



MODELO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN COLOMBIA

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Luisa María Echeverry Largo.

María Camila Ortiz Rodríguez.

Dirección:

Juan Jair Lizarazo.

María Fernanda Gómez.

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que me apoyaron durante este proceso, mis compañeros de estudio, la empresa para la que trabajo, a los profesores por compartir sus enseñanzas y conocimiento y en particular, al ingeniero Juan Jair Roberto Lizarazo por su mentoría y liderazgo, su orientación hizo parte fundamental de la construcción de este proyecto.

Este trabajo está dedicado a mi familia, especialmente a mi esposo quien ha sido mi apoyo incondicional y a mi hija que viene en camino. Son mi motivación y fuente de inspiración.

Luisa María Echeverry largo.

A este capítulo tan importante que ha llegado a su final, quiero dar las gracias a todas las personas, que, de alguna manera, me ayudaron a cumplir este sueño.

Primero, a mis padres, que siempre han estado con su amor y apoyo incondicional. Gracias por enseñarme a no rendirme y confiar en mí.

A mis profesores y mentores, por compartir su sabiduría y por su paciencia en cada paso de esta maestría.

Su apoyo y colaboración fueron fundamentales para lograrlo.

María Camila Ortiz Rodríguez.

ABSTRACT

El gobierno colombiano se ha planteado el objetivo de tener una transición energética justa, lo que ha puesto en la mira el tema de las comunidades energéticas, ya que por medio de esta novedosa metodología que ya ha sido desarrollada en países como España, Alemania, entre otros, se ha logrado implementar con éxito el modelo y se han obtenido resultados que pueden ser aplicables al caso colombiano, este modelo busca el equilibrio de los costos de la energía y adicional a esto suministrar energía confiable y continua a comunidades que han estado aisladas y que no cuentan con conexión al sistema interconectado nacional, permitiendo el acceso a este bien de primera necesidad, el cual debe ser garantizado por el estado al estar calificado como un servicio público esencial. (IPSE, 2023) (Interempresas, 2019).

Este documento propone una metodología de implementación en Colombia de las comunidades energéticas que es incentivada por el estado, cuenta con facilidades de financiación y tarifas diferenciales, con un esquema de apoyo técnico durante todo el ciclo de vida del proyecto, y se soporta en una regulación acorde con los países de referencia y las necesidades particulares del mercado nacional, bajo los supuestos utilizados, el modelo propuesto demuestra viabilidad.

The Colombian government has set the goal of having a just energy transition, which has put in the spotlight the issue of energy communities, since through this novel methodology that has already been developed in countries such as Spain, Germany, among others, the model has been successfully implemented and results have been obtained that can be applicable to the Colombian case, This model seeks to balance the costs of energy and in addition to this provide reliable and continuous energy to communities that have been isolated and do not have connection to the national interconnected system, allowing access to this basic necessity, which must be guaranteed by the state to be qualified as an essential public service. (IPSE, 2023) (Interempresas, 2019).

This document proposes a methodology for the implementation of energy communities in Colombia that is encouraged by the state, has financing facilities and differential rates, with a technical support scheme throughout the life cycle of the project, and is supported by a regulation in line with the reference countries and the particular needs of the domestic market, under the assumptions used, the proposed model demonstrates viability.

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	3
Capítulo 2 OBJETIVOS	5
1.1 Objetivo general	5
1.2 Objetivos específicos	5
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN	6
Capítulo 4 MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE	10
Capítulo 5 METODOLOGÍA	19
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	56
Capítulo 7 CONCLUSIONES	59
REFERENCIAS.....	60

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comunidades energéticas en Latinoamérica.....	12
Tabla 2. Marco regulatorio de Comunidades energéticas en países de referencia.....	20
Tabla 3. Tipo de participación ciudadana	31
Tabla 4. Actores, roles y responsabilidades en un modelo transaccional.	32
Tabla 5. Resumen del marco regulatorio en Colombia para las CE	33
Tabla 6. Estimación de la potencia instalada por Grupo del Caso de Estudio	35
Tabla 7. Barreras identificadas con las propuestas actuales para las CE	38
Tabla 8. Variables asumidas para el modelo financiero.	42
Tabla 9. Análisis de riesgo bajo el modelo actual	43
Tabla 10. Análisis de riesgo bajo el modelo propuesto	53
Tabla 11. Flujo financiero para el modelo propuesto.....	57
Tabla 12. Indicadores financieros del modelo.	58

LISTA DE FIGURAS

Ilustración 1. Composición del decreto 2263 de 2023 del MME.....	24
Ilustración 2. Componentes de la resolución 40136 de 2024 del MME.	26
Ilustración 3. Componentes de la resolución 40137 de 2024 del MME.	27
Ilustración 4. Mapa de radiación solar global en La Guajira.	34
Ilustración 5. Configuraciones adoptadas por el Caso de Estudio.	36
Ilustración 6. Base de datos de IRENA para el costo USD/Kwp.....	41
Ilustración 7. Análisis de riesgo bajo el modelo actual	45
Ilustración 8. CU para la región de referencia (Costa Caribe)	51
Ilustración 9. Diagrama de análisis financiero.	52
Ilustración 10. Análisis de riesgo bajo el modelo propuesto	55

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Tanto en Colombia como a nivel global la búsqueda de soluciones sostenibles para la generación y gestión de energía se ha convertido en una prioridad. El cambio climático, la creciente demanda energética y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero están impulsando una transformación profunda en la manera en que la energía es producida y consumida. Dentro de este marco, las comunidades energéticas emergen como una propuesta innovadora y prometedora para enfrentar estos desafíos.

Esta propuesta ya ha sido implementada recientemente en países de referencia en Europa o América (por ejemplo, Estados Unidos y Chile). En Colombia, el Artículo 235 de la ley 2294 de 2023, indica que las *“Comunidades Energéticas. Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos”*. (Congreso de Colombia, 2023)

Esta resolución permite entregar al país un mecanismo disruptivo para la democratización de la energía usando fuentes de energía no convencionales y promoviendo de esta forma el desarrollo en todos los territorios del país a partir de la participación activa de los usuarios tanto en las zonas no interconectadas (ZNI) como en el sistema interconectado nacional (SIN).

