 34,957,692	\$ 643,423,076	\$ 695,423,076
COSTOS MÁS AIU	\$ 13,543,169	\$ 40,883,021	\$ 752,483,288	\$ 813,297,288
INTERVENTORÍA	\$ 731,831	\$ 2,209,193	\$ 40,661,898	\$ 43,948,101
TOTAL	\$ 14,275,001	\$ 43,092,214	\$ 793,145,187	\$ 857,245,389

Fuente: Tomados de la cotización del proveedor.

Tabla 46 Costos Proveedor Suncolombia S.A.S.

SUNCOLOMBIA S.A.S.				
DESCRIPCIÓN	1.5 kWn Techo	5 kWn Techo	100 kWn Techo	100 kWn Piso

COSTOS DIRECTOS	\$ 19,016,557	\$ 32,450,277	\$ 475,561,352	\$ 565,106,495
COSTOS MÁS AIU	\$ 21,406,939	\$ 36,676,976	\$ 523,718,102	\$ 630,912,941
INTERVENCIÓN	\$ 1,201,774	\$ 2,050,734	\$ 30,053,674	\$ 35,712,587
TOTAL	\$ 22,608,713	\$ 38,727,711	\$ 553,771,776	\$ 666,625,528

Fuente: Tomados de la cotización del proveedor.

A partir de estas ofertas, se realizó el mismo análisis estadístico que para los proyectos de mayor capacidad, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 47 Análisis estadístico de las ofertas

MÉTODO	1.5 kWn Techo	5 kWn Techo	100 kWn Techo	100 kWn Piso
MEDIA ARITMÉTICA	\$ 16,700,890	\$ 41,859,070	\$ 731,475,501	\$ 800,856,270
MEDIA ARITMÉTICA ALTA	\$ 19,654,802	\$ 42,808,178	\$ 789,492,520	\$ 839,777,080
MEDIA ARITMÉTICA BAJA	\$ 14,959,924	\$ 40,293,390	\$ 642,623,638	\$ 733,740,899
MENOR VALOR	\$ 13,218,957	\$ 38,727,711	\$ 553,771,776	\$ 666,625,528
DESVIACIÓN ESTANDAR	\$ 5,143,499	\$ 2,732,149	\$ 156,278,057	\$ 116,741,044
MEDIA ARITMÉTICA + DESV ESTANDAR	\$ 21,844,390	\$ 44,591,219	\$ 887,753,558	\$ 917,597,314
MEDIA ARITMÉTICA - DESV ESTANDAR	\$ 11,557,391	\$ 39,126,921	\$ 575,197,444	\$ 684,115,225

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

Con base en los resultados del proceso previamente descrito, se determinó el costo total de los proyectos de 1,5 kW, 5 kW y 100 kW en piso:

Tabla 48 Costo Total de los Proyectos.

Tipo de solución	Potencia nominal (kWn)	Potencia Pico (kWp)	Costo Total
Autogenerador 100kW	100	130	\$ 733,740,899
Autogenerador 5kW	5	6,5	\$ 40,293,391
Autogenerador 1,5kW	1,5	1,95	\$ 14,959,924

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

A partir de los costos por tipo de solución obtenidos para el año 2025, se procedió a realizar un ajuste por inflación durante todo el horizonte 2026-2030 sobre el valor total que nos dio

del ejercicio para todas las tipologías. Los valores tomados de la página web del Banco de la República para la inflación y los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 49 Inflación para el horizonte 2025-2030.

INFLACIÓN					
2025	2026	2027	2028	2029	2030
5,214%	4,233%	3,69%	3,524%*	3,378%*	3,256%

Fuente: Banco de la República.

*Cálculo realizado mediante regresión lineal (Ver detalle Anexo 2. Estudios Técnicos Colombia Solar – Pestaña 7. Análisis de Costos), teniendo en cuenta que el Banco de la República actualmente no cuenta con la proyección de inflación para los años 2028 y 2029.

Tabla 50 Costos por tipo de proyecto en el horizonte del proyecto 2026-2030.