Esta Ley busca identificar los aspectos que se involucran en un modelo de distribución activo y dinámico, donde los usuarios se convierten en productores y consumidores de energía, los requerimientos de constitución de una comunidad energética, procedimiento de conexión, remuneración de energía donde se ofrecerá a los usuarios un menor costo en sus facturas. Esto, enfocado, a agentes denominados Autogeneradores Colectivos conectados al SIN, se considera que este es un modelo disruptivo en cuanto a cambios de mercado y que puede ofrecer mayores beneficios a los usuarios del sistema basados en una CE existente en Colombia.

De esta manera, se busca reconocer tanto quienes son los principales actores dentro de este modelo y sus funciones como identificar de qué forma se han desarrollado las comunidades energéticas en diferentes países del mundo, identificando las posibles

mejoras y los vacíos a nivel de regulación o diferentes propuestas para la implementación de estas en Colombia.

De forma complementaria, el decreto 2263 de 2023 por parte del Ministerio de Minas y Energía, ahonda en las actividades de las CE, su naturaleza y objetivos, y establece los primeros lineamientos para temas de conexión, remuneración y representación, aspectos que de cierta manera son detalladas en las resoluciones 40136 y 40137 de 2024, con los requisitos de registros de las comunidades energéticas y focalización de recursos respectivamente, y delega a la CREG la regulación de los aspectos tarifarios que al momento de la redacción de este documento está en estado de proyecto y consulta pública.

Por lo anterior, se identifica que, aunque existe un avance, Colombia no cuenta con una regulación integral ni un modelo establecido y operacional para las comunidades energéticas, y es necesario aportar al esfuerzo común que permita la eliminación de las barreras en la implementación de las Comunidades Energéticas, y que proponga esquemas alternativos de carácter financiero, normativo y regulatorio. En este documento se propone una metodología que propende por la obtención de un modelo de negocio acorde con las necesidades y características de las Comunidades Energéticas en el contexto colombiano.

Capítulo 2

OBJETIVOS

1.1 Objetivo general

Diseñar un modelo de promoción adaptativo, eficiente y sostenible de Comunidades Energéticas para Colombia mediante la promoción del autoconsumo y la venta de excedente de energía renovable como mecanismo para el desarrollo comunitario y la mitigación del cambio climático.

1.2 Objetivos específicos

Identificar la normativa clave en países de referencia para la promoción de modelos de comunidades energéticas, incluyendo las barreras, incentivos y características representativas de dichos modelos.

Analizar la aplicación y adaptación al caso colombiano de los modelos normativos, económicos y financieros identificados.

Plantear un modelo de negocio, que, a partir de supuestos económicos, regulatorios y normativos, sea evaluado en términos de viabilidad, aplicabilidad y financiación.

Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Los países en vías de desarrollo enfrentan retos tales como la disminución de la pobreza, la distribución equitativa de la riqueza, la promoción del desarrollo industrial, asegurar la disponibilidad de recursos, la ampliación del acceso a la educación y la mejora en la calidad de esta, la cobertura total en términos de salud y servicios públicos esenciales, la atracción de la inversión extranjera y demás dinámicas que demanda actualmente la economía globalizada, sin embargo, estos retos para el desarrollo multisectorial alcanzan un grado mayor de dificultad para ser logrados cuando se suma la necesidad de ser realizados de forma sostenible. (Naciones Unidas, 2015)

Colombia no es ajena a la necesidad del desarrollo sostenible, aunque hay recursos diversificados para la producción de energía y una oferta amplia de fuentes convencionales y no convencionales, no se cuenta con niveles de implementación equiparables con países de la región o con economías comparables con la colombiana. (Figueroa Castro & Mojica, 2023) Con una matriz energética altamente dependiente de los recursos hídricos y una confiabilidad soportada en las plantas de generación térmica, el punto de partida para la transición energética puede situarse con la emisión de la ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014) que busca la promoción de las fuentes renovables no convencionales de energía y su penetración en el mercado energético colombiano mediante el impulso aportado por los beneficios arancelarios y tributarios, lo que en teoría permitiría en una medida significativa cambiar la matriz energética y la dependencia de fuentes tradicionales antes descrita.

Cerca de una década después de su oficialización, es pertinente realizar un análisis sobre el efecto, positivo o negativo, de esta ley, y principalmente de su eficacia. El gobierno actual, promueve la Transición energética justa como un mecanismo de desarrollo territorial, democratización del saber y los medios productivos y explotación sostenible de los recursos energéticos del país, el empoderamiento de las comunidades, con énfasis en comunidades vulnerables y las pequeñas industrias, es la bandera gubernamental para alinear el desarrollo de Colombia con la dinámica mundial de la producción limpia de energía y el desarrollo sostenible, sin embargo, es necesario plantear interrogantes sobre si la Transición Energética Justa está alienada con la política de las fuentes no convencionales y si el marco normativo, jurídico, técnico y económico actual presta las condiciones para

que se dé la Transición Energética Justa, y sea esta el motor de transformación social y económica que apunte a la superación de los retos mencionados al inicio de esta discusión.

Es en este punto, donde el concepto de Comunidades Energéticas sale a relucir, al ser uno de los mecanismos de los países con políticas de transición energética maduras para la inclusión del ciudadano del común y la pequeña industria dentro del mercado energético en un papel ya no pasivo y únicamente del lado del consumo, sino en un rol activo, con participación en la oferta, y con capacidad de decisión sobre sus necesidades de consumo de acuerdo con la dinámica propia del mercado.

Ante Colombia, se presenta la posibilidad de alinear las necesidades de desarrollo territorial y promoción del desarrollo económico mediante el emprendimiento y la sostenibilidad con la identificación de las políticas y los mecanismos adecuados para que tanto actores nuevos como existentes desarrollen y/o fortalezcan su influencia y poder como partes interesadas en el mercado energético mediante las Comunidades Energéticas, sin embargo el reto está en plantear adecuadamente los modelos de negocio que son pertinentes y rentables para impulsar la inversión económica, el desarrollo tecnológico y la promoción de un nuevo modelo industrial.

Aunque en Colombia existen regulaciones para promover la transición energética relacionadas con la generación distribuida y el autoconsumo de energía, la legislación específica que aborda las comunidades energéticas es la Ley 2294 de 2023, la cual en su contenido, no propone las condiciones necesarias para integrar la autogeneración colectiva y distribuirla colectiva al SIN y a las ZNI. La falta de un marco regulatorio maduro y aterrizado a las condiciones locales dificultan el acceso de las Comunidades Energéticas al mercado, el cual cuenta con actores limitados, con gran influencia y poder sobre este, dando poco espacio a la participación de pequeños actores, situación que impacta la implementación de proyectos de comunidades energéticas y genera incertidumbre para los inversionistas y participantes (Hernández Vidal, 2021).

Por otro lado, la falta de capacidad técnica de un sector de las comunidades energéticas (aquellas no pertenecientes a la industria, el comercio o el sector eléctrico) enfrenta barreras para poderse constituir, optar por las opciones de financiación y priorización de los recursos estatales o privados, y también para ejecutar el diseño y la construcción del proyecto puesto que implícitamente requiere ingeniería y capacidad de ejecución, consecuentemente el usuario está limitado para participar en el mercado y no existe mitigación de la dependencia del sistema interconectado.

Finalmente, la falta de incentivos tarifarios (actualmente los esquemas tarifarios solo se encuentran en proyecto de resolución por parte de la CREG), tampoco permite mitigar la incertidumbre y el riesgo para las CE, en el sentido que entran al mercado bajo las mismas condiciones de los actores tradicionales y establecidos, sin elementos tarifarios que aseguren la venta de sus excedentes de energía a un costo mayor con respecto a los que utiliza el mercado.

El impulso de las Comunidades Energéticas en Colombia supone la participación de nuevos actores en el mercado energético, y el aporte significativo en la transición energética justa, para esto es necesario identificar los mecanismos existentes y por ende desarrollarlos localmente para que el modelo de negocio funcione en el largo plazo y permita el desarrollo territorial, la explotación sostenible de los recursos y la promoción de las economías locales a través de la producción de energía limpia, es pertinente entonces realizar un estudio de caso que valide la viabilidad técnica y financiera de las Comunidades Energéticas enmarcado en la identificación de las políticas adecuadas y ajustadas a la realidad colombiana.

Las comunidades energéticas fomentan la generación distribuida de fuentes de energía renovable como la solar, térmica, biomasa, entre otras, donde la energía se produce cerca de los consumidores finales. Esto reduce las pérdidas en la transmisión y distribución de energía, mejora la eficiencia del sistema y disminuye la carga en la red interconectada, generando a su vez beneficios económicos y sociales. Al compartir recursos y costos, como la inversión en infraestructura y la gestión de la energía, las comunidades pueden aplicar economías de escala y reducir los costos individuales. Además, la participación comunitaria promueve la cohesión social, fomenta la colaboración entre los miembros y contribuye a la reducción de las emisiones de GEI. (Minambiente, 2018)

En este contexto, surge la necesidad de explorar alternativas que permitan y promuevan el desarrollo de comunidades energéticas en Colombia, las condiciones actuales generan incertidumbre y sensación de riesgo tanto para los inversionistas (CE y terceros), ya que de constituirse deben hacerlo bajo el esquema actual, el cual no diferencia un auto generador de una CE lo que conlleva a las comunidades a competir con los grandes generadores del mercado, lo que supone condiciones dispares para nuevos actores.

Por esto se requiere aunar el esfuerzo del estado, las instituciones, la industria y las comunidades para lograr la creación de condiciones de mercado, que propendan por la reducción de la incertidumbre y la mitigación del riesgo.

Plantear condiciones de mercado y estatales, que adopten las mejores prácticas regulatorias y establezcan incentivos para las CE permitiría a los inversionistas analizar los desafíos específicos, así como los beneficios económicos, sociales y ambientales asociados a la implementación de proyectos de comunidades energéticas en Colombia de una manera más integral y facilitar la toma de decisiones. Por ende, es pertinente proponer un modelo de negocio con mecanismos adecuados para la promoción de las comunidades energéticas sobre un caso de estudio y que además, podría servir como ejemplo para fomentar la adopción de estas iniciativas en otras zonas rurales o comunidades aisladas en el país.

Capítulo 4

MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE

De acuerdo con la Comisión Europea, las comunidades energéticas consisten en “la organización de acciones energéticas colectivas e impulsadas por los ciudadanos que contribuyen a allanar el camino hacia una transición energética limpia al tiempo que hacen que los ciudadanos pasen a un primer plano. Contribuyen a aumentar la aceptación pública de los proyectos de energías renovables y facilitan la atracción de inversiones privadas en la transición hacia energías limpias. Al mismo tiempo, tienen el potencial de proporcionar beneficios directos a los ciudadanos al aumentar la eficiencia energética, reducir sus facturas de electricidad y crear oportunidades de empleo locales”. Estas acciones en la unión europea han trascendido a ser la ruta hacia la transición energética sostenible, sin embargo, en América Latina es necesario indagar en mayor detalle con respecto al estado del arte sobre los proyectos de generación colectiva de energía. (Commission European, s.f.) (De Lotto, Calogero, Venco, & Otros, 2022)

Según el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) de España, una comunidad energética es una entidad jurídica formada por socios que pueden ser tanto personas físicas como otras asociaciones, pequeñas y medianas empresas (pymes) o, incluso, administraciones públicas. Esta sociedad, de forma cooperativa, establece una serie de objetivos de obtención de energía para sí misma, una comunidad o terceros beneficiarios. Su objetivo principal será ofrecer beneficios energéticos, de los que se derivan los medioambientales, económicos y sociales. (REPSOL, 2023)

Una de las características principales de las comunidades energéticas en Europa, es promover la obtención de beneficios económicos para estas, estos beneficios pueden destinarse al ahorro en los costos de la energía para los miembros de la comunidad o al desarrollo social del entorno donde todos los miembros participan de manera activa y ejercen control sobre las decisiones que se toman sobre este entorno. Para lograr esto es necesario que exista un grado de formalidad de la Comunidad Energética, la conformación de una personería jurídica permite atender a esta formalidad y garantizar la participación

abierta y voluntaria de los integrantes, asegurar la autonomía y la toma de decisiones democráticamente, y consecuentemente generar gobernanza sobre la comunidad.