Tipología	Total Costo 2026	Total Costo 2027	Total Costo 2028	Total Costo 2029	Total Costo 2030
Autogenerador 5MW	\$19,421,107,059	\$20,243,144,257	\$20,990,976,614	\$21,730,633,932	\$22,464,672,679
Autogenerador 1MW	\$5,276,034,117	\$5,499,352,813	\$5,702,512,654	\$5,903,451,624	\$6,102,864,225
Autogenerador 100kW	\$771,997,783	\$804,674,133	\$834,400,807	\$863,802,520	\$892,980,892
Autogenerador 5kW	\$42,394,268	\$44,188,690	\$45,821,131	\$47,435,726	\$49,038,057
Autogenerador 1,5kW	\$15,739,927	\$16,406,151	\$17,012,235	\$17,611,694	\$18,206,599

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo Art. 2.2.1.1.1. 6.1 del Decreto 1082 de 2015 Análisis del sector económico y de los oferentes por parte de las Entidades Estatales que trata del “Deber de análisis de las Entidades Estatales. La Entidad Estatal debe hacer durante la etapa de planeación, el análisis necesario para conocer el sector relativo al objeto del Proceso de Contratación desde la perspectiva legal, comercial, financiera, organizacional, técnica, y de análisis de riesgo. La Entidad Estatal debe dejar constancia de este análisis en los Documentos del Proceso”. La importancia de realizar este análisis ha sido recalcada en las recomendaciones que la Organización de Cooperación y de Desarrollo Económicos (OCDE) le ha formulado al Gobierno Nacional, las cuales, constituyen buenas prácticas en materia de promoción de la competencia en la contratación pública.

En el presente documento se deja constancia de la viabilidad que tiene el proceso desde la perspectiva económica, técnica y legal conforme la sustentación que sobre cada aspecto se adelante, para el conocimiento del sector, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 2.2.1.1.1.6.1 del Decreto 1082 del 26 de mayo del 2015 y el respectivo manual de análisis del sector G-EES-02 expedido por Colombia Compra Eficiente.

Que, para el caso de los convenios interadministrativos, según lo dispuesto en el artículo 2° de la Ley 1150 de 2007 modificado por el artículo 92 de la Ley 1474 de 2011, procede esta modalidad 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, lo cual efectivamente corresponde a la capacidad jurídica de GECELCA E.S.P conforme a las actividades previstas en su objeto social.

Que de acuerdo al diagnóstico base para la Transición Energética Justa (TEJ), capítulo 1 “Tendencias globales de transición energética e implicaciones para Colombia”, numeral 1.1 El auge de las energías renovables: la principal tendencia en materia energética a nivel global tiene que ver con la posibilidad, por primera vez en varias décadas, de encontrar sustitutos energéticos a los combustibles fósiles, de manera que muchas de las actividades humanas puedan continuar, a la vez que se reduce la dependencia de tales combustibles.

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

El valor estimado del contrato corresponde a la sumatoria de los costos necesarios para la implementación de soluciones solares fotovoltaicas del Programa Colombia Solar y a los costos de administración requeridos para su ejecución territorial durante el período 2026–2030.

5.1. Metodología para la estimación del valor

La metodología empleada para estimar el valor del contrato se fundamenta en los ocho componentes operativos definidos para la ejecución del Programa Colombia Solar. Cada componente incluye actividades técnicas, administrativas, sociales y ambientales que requieren la participación coordinada del Ministerio de Minas y Energía (MME) y el ejecutor designado, así como la disponibilidad de recursos provenientes del Programa en sus distintas fuentes.

El valor estimado se determina a partir del análisis de la carga operativa asociada a cada componente, identificando las actividades específicas, sus responsables y los recursos requeridos para garantizar su adecuada ejecución. La metodología parte del principio de que el presupuesto debe asegurar la disponibilidad de personal, capacidades técnicas y soporte operativo suficientes para cubrir todas las actividades incluidas en los siguientes componentes:

Tabla 51 Componentes

Componente	Responsable	Fuente de Recursos
Componente 1. Focalización		
1.1 Desarrollo de Focalización generalizada	MME	MME
Componente 2. Fase de Diagnostico de Mercado		
2.1 Sondeo de mercado para compra de proyectos solares fotovoltaicos en estado RTB y en construcción con avance mínimo del 80%	GECELCA	Costo Administración
2.2 Sondeo de mercado para la estructuración, diseños de ingeniería, construcción y puesta en marcha de proyectos de generación solar fotovoltaica	GECELCA	Costo Administración
Componente 3. Caracterización de Beneficiarios y de Proyectos		
3.1 Caracterización Social de Beneficiarios	GECELCA	Costo Administración
3.2 Caracterización Ambiental de Proyectos	GECELCA	Costo Administración
3.3 Caracterización Predial de Proyectos	GECELCA	Costo Administración

Componente 4. Evaluación y Priorización de Proyectos		
4.1 Desarrollo de evaluación y priorización de proyectos	MME	MME
Componente 5. Adquisición e Implementación de Proyectos		
5.1 Debida Diligencia y adquisición de proyectos	GECELCA	Costo de ejecución
5.2 Contratación de factibilidad, ingeniería de detalle, procura, construcción y puesta en marcha de las soluciones de autogeneración solar	GECELCA	Costo de ejecución
Componente 6. Supervisión y/o Interventoría a la Ejecución de los Contratos Derivados del Contrato Interadministrativo		
6.2 Supervisión y apoyo a la supervisión	GECELCA	Costo Administración
6.1 Interventoría	GECELCA	Costo de ejecución
Componente 7. Transferencia de Activos, AOM, Monitoreo		
7.1 Transferencia de Activos	MME - GECELCA	MME + Costo Administración
7.2 AOM (1 año)	GECELCA	Costo de ejecución
7.3 AOM (25 años)	MME	MME
Componente 8. Sensibilizaciones, socializaciones, Capacitación y divulgación		
8.1 Desarrollo de sensibilizaciones, socializaciones, Capacitación y divulgación	MME - GECELCA	MME - Costo Administración

5.2. Criterios de distribución del presupuesto

La distribución del presupuesto del Programa se realizó con base en los criterios técnicos, territoriales y de focalización presentado en el capítulo de *"Focalización de recursos disponibles en cada departamento y orden de ejecución anual"* de este documento. Estos criterios buscan garantizar que los recursos se asignen de manera eficiente, equitativa y orientada al impacto social, maximizando el número de usuarios beneficiados y priorizando las zonas con mayores necesidades del servicio energético.

Los criterios utilizados fueron los siguientes:

- I. Focalización territorial definida por el Programa: La asignación se realizó de acuerdo con los criterios de focalización establecidos en el proyecto de inversión y en línea con los objetivos del Programa, priorizando los territorios con mayores necesidades energéticas y mayor impacto esperado, tal como se evidencia en el capítulo de focalización
- II. Disponibilidad presupuestal por departamento: La distribución se ajustó a la disponibilidad de recursos para cada vigencia y al porcentaje de asignación definido para cada territorio según los resultados del proceso de focalización presentado en el capítulo de focalización.
- III. Maximización del número de usuarios beneficiarios: Dentro del presupuesto disponible, se priorizó la implementación de soluciones solares con mayor capacidad instalada cuando ello fuera técnica y financieramente viable. Esto permite incrementar el impacto social por cada peso invertido, aumentando el número de hogares beneficiarios.
- IV. Balance entre soluciones individuales y proyectos de mayor escala: La asignación presupuestal tuvo en cuenta la combinación estratégica de distintas tipologías de soluciones, manteniendo la flexibilidad del Programa para atender tanto instalaciones individuales como proyectos de mayor capacidad cuando resulte apropiado.

V. Consistencia con el cronograma de ejecución: La distribución anual del presupuesto se estructuró para garantizar coherencia con la capacidad planeada de ejecución en cada vigencia, evitando concentraciones que excedan la capacidad operativa del Programa.

A partir de estos criterios, se definió la distribución del presupuesto por departamento y por año para el período 2026–2030, la cual se presenta a continuación:

Tabla 52 Distribución del Presupuesto

Departamento	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Atlántico	\$ 168.693.014.826	\$ 19.954.227.832	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 188.647.242.658
La Guajira	\$ -	\$ 276.093.165.185	\$ 183.418.694.791	\$ -	\$ -	\$ 459.511.859.976
Magdalena	\$ -	\$ 264.589.283.302	\$ 175.776.249.174	\$ -	\$ -	\$ 440.365.532.476
Córdoba	\$ -	\$ 224.325.696.712	\$ 149.027.689.517	\$ -	\$ -	\$ 373.353.386.229
Sucre	\$ -	\$ 244.457.490.007	\$ 162.401.969.346	\$ -	\$ -	\$ 406.859.459.353
Bolívar	\$ -	\$ 238.705.549.066	\$ 158.580.746.538	\$ -	\$ -	\$ 397.286.295.604
Cesar	\$ -	\$ 232.953.608.124	\$ 154.759.523.730	\$ -	\$ -	\$ 387.713.131.854
Chocó	\$ -	\$ 57.136.019.191	\$ 131.010.772.334	\$ 41.326.304.059	\$ -	\$ 229.473.095.584
Norte de Santander	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 212.911.296.913	\$ 54.574.299.657	\$ 267.485.596.570
Santander	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 201.505.334.577	\$ 51.650.676.461	\$ 253.156.011.038
Boyacá	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 257.932.539.549	\$ 257.932.539.549
Cundinamarca	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 191.061.140.407	\$ 191.061.140.407
Antioquia	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 195.837.668.918	\$ 195.837.668.918
Costo Total de Soluciones	\$ 168.693.014.826	\$ 1.558.215.039.419	\$ 1.114.975.645.430	\$ 455.742.935.549	\$ 751.056.324.992	\$ 4.048.682.960.216