Europa ha experimentado crecimiento y se ha convertido en un modelo importante para la transición energética. En Alemania, existen las "*energiegenossenschaften*" o cooperativas de energía, que son comunidades energéticas conformadas por ciudadanos, agricultores y empresas locales. Estas cooperativas instalan y operan instalaciones de energía renovable, como parques eólicos y plantas solares, y distribuyen la energía producida entre los miembros y la red eléctrica. (República Federal de Alemania Ministerio de Relaciones Exteriores, 2023)

El objetivo de estas comunidades en Alemania es ofrecer un gran potencial para ayudar a movilizar la financiación a la hora de alcanzar los objetivos de la unión europea de producción de energía renovable. Los interesados inscritos como miembros pueden comprar acciones, que a su vez posee instalaciones y da un retorno a lo largo tiempo, uno de los pros de las cooperativas de energía es aprovechar el capital privado para proyectos locales, generar ingresos que pueden reinvertirse para necesidades locales, aumentar la aceptación del despliegue local de energía renovable. Sin embargo, conseguir el capital inicial puede ser un desafío. (República Federal de Alemania Ministerio de Relaciones Exteriores, 2023)

En Latinoamérica, el concepto de comunidades energéticas está empezando a tomar fuerza, aunque su desarrollo aún es incipiente en comparación con Europa. Algunos países de la región están implementando iniciativas y proyectos piloto para promover la participación ciudadana en la generación y consumo de energía renovable.

En Uruguay, inspirado en el modelo chileno se ha implementado el Programa Comunas Energéticas, ya presente en Atlántida y Solís de Mataojo, ha llegado a los municipios de Nueva Helvecia y La Paloma, es una herramienta participativa donde la sociedad plantea problemas asociados a la energía y busca soluciones sostenibles en conjunto con la dirección nacional de energía. (Actualidad de Alemania, 2023)

De acuerdo con la recopilación bibliográfica realizada por (González, Viglio y Ferreira, 2022), (Poque González, Viglio, & da Costa Ferreira, 2022) se presenta un breve resumen por país, sobre el desarrollo de las comunidades energéticas, que sirve de contexto regional para el propósito de este documento:

Tabla 1. *Comunidades energéticas en Latinoamérica*

País	Descripción de las Comunidades Energéticas (CE)
Argentina	<ul style="list-style-type: none"> - Cooperativas energéticas en poblaciones aisladas (1920-1930) absorbidas por empresas públicas y privadas. - En la última década se han reforzado las cooperativas energéticas por los recursos energéticos renovables. - En la provincia de Santafé se cuenta con un proyecto fotovoltaico comunitario con una planta de 200kWp y 50 hogares con generación solar distribuida. - Bajo el mismo esquema han emergido otros proyectos de Biomasa, Viento y Biogas. - Existe una falta de regulaciones favorables para la promoción de las Comunidades Energéticas.
Bolivia	<ul style="list-style-type: none"> - En 2010 un 1/3 de la población total, ubicada en zonas rurales no contaba con acceso a la electricidad. - Las soluciones se enfocan en micro centrales hidráulicas (hasta 100kW) para las comunidades aisladas. - La participación social conllevó a la construcción de cooperativas y acuerdos locales con la municipalidad, ONGs, y la academia. - Las autoridades locales tienen el reto de formar a los equipos de operadores, establecer tarifas que permitan financiar el mantenimiento

de la infraestructura, difundir los conocimientos técnicos con el apoyo de instituciones técnicas y gubernamentales.

- Brasil**
- Cuenta con casos de estudio (8) de energía solar conectado a la red de hasta 1MW
 - Proyectos híbridos (2 conectados y 7 aislados de la red) de hasta 147MW
 - Otras tecnologías también han sido desarrolladas como eólica, micro centrales hidráulicas y Biomasa.
 - La modalidad de venta de energía para las comunidades energéticas fue interrumpida debido a las incertidumbres político-institucionales.
 - A pesar de proyectos existentes en la amazonia, no necesariamente vinculan a la comunidad, por ejemplo, por la existencia de electricidad bajo compra prepago.
-

- Chile**
- Cuenta con esquemas de co-construcción entre la comunidad y la Universidad de Chile, que participa en las fases de diseño operación y evaluación final.
 - Se cuenta con proyectos de micro-redes inteligentes con mecanismos de gestión del lado de la demanda.
 - Se espera replicar el esquema con comunidades en regiones aisladas como Mapuche y la isla de Pascua.
 - La infraestructura solar es crítica para las comunidades energéticas, debido a las características geofísicas de Chile.
-

- Ecuador**
- Se cuenta con un mecanismo, el acceso comunitario para la electricidad sostenible (CARES) para diseñar colectividades energéticas, favorecido por la geografía ecuatoriana y su recurso solar.
-

Perú	<p>-En la región de Cajamarca las comunidades implementaron un proyecto híbrido solar-eólico, el modelo de empresa se basa en una microempresa articulada con comités de usuarios, la municipalidad y ONG's.</p> <p>-Casos similares han implementado el uso de micro centrales hidráulicas.</p> <p>-Proyectos de mayor complejidad que incluyen servicios de energía y sanitarios han tenido lugar en Pucara, energía solar combinada con biodigestores, cocinas mejoradas, muros Trombe y calentadores de agua solares, cuyo modelo de negocio es también integrando en al modelo de Cajamarca.</p> <p>-La gestión y la seguridad son aspectos críticos para la sustentabilidad a largo plazo de estos proyectos.</p>
Venezuela	<p>-Se reportan investigaciones enfocadas a la electrificación rural y de zonas aisladas.</p> <p>- El programa venezolano de electrificación rural “Sembrando Luz” lanzado en 2005, permite la participación de la comunidad en la gestión mantenimiento a través de asambleas de usuarios (UA) y consejos comunales (CC).</p>

Fuente: (Poque González, Viglio, & da Costa Ferreira, 2022)

En Colombia, a diferencia de Europa u casos particulares en Latinoamérica, se cuenta con una legislación inicial que específica o desarrollada en detalle las comunidades energéticas. Las normativas en Colombia relacionadas con generación distribuida y autoconsumo de energía renovable, pueden ser un punto de partida para desarrollar un marco regulatorio robusto y ajustado a la realidad colombiana para iniciar proyectos de comunidades energéticas.