Y finalmente se definió la estimación del número de proyectos a ejecutar en cada vigencia, de acuerdo con el costo por solución presentado en el subcapítulo 4.5.5. y con la magnitud operativa prevista para desplegar el programa en todos los departamentos beneficiados de acuerdo con la focalización presentada en este documento.

A continuación, se presenta la distribución proyectada de ejecución por departamento, tipo de proyecto y año de implementación:

- 2026:

Tabla 53 Presupuesto 2026

Presupuesto por Departamento (Incluyendo la administración)	Departamento	Ponderación	AG 5M W	AG 1M W	AG 100k W	AG 5k W	AG 1,5k W	Cantidad de Proyectos ejecutados	P. Total (MWn)	P. Total (MWp)	Costo total de ejecución (Sin administración)
\$180,679,853,276	Atlántico	100.0 %	2	22	2	2	737	765	33.32	43.31	\$168,693,014,826

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

- 2027:

Tabla 54 Presupuesto 2027

Presupuesto por Departamento (Incluyendo la administración)	Departamento	Ponderación	AG 5M W	AG 1M W	AG 100k W	AG 5k W	AG 1,5k W	Cantidad de Proyectos ejecutados	P. Total (MWn)	P. Total (MWp)	Costo total de ejecución (Sin administración)
\$285,765,563,410	La Guajira	17.7%	8	19	2	2	462	493	59.90	77.87	\$276,093,165,185
\$273,858,664,934	Magdalena	17.0%	7	20	4	4	549	584	56.24	73.12	\$264,589,283,302
\$232,184,520,270	Córdoba	14.4%	5	21	4	4	240	274	46.78	60.81	\$224,325,696,712
\$253,021,592,602	Sucre	15.7%	6	20	4	2	560	592	51.25	66.63	\$244,457,490,007
\$247,068,143,365	Bolívar	15.3%	5	23	3	3	489	523	49.05	63.76	\$238,705,549,066
\$241,114,694,127	Cesar	15.0%	6	18	4	5	523	556	49.21	63.97	\$232,953,608,124
\$20,653,286,201	Atlántico	1.3%	0	3	1	1	151	156	3.33	4.33	\$19,954,227,832
\$59,137,670,808	Chocó	3.7%	1	5	1	4	490	501	10.86	14.11	\$57,136,019,191
								3,679	326.62	424.61	\$1,558,215,039,419

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

- 2028:

Tabla 55 Presupuesto 2028

Presupuesto por Departamento (Incluyendo la administración)	Departamento	Ponderación	AG 5M W	AG 1M W	AG 100k W	AG 5k W	AG 1,5k W	Cantidad de Proyectos ejecutados	P. Total (MWn)	P. Total (MWp)	Costo total de ejecución (Sin administración)
\$190,510,375,607	La Guajira	16.5 %	4	16	2	4	355	381	36.75	47.78	\$183,418,694,791
\$182,572,443,290	Magdalena	15.8 %	4	15	1	0	305	325	35.56	46.22	\$175,776,249,174

\$154,789,680,181	Córdoba	13.4 %	3	14	0	4	340	361	29.53	38.39	\$149,027,689,517
\$168,681,061,735	Sucre	14.6 %	4	13	1	2	189	209	33.39	43.41	\$162,401,969,346
\$164,712,095,577	Bolívar	14.2 %	4	12	1	5	287	309	32.56	42.32	\$158,580,746,538
\$160,743,129,418	Cesar	13.9 %	4	11	1	5	393	414	31.71	41.23	\$154,759,523,730
\$136,076,158,837	Chocó	11.8 %	3	11	1	4	240	259	26.48	34.42	\$131,010,772,334
								2,258	225.98	293.78	\$1,114,975,645,430