El marco regulatorio en Colombia está conformado por la Ley 1715 de 2014, el cual fomenta el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable y establece mecanismos de promoción y estímulos para su implementación en Colombia. (Congreso de Colombia, 2014) Aunque no se refiere específicamente a las comunidades energéticas, sienta las bases para el fomento de la generación distribuida y el autoconsumo de energía renovable. Posteriormente con la emisión de la Ley 2099 de 2021, conocida como la Ley de Transición Energética, se busca fomentar la participación ciudadana en la generación y la distribución de energía a partir de fuentes renovables, (Congreso de la República de Colombia, 2021) lo que constituye un punto de partida para la regulación de las comunidades energéticas.

A un nivel de actos administrativos, y a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, se cuenta con la Resolución CREG 038 de 2018, (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), la cual regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y dicta algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas. La regulación actual tiene dos esquemas para los recursos energéticos distribuidos: Generadores Distribuidos y Auto generadores, definidos en la resolución CREG 030-2018 y CREG174-2021. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021). Los trámites y procedimientos para operar a un Generador Distribuido no son claros (pese a la CREG 174 de 2021) y aún hay dificultades para interpretar la normativa asociada, principalmente por parte de los operadores de red.

Es importante reconocer, que de acuerdo con el análisis por parte de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), tomando como referencia la *Capacitación Comunidades Energéticas* (UPME, 2023) se concluye lo siguiente: para las comunidades energéticas en Colombia se debe considerar una comunidad energética como un prestador de servicios públicos comunitarios. Respecto a la generación podrían existir dos modelos, el de autogeneración colectiva (AC), donde, la comunidad produce energía principalmente para atender las propias necesidades y los excedentes se pueden entregar a la red y generación distribuida colectiva (GDC) en esta la comunidad produce energía eléctrica cerca de los centros de consumo y se conecta a un sistema de distribución local o una Microred, principalmente para entregar la energía a la distribución local.

La UPME evidenció retos en aspectos técnicos y regulatorios, en la armonización de los dos posibles modelos, la integración de microrredes, límites de entegade excedentes, el pago por uso de los sistemas de distribución local (SDL), cargo por respaldo, el registro de fronteras, calidad de servicios y comercialización de la energía, en lo que se ve afectado el costo unitario de los asociados. Existen barreras importantes a considerar, como es la falta de mecanismos para proteger al usuario de insolvencia, las solicitudes para la implementación de sistemas de generación deben realizarse por cada titular, no están definidos los límites administrativos necesarios para la constitución legal o jurídica de una comunidad energética. Técnicamente, se evidencia vacíos en estudios previos para la instalación de los sistemas solares fotovoltaicos (SSFV), bajo nivel de cobertura con conexión de telecomunicaciones en las zonas no interconectadas (ZNI) y del Sistema Interconectado Nacional (SIN), son proyectos de alta inversión y no existe mecanismo generalizados de financiamiento para el desarrollo de proyectos de comunidades energéticas.

La comunidad energética es bajo este esquema propuesto una entidad jurídica que se basa en la participación abierta, voluntaria, autónoma y controlada por socios y miembros, su naturaleza es de participación y responsabilidad, lo que la diferencia de empresas tradicionales, y adicionalmente aporta beneficios económicos, sociales y ambientales. Se reconoce que los actores para estas comunidades energéticas pueden ser: asociaciones, cooperativas, personas naturales, jurídicas, comunidades rurales, juntas de acción comunal, juntas de copropietarios y entidades públicas.

De acuerdo con el marco normativo para las comunidades energéticas establecido en la ley 2294 de 2023 (Congreso de la República de Colombia, 2023), *“Las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas. En el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía”*. Bajo esta definición una de las posibles ventajas consistiría en que la infraestructura que se desarrolle con recursos públicos podría cederse a título gratuito a las Comunidades Energéticas, en las condiciones que defina el Ministerio de Minas y Energía (MME), en coordinación con las entidades competentes. Dentro del

Plan de desarrollo 2022-2026 (Departamento de Planeación Nacional, 2023) se contempla como un aspecto vital la definición por parte de MME, UPME y la CREG de las condiciones asociadas a la prestación del servicio.

Actualmente Colombia realiza sus primeros avances respecto a la participación de las comunidades, como Empresas de Servicios Públicos, lo que le permitiría comercializar la energía mediante alianzas público-privadas. El FENOGE (Fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía) realizó recientemente la convocatoria “En-Comunidad: Una empresa energética comunitaria” que busca identificar las diversas figuras de asociatividad para que, con el fortalecimiento de capacidades a través de la transferencia de conocimientos, se implementen modelos empresariales comunitarios para la formulación y/o el replanteo de proyectos energéticos basados en Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y Gestión Eficiente de la Energía (GEE) que atiendan a las necesidades del territorio. (Fenoge, 2023)

A pesar de que Colombia no se ha desarrollado proyectos de comunidades energéticas a gran escala el IPSE priorizó las dos primeras comunidades Energéticas de las Zonas no interconectadas Cabo de la Vela – Media Luna (Uribe, La Guajira) donde más de 1500 familias se encuentran involucradas y Terán (San Andrés de Tumaco, Nariño) con una comunidad de 80 familias, serían las primeras comunidades energéticas, donde a través de energías renovables se impulsará el desarrollo productivo según capacidades y características de cada comunidad. Actualmente, el IPSE trabaja en la proyección de los valores de inversión a realizar una articulación del sector para la financiación del componente económico y social. (IPSE, 2023)

El Decreto 2236 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía (Ministerio de Minas y Energía, 2023) busca reglamentar parcialmente de las comunidades energéticas, grupos de personas o entidades que de forma colectiva generan, comercializan y utilizan energía de fuentes renovables. Este decreto busca promover la eficiencia energética, la democratización del acceso a la energía y la transición hacia un sistema energético más sostenible. En el capítulo a continuación se profundiza en los aspectos de este decreto, sin embargo, se anticipa que es un paso importante para fomentar la participación ciudadana en la producción y consumo de energía en Colombia, promoviendo un modelo energético más descentralizado, sostenible y equitativo.

El ministerio de minas y energía se pronunció con las resoluciones 40136 (Ministerio de Minas y Energía, 2024) y 4037 de 2024, (Ministerio de Minas y Energía, 2024) indicando la creación de RUCE, el registro único de comunidades energéticas, centrado en los requisitos para las comunidades energéticas y su constitución ante el registro y la focalización de varias entidades y dos comités, respectivamente.

La CREG, derivado de las obligaciones que le establece el decreto 2236, propuso el proyecto de resolución No.701 051 de 2024 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2024) el cual busca *“Integrar la regulación vigente y regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de las Comunidades Energéticas (CE) al Sistema de Distribución Local (SDL) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI), conforme a lo estipulado en el Decreto 2236 de 2023.”* Esta indica aspectos importantes en cuanto a la operación, conexión, remuneración de excedentes. Adicional a esto, se estableció los límites máximos de potencia y dispersión de auto generador y generador distribuido de máximo 5MW.

Capítulo 5

METODOLOGÍA

La creación de Comunidades Energéticas en Colombia puede beneficiar tanto a los participantes como al país, la generación de energía renovable local reduce la dependencia de los combustibles fósiles y disminuye las emisiones de gases invernadero, contribuyendo a la mitigación del cambio climático y la protección del medio ambiente.

Para obtener los beneficios mencionados, se requiere iniciar mecanismos regulatorios, técnicos y financieros. En este capítulo se presenta la propuesta metodológica para el desarrollo de comunidades energéticas, identificando el marco regulatorio de referencia, los antecedentes locales, la adopción de un caso de estudio desde un proyecto real, y la aplicación de técnicas financieras para evaluar la viabilidad de dicha propuesta metodológica.

5.1 Marco Regulatorio para Comunidades Energéticas.

El desarrollo de las comunidades energéticas en países de referencia tales como Francia, Alemania o España entre otros, ha sido impulsado por políticas de las entidades regulatorias estatales que parten del establecimiento de los lineamientos principales para el desarrollo de normatividad que regule y promueva la asociación de las comunidades como un mecanismo alternativo para la transición energética y la implementación de FNCER, por medio de incentivos y políticas de apoyo, a continuación se presenta un resumen de los casos más relevantes y que más adelante servirán de base para validar su aplicabilidad al caso colombiano.

Tabla 2. Marco regulatorio de Comunidades energéticas en países de referencia.

PAIS	MARCO JURIDICO Y POLITICO	INCENTIVOS	POLITICAS DE APOYO
FRANCIA	Francia ha definido una característica distintiva importante entre las Comunidades de Energía Renovable (REC) y las Comunidades Ciudadanas de Energía (CEC) que son los criterios de elegibilidad para la participación de las partes interesadas.	Tarifa de alimentación (FiT), la cual está disponible para todos los sistemas fotovoltaicos de hasta 500 kW de tamaño. Además, se han realizado diversas acciones adicionales de apoyo a proyectos ciudadanos, como la implementación de un bono participativo en las licitaciones que incentiva a los responsables de los proyectos a utilizar la financiación colectiva para obtener un bono de entre 1 y 3 euros por MWh producido	El autoconsumo en Francia se apoya en leyes que contienen disposiciones en el apartado de energías renovables del Código de Energía francés, tanto para el autoconsumo individual como colectivo.
	Para los CEC, se establece explícitamente que no existen restricciones a la participación. esto deja el riesgo de que las CEC puedan ser controladas por las grandes empresas energéticas y puedan obstaculizar la propiedad ciudadana.	Apoyo a proyectos de calefacción y refrigeración renovables	Los auto consumidores colectivos producen y consumen electricidad juntos como una entidad legal y los contratos con los DSO identifican el esquema de reparto entre los consumidores. Los DSO son responsables de suministrar a cada participante un contador inteligente y de implementar cualquier disposición técnica para permitir el autoconsumo.
	Un REC es autónomo y al menos dos categorías diferentes de grupos de miembros elegibles pueden gobernar la comunidad energética. El elemento de proximidad geográfica estipula que las personas físicas/PYME deben tener una proximidad cercana, ya sea a través de su residencia o ubicación del departamento.	Se creó una nueva herramienta de financiación llamada EnRciT para brindar apoyo a proyectos en etapa de desarrollo, ya que es la fase más riesgosa en la vida de un proyecto ciudadano. Esta financiación se produce invirtiendo en capital, junto con comunidades y grupos de ciudadanos, principalmente en energía solar y eólica.	La proximidad del autoconsumo colectivo se amplió a una distancia geográfica de 2 km entre los puntos de producción y consumo para emplazamientos con una potencia acumulada inferior a 3 MW en zonas urbanas y 0,5 MW en zonas rurales.

PAIS	MARCO JURIDICO Y POLITICO	INCENTIVOS	POLITICAS DE APOYO
ALEMANIA	La Ley de Energías Renovables de Alemania (EEG) es un conjunto de leyes aprobadas en Alemania que proporciona incentivos para las comunidades energética.	La ley proporciona incentivos financieros para la construcción de instalaciones de energía renovable y permite la creación de proyectos de "energía ciudadana". El apoyo directo para las comunidades energéticas en Alemania incluye tarifas de alimentación y un programa de financiamiento para la energía ciudadana. Además, se ha establecido un programa de financiamiento para energía ciudadana que cubre hasta el 70% de los costos para la planificación y aprobación de proyectos de energía eólica terrestre, con un subsidio máximo de 200,000 euros.	Un sistema de tarifa de alimentación específicamente para aplicarse a instalaciones de energía solar fotovoltaica: <ul style="list-style-type: none"> • Instalaciones solares independientes y en otros edificios de hasta 1MW = 7 ct/kWh. • Sistemas solares en techos en autoconsumo/exceso de alimentación: <ul style="list-style-type: none"> Hasta 10 kW = 8.6 ct/kWh Hasta 40 kW = 7.5 ct/kWh Hasta 1 MW = 6.2 ct/kWh • Sistemas solares en techos con alimentación completa: <ul style="list-style-type: none"> Hasta 10 kW = 13.4 ct/kWh Hasta 100 kW = 11.3 ct/kWh Hasta 400 kW = 9.4 ct/kWh Hasta 1 MW = 8.1 ct/kWh.
	El banco de desarrollo federal y estatal KFW ofrece un amplio portafolio de financiamiento para la expansión de energías renovables y para proyectos de protección del clima.	"Miterstrommodell" permite al productor de electricidad vender energía producida localmente a otros hogares en las proximidades. Si se trata de un edificio de apartamentos múltiples, el productor de electricidad recibe un apoyo al autoconsumo del	Los operadores también reciben una tarifa premium por la electricidad excedente que alimentan a la red. Sin embargo, los auto consumidores colectivos, a diferencia de los auto consumidores individuales, deben pagar el "recargo EEG", que contribuye al establecimiento de precios minoristas de electricidad y al financiamiento de los esquemas de apoyo a las energías renovables del EEG.