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

- 2029

Tabla 56 Presupuesto 2029

Presupuesto por Departamento (Incluyendo la administración)	Departamento	Ponderación	AG 5M W	AG 1M W	AG 100k W	AG 5k W	AG 1,5k W	Cantidad de Proyectos ejecutados	P. Total (MWn)	P. Total (MWp)	Costo total de ejecución (Sin administración)
\$42,924,139,863	Chocó	9.1%	1	2	1	7	357	368	7.67	9.97	\$41,326,304,059
\$221,143,276,546	Norte de Santander	46.7 %	5	16	4	7	320	352	41.92	54.49	\$212,911,296,913
\$209,296,315,302	Santander	44.2 %	5	15	2	5	123	150	40.41	52.53	\$201,505,334,577
								870	90.00	116.99	\$455,742,935,549

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

- 2030

Tabla 57 Presupuesto 2030

Presupuesto por Departamento (Incluyendo la administración)	Departamento	Ponderación	AG 5M W	AG 1M W	AG 100k W	AG 5k W	AG 1,5k W	Cantidad de Proyectos ejecutados	P. Total (MWn)	P. Total (MWp)	Costo total de ejecución (Sin administración)
\$56,684,354,548	Norte de Santander	7.3 %	1	4	1	3	349	358	9.64	12.53	\$54,574,299,657
\$53,647,692,697	Santander	6.9 %	1	3	1	3	517	525	8.89	11.56	\$51,650,676,461

\$267,905,215,697	Boyacá	34.3 %	8	12	2	3	157	182	52.4 5	68.19	\$257,932,539,549
\$198,448,307,924	Cundinamarca	25.4 %	5	12	1	3	233	254	37.4 6	48.70	\$191,061,140,407
\$203,409,515,622	Antioquia	26.1 %	5	13	1	3	163	185	38.3 6	49.87	\$195,837,668,918
								1,504	146.80	190.84	\$751,056,324,992

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

Esta distribución permite verificar la coherencia entre el presupuesto anual asignado y la capacidad operativa del Programa, asegurando que las metas de implementación puedan cumplirse dentro de los recursos y tiempos establecidos.

5.3. Justificación del costo administrativo.

5.3.1. Verificación de información histórica de procesos de administración delegada.

Para el objeto de validación, es importante traer a colación un escenario comparativo, desde un enfoque histórico de aquellos procesos que ha adelantado el Ministerio de Minas y Energía -MME, que contemple la figura de administración delegada, en este sentido, la aplicabilidad de esta figura se ve contenida en la ejecución del Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE BPIN 2018011001045 – “Mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en los barrios subnormales ubicados en los municipios del sistema interconectado a nivel” y de los procesos contractuales del Proyecto de Inversión asociado a Comunidades Energéticas BPIN 202400000000177 - “Desarrollo de estrategias de implementación en la conformación y financiación de comunidades energéticas con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) nacional”.

Tabla 58 % Administración de Recursos

PROYECTO	PROCESO	AÑO	MODALIDAD	ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS / ADMINISTRACIÓN DELEGADA
PRONE	Resolución 40365 - PRONE	2021	Administración delegada (cuando el proponente decide no ejecutar el proyecto aprobado)	Hasta 5%
PRONE	Resolución 40348 - PRONE	2022	Administración delegada	Hasta 5%
PRONE	Resolución 40440 - PRONE	2023	Administración delegada	Hasta 5%
PRONE	Resolución 40310 -PRONE	2024	Administración de Recursos	Hasta 5%
PRONE	Resolución 40432 - PRONE	2025	Administración delegada	Hasta 5%
COMUNIDADES ENERGÉTICAS	GGC-2064-2025	2025	Administración delegada	Hasta 5%
COMUNIDADES ENERGÉTICAS	GGC-2057-2025	2025	Administración delegada	Hasta 5%
COMUNIDADES ENERGÉTICAS	GGC-2050-2025	2025	Administración delegada	Hasta 5%

COMUNIDADES ENERGETICAS	GGC-2052-2025	2025	Administración delegada	Hasta 5%
COMUNIDADES ENERGETICAS	GGC-2054-2025	2025	Administración delegada	Hasta 5%

De acuerdo con lo establecido en las Resoluciones del PRONE, el reconocimiento por concepto de administración delegada no podrá superar el cinco por ciento (5%) del costo total del proyecto, constituyéndose dicho porcentaje como el parámetro vigente para la ejecución de los proyectos financiados con recursos del PRONE, situación que fue adoptada por otros programas de la Dirección de Energía Eléctrica, que recientemente suscribieron procesos similares, referenciados en la tabla anterior.

Así las cosas, esto se encuentra en concordancia con lo dispuesto en el párrafo 2 del artículo 2.2.3.3.1.2 del Decreto 1073 de 2015, que faculta al Ministerio para asumir directamente el desarrollo de los proyectos cuando el proponente no los ejecute, a través de la celebración de un contrato de administración delegada, garantizando así la adecuada gestión de los recursos públicos y el cumplimiento de la finalidad del programa.