PAIS	MARCO JURIDICO Y POLITICO	INCENTIVOS	POLITICAS DE APOYO
		operador del sistema de distribución (DSO) de 2.1-3.7 Cent/kWh. La capacidad máxima para el autoconsumo colectivo es de 100 kW.	
ESPAÑA	la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, define las comunidades energéticas renovables. Esto tiene como objetivo fomentar la participación de ciudadanos y autoridades locales en la transición energética, y abordar la pobreza energética.	La energía generada puede ser compartida en un radio de 500 metros, sin que se cobren tarifas de red por los intercambios. En noviembre de 2021, España introdujo coeficientes de distribución variables para el autoconsumo colectivo.	Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (Reforma C7.R3): tiene como objetivo promover más de 40 iniciativas innovadoras de comunidades energéticas con un fondo de 40 millones de euros. Este programa tiene como objetivo apoyar hasta el 60% del costo de los CRE. Específicamente, instalaciones innovadoras y multi-componentes, con especial atención a proyectos de importancia social y de género

Fuente: Resumen propio de (European Commission, 2023)

Como se indica en la tabla, los mecanismos tradicionales de promoción de energías renovables favorecen la financiación de las comunidades energéticas, la participación de entidades de financiación y subsidio tanto estatales como privadas, la apertura de un nuevo mercado y la liberación de restricciones geográficas y de capacidad instalada favorecen el desarrollo comunitario.

Es importante recalcar que la eliminación de obstáculos y restricciones injustificados para que las comunidades energéticas consuman y vendan electricidad autogenerada es un aspecto clave. Ya que estos están estableciendo el contexto en el que las comunidades energéticas pueden iniciar, operar y crecer. Las comunidades energéticas también se ven afectadas por el marco legal y político que impacta cómo se puede producir energía, cuánta energía se puede vender y cómo, el tamaño y los modelos de negocios de las comunidades energéticas.

Otro punto importante es que la legislación de la UE no distingue a las comunidades energéticas rurales de otras energéticas y, como tal, no existen leyes o políticas específicas,

lo que para Colombia merece un análisis específico, ya que, la brecha urbana-rural en Colombia, los desafíos geográficos, sociopolíticos y culturales requieren de análisis para determinar si se debe diferenciar o no, a nivel normativo, entre comunidades energéticas rurales y urbanas.

5.2 Comunidades Energéticas en Colombia

De acuerdo con el Ministerio Minas y Energía (Ministerio de Minas y Energía, 2024) las comunidades energéticas son “Formas organizativas y/o asociativas que de manera colectiva buscan la generación, comercialización y/o uso eficiente de la energía.” Ley 2294 de 2023 y El Decreto 2236 de 2023 profundiza sobre esta definición indicando que:

“Las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas. En el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno propio de los pueblos y comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía. La infraestructura que se desarrolle con recursos públicos podrá cederse a título gratuito a las comunidades Energéticas, en las condiciones que defina el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades competentes”.

El Decreto 2236, también establece dos actividades clave para la comprensión del rol de las comunidades energéticas en el mercado energético nacional, dichas definiciones son:

Autogeneración colectiva (AGRC): Actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía. En el evento en que se generen excedentes de energía a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.

Generación Distribuida Colectiva (GDC): Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un sistema de distribución local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al Sistema de Distribución Local (SDL) se rige bajo la regulación que establezca la

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Bajo estas actividades, entonces se definen los Auto generadores Colectivos (AC) y los Generadores Distribuidos (GDC), quienes ejercen dichas actividades respectivamente, estas actividades pueden o no contar con un punto de conexión a la red, y por tanto para cada interacción con el SIN como con las ZNI, se está a la espera de que la CREG establezca la regulación pertinente, que en cualquier caso dependerá de los factores de constitución, tipo y focalización de recursos públicos para la creación e implementación de estas CE.

Este decreto, sienta las bases regulatorias para las comunidades energéticas, articulando los principales aspectos para el establecimiento, funcionamiento y control de las comunidades energéticas, la siguiente imagen presenta conceptualmente los abordajes de esta resolución:

Ilustración 1. Composición del decreto 2263 de 2023 del MME.



Fuente: Elaboración propia a partir del decreto MME 2263 de 2023

El objeto de las comunidades energéticas (que, aunque definido en este decreto, es enmendado en la resolución 273 de 2024 Artículo 2), se establece de la siguiente forma:

“generar, comercializar y usar eficientemente la energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables - FNCER, y recursos energéticos distribuidos, de forma comunitaria, en el marco de los objetivos señalados en el artículo 2.2.9.1.2”

Es decir, los objetivos de cobertura, eficiencia, democratización, descentralización, descarbonización, desarrollo sostenible, confiabilidad, asequibilidad y aprovechamiento sostenible de los recursos regionales.