En este sentido, la determinación del porcentaje del 5% responde a:

- I) La evolución normativa que ha reducido gradualmente los topes de reconocimiento, promoviendo la eficiencia del gasto público;
- II) El criterio de sostenibilidad financiera del PRONE, evitando sobrecostos no asociados a la ejecución directa del proyecto; y
- III) El principio de responsabilidad en el manejo de los recursos, consagrado en el artículo 209 de la Constitución Política y reforzado por la Ley 1474 de 2011.

En consecuencia, el porcentaje del 5% se adopta como el tope máximo reconocido para la administración delegada, de acuerdo con la revisión histórica de procesos contractuales similares en el ministerio.

5.3.2. Verificación del costo administrativo para adelantar el proceso de administración del programa

El costo administrativo adoptado para la ejecución del Programa corresponde al 5% sobre el valor total de implementación de las soluciones solares. Este porcentaje se definió de acuerdo con la información histórica presentada en el subcapítulo previo, y se contrastó con las necesidades operativas del Programa y la magnitud territorial de las actividades.

La verificación del 5% se justifica en los siguientes aspectos:

- I. Cobertura de la estructura operativa mínima requerida: Las actividades de gestión, seguimiento, supervisión, caracterización, relacionamiento territorial y soporte administrativo requieren un equipo técnico y administrativo con dedicación permanente. El porcentaje definido garantiza la disponibilidad de personal idóneo para cubrir dichas funciones.
- II. Equilibrio entre suficiencia operativa y eficiencia del gasto público: El porcentaje adoptado permite cubrir los costos asociados a la ejecución administrativa sin afectar la proporción de recursos destinados directamente a la implementación de soluciones solares. De esta manera, se garantiza que la mayor parte del presupuesto beneficie a los usuarios finales.
- III. Verificación interna de suficiencia técnica: Para fundamentar la razonabilidad del porcentaje, se realizó una estimación preliminar de la estructura de personal necesaria para cumplir con los componentes operativos del Programa. Este ejercicio

permitió comprobar que los costos asociados al recurso humano, la logística operativa, el soporte documental y la coordinación territorial pueden ser cubiertos dentro del 5% establecido.

A continuación, se presenta el valor definido para la asignación presupuestal de la administración que desarrollará GECELCA por cada año:

Tabla 59 Valor por Anualidad Contrato GECELCA

Anualidad	Valor total Administración GECELCA por año
2026	\$ 11.986.838.450
2027	\$ 54.589.096.302
2028	\$ 43.109.299.214
2029	\$ 17.620.796.162
2030	\$ 29.038.761.495
Total	\$ 156.344.791.622

En conjunto, estas consideraciones demuestran que el costo administrativo equivalente al 5% del valor de implementación constituye una estimación razonable, eficiente y acorde con las necesidades técnicas, operativas y territoriales del Programa Colombia Solar.

5.4. Consideraciones sobre ajustes, flexibilidad presupuestal y valor final estimado

El valor final estimado del contrato corresponde a la suma de los costos asociados a la implementación de las soluciones solares y del componente administrativo equivalente al 3,72% de dicho valor. Este monto refleja la estructura operativa requerida para ejecutar los ocho componentes del Programa y garantiza la suficiencia presupuestal para el período establecido.

A continuación, se presenta el resumen del valor estimado del contrato, consolidado por componente y por vigencia:

Tabla 60 Valor total por anualidad Contrato Gecelca

Anualidad	Valor total Ejecución por año	Valor total Administración GECELCA por año	Valor total Contrato de GECELCA por año
2026	\$ 168.693.014.826	\$ 11.986.838.450	\$ 180.679.853.276
2027	\$ 1.558.215.039.419	\$ 54.589.096.302	\$ 1.612.804.135.721
2028	\$ 1.114.975.645.430	\$ 43.109.299.214	\$ 1.158.084.944.644
2029	\$ 455.742.935.549	\$ 17.620.796.162	\$ 473.363.731.711
2030	\$ 751.056.324.992	\$ 29.038.761.495	\$ 780.095.086.487
Total	\$ 4.048.682.960.216	\$ 156.344.791.623	\$ 4.205.027.751.839
% Part.	96,28%	3,72%	100,00%

Si bien este valor constituye la referencia presupuestal del proceso contractual, durante la ejecución del Programa podrán realizarse ajustes derivados del ejercicio de focalización y

 Energía 	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
		T-GC-F-11	
		05-06-2023	V-2

priorización, siempre dentro de los topes presupuestales aprobados. Estos ajustes afectan únicamente la distribución interna entre actividades o territorios, sin modificar el valor total que soporta y justifica el proceso de contratación.

Esta flexibilidad garantiza que la implementación del Programa pueda adaptarse a las condiciones reales de los territorios, manteniendo al mismo tiempo la coherencia técnica y la eficiencia en el uso de los recursos públicos. En conjunto, el análisis desarrollado y el valor estimado consolidado justifican el presupuesto requerido para la ejecución del Programa.

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.pdf

Al respecto se tiene en cuenta lo dispuesto en el *Manual para la Identificación y Cobertura del Riesgo en los Procesos de Contratación* expedido por Colombia Compra Eficiente, disponible en:

<https://www.colombiacompra.gov.co/archivos/manual/manual-para-la-identificacion-y-cobertura-del-riesgo>

En este sentido, al presente estudio previo se adjunta la Matriz de Riesgos determinada para el proceso de contratación.

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

De conformidad con el Decreto 1082 de 2015 art. 2.2.1.2.2.1.1 y siguientes, las garantías en la contratación deben cubrir el cumplimiento de las obligaciones surgidas en favor de las Entidades Estatales, en cumplimiento de la normativa vigente, se dispuso:

I- GARANTIA DE CUMPLIMIENTO:

GECELCA deberá constituir, con cargo a la remuneración que recibe por la administración de los recursos para la implementación de las soluciones solares fotovoltaicas, una póliza de cumplimiento a favor de entidades estatales, en la que el asegurado y beneficiario sea el MINISTERIO, destinada a garantizar el buen manejo de los recursos.

El valor asegurado de esta póliza corresponderá al dos punto cinco por ciento (2.5%) del valor total del presente Contrato y deberá tener una vigencia mínima de tres (3) años, los cuales deberán prorrogarse por un periodo adicional de dos (2) años, en todo caso deberá estar vigente durante todo el plazo de ejecución del contrato hasta la liquidación del mismo.

La póliza deberá ser expedida por una Compañía Aseguradora vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Como excepción al principio de indivisibilidad de los mecanismos de cobertura de riesgos, los amparos bajo la póliza de cumplimiento se otorgarán por períodos de mínimo tres (3) años, sin la obligatoriedad de prórroga para la compañía de seguros para las siguientes

vigencias, lo cual debe ser informado por el garante con seis (6) meses de anticipación al vencimiento de la póliza, la no renovación. Este aviso no afecta la póliza o período contractual en ejecución. En caso de no prorrogar la póliza por parte de la compañía de seguros, GECELCA deberá garantizar con otra compañía o mediante otro mecanismo sus obligaciones ante el Contrato. Si la aseguradora no da el aviso con la anticipación mencionada y GECELCA no obtiene una nueva garantía, queda obligado a garantizar el período contractual subsiguiente.

Parágrafo 1: Para la vigencia 2026, la garantía deberá ser remitida por GECELCA al MINISTERIO dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes al perfeccionamiento del contrato a fin de que este proceda con su revisión, aprobación o rechazo dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes. La aprobación de esta garantía constituirá requisito previo para la suscripción del Acta de Inicio.

Parágrafo 2: Para las vigencias 2029 y 2030, GECELCA deberá presentar la renovación, ampliación o extensión de la garantía con una antelación mínima de veinte (20) días hábiles a su fecha de vencimiento.

La garantía renovada deberá ser remitida al MINISTERIO para su revisión, aprobación o rechazo dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su recibo. La aprobación de la renovación de la garantía constituirá un requisito indispensable y previo para autorizar los desembolsos correspondientes a cada una de estas vigencias.

En ningún caso podrán realizarse giros con cargo al Encargo Fiduciario si la garantía aplicable a la vigencia respectiva no se encuentra vigente y debidamente aprobada.

II- A cargo de los Contratistas Derivados de obra

GECELCA exigirá a los Contratistas Derivados la constitución de las siguientes garantías en las que el asegurado y/o beneficiario sea la Nación-Ministerio de Minas y Energía, al igual que GECELCA:

1. **Cumplimiento:** Por una suma mínima equivalente al diez por ciento (10%) del valor total del contrato, con una vigencia igual al plazo de ejecución del contrato derivado y cuatro (4) meses más, en todo caso hasta la liquidación del contrato.
2. **Estabilidad y calidad de la obra:** Por una suma mínima equivalente al veinte por ciento (20%) del total del contrato, con una vigencia no inferior a cinco (5) años contados a partir de la fecha de suscripción del Acta de Recibo a satisfacción de la obra.
3. **Calidad y correcto funcionamiento de los bienes:** Por una suma por una suma mínima equivalente al veinticinco por ciento (25%) del valor total del contrato. La vigencia de esta garantía será, como mínimo, de dos (2) años contados a partir de la entrega y recibo a satisfacción de los bienes, sin perjuicio de las garantías otorgadas por los fabricantes.

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía T-GC-F-11 05-06-2023 V-2
--	---	--

4. **Buen manejo del anticipo:** Por una suma equivalente al cien por ciento (100%) del valor del anticipo, la cual deberá estar vigente hasta la liquidación del contrato o hasta la amortización del anticipo.
5. **Salarios y prestaciones sociales:** Por una suma mínima equivalente al cinco por ciento (5%) del valor del respectivo contrato, con una vigencia igual al plazo del contrato más tres (3) años.
6. **Todo riesgo y daño material** (construcción y montaje): Por una suma mínima equivalente al diez por ciento (10%) del valor total de la infraestructura construida y el cien por ciento (100%) del valor de las soluciones solares fotovoltaicas, con una vigencia igual a la duración del contrato.
7. **Responsabilidad Civil Extracontractual:** Se estimará de acuerdo al artículo 2.2.1.2.3.1.17 suficiencia del seguro de responsabilidad civil extracontractual, teniendo en cuenta la cuantía del contrato.

Estas garantías serán presentadas por los Contratistas Derivados a **GECELCA**, quien a su vez las remitirá al **MINISTERIO** dentro de los cinco (5) días siguientes a su recepción.

III- **Garantía para los Contratos de Interventoría que se celebren para el seguimiento de los Contratos Derivados**

GECELCA exigirá a las Interventorías de los Contratistas Derivados la constitución de las siguientes garantías en las que el asegurado y/o beneficiario sea la Nación-Ministerio de Minas y Energía, al igual que GECELCA:

1. **Cumplimiento:** Por una suma mínima equivalente al diez por ciento (10%) del valor total del contrato, con una vigencia igual al plazo de ejecución del contrato derivado y cuatro (4) meses más, en todo caso hasta la liquidación del contrato.
2. **Calidad del servicio:** Por una suma mínima equivalente al diez por ciento (10%) del valor total del contrato. La vigencia de esta garantía será, como mínimo, de dos (2) años contados a partir de la entrega a satisfacción del servicio.
3. **Salarios y prestaciones sociales:** Por una suma mínima equivalente al cinco por ciento (5%) del valor del respectivo contrato, con una vigencia igual al plazo del contrato más tres (3) años.

Parágrafo.- GECELCA verificará con las respectivas Compañías Aseguradoras la veracidad de las garantías que le presenten los Contratistas Derivados, dando cumplimiento a lo dispuesto por la Circular Conjunta 001 del 20 de agosto de 2021, proferida por 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).

	FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA EXCEPTO CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
		T-GC-F-11	
		05-06-2023	V-2

http://www.colombiacompra.gov.co/sites/default/files/manuales/cce_manual_acuerdos_comerciales_web.pdf

De conformidad con lo dispuesto en el Manual para el manejo de los Acuerdos Comerciales en Procesos de Contratación, expedido por Colombia Compra Eficiente, Las Entidades Estatales no deben hacer este análisis para los procesos de contratación adelantados para la modalidad de selección de contratación directa, en consecuencia, están exceptuados de la aplicación de Acuerdos Comerciales.

Firma Responsable: _____
Nombre: Víctor José Paternina Novoa
Cargo: Director de Energía Eléctrica

Nombre Responsable	Cargo	Componente	Rol	Visto Bueno
Víctor José Paternina Novoa	Director de Energía Eléctrica		Jefe de área	
Luis Alberto Garay Arévalo	GGC		Financiero	

 APROBÓ VÍCTOR JOSE PATERNINA NOVOA DIRECTOR TECNICO 100 -21 28-12-2025 16:43:40	REVISÓ VÍCTOR JOSE PATERNINA NOVOA DIRECTOR TECNICO 100 -21 28-12-2025 16:43:13	REVISÓ VÍCTOR JOSE PATERNINA NOVOA DIRECTOR TECNICO 100 -21 28-12-2025 16:43:19	REVISÓ VÍCTOR JOSE PATERNINA NOVOA DIRECTOR TECNICO 100 -21 28-12-2025 16:43:25
--	--	--	--