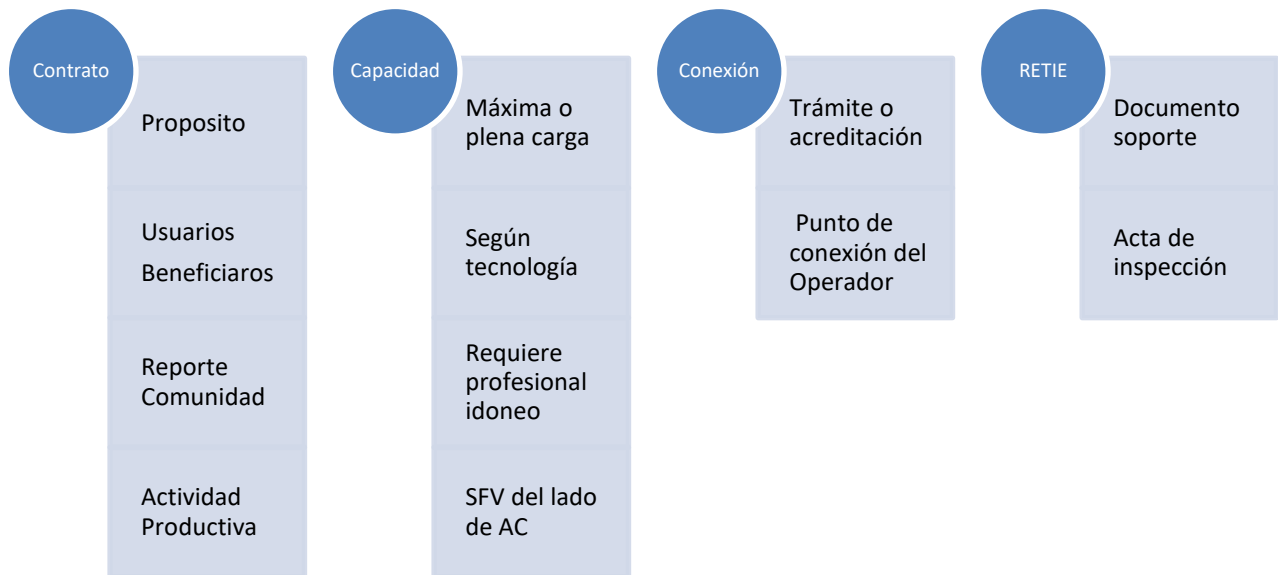
Entre los aspectos a resaltar del decreto en mención, sobresale el establecimiento de condiciones para las asociaciones entre comunidades energéticas las alianzas entre comunidades energéticas y asociaciones de terceros, que pueden ser de sectores públicos, privado y/o populares con iniciativas coincidentes para la cooperación en actividades de generación y comercialización de energía con énfasis en FNCER y uso eficiente de la energía.

Otro elemento relevante, del decreto corresponde a la creación de instrumentos para registro y control de las comunidades energéticas, tal como el RCE (Registro de comunidades energéticas) gestionado por el Ministerio de Minas y el registro ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, siendo este último diferenciado y flexible en consonancia de la naturaleza de las CE.

Como complemento, el decreto trata de las condiciones de acceso para las actividades de AGRC y GDC, en zonas urbanas o rurales, y conectadas al SIN (Sistema Interconectado Nacional) o a las ZNI (Zonas no interconectadas) a través de un sistema de distribución local (SDL) o netamente como un auto generador, pero no lleva a nivel de detalle estos esquemas de remuneración y traslada a la CREG, a la fecha de elaboración de este documento, la CREG está en la etapa de resolución, esto de acuerdo con el Proyecto de resolución 701 051 de 2024 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2024) y (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y el documento CREG-901 099 de 2024.

Mediante la Resolución 40136 del 2024 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2024), creo el Registro único de comunidades energéticas, este documento contiene el procedimiento de registro de para las comunidades energéticas, y contiene un elemento clave para la regulación de estas en Colombia, mediante el establecimiento de 4 principios, que se ilustran de forma resumida a continuación:

Ilustración 2. Componentes de la resolución 40136 de 2024 del MME.

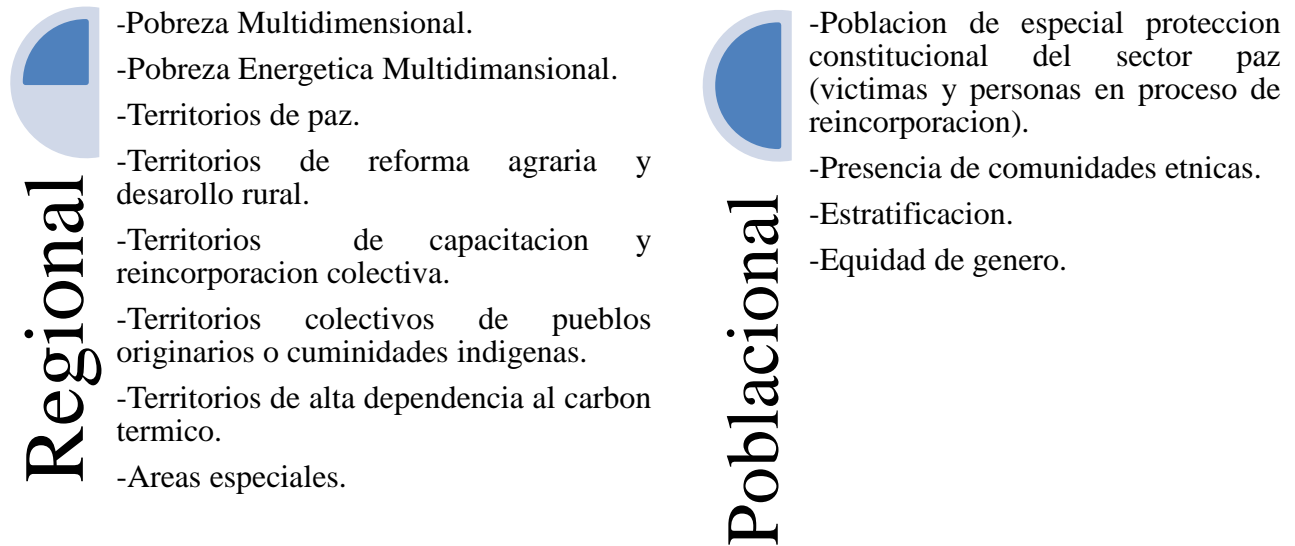


Fuente: Elaboración propia con información de la resolución MME 40136.

Esta resolución finalmente establece los requisitos para las comunidades energéticas iniciales o para aquellas que ya están en operación, el NURIN o número único de registros y otras disposiciones.

A su vez la resolución 40137 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2024) establece los criterios de focalización para la orientación de recursos públicos destinados a la financiación de las comunidades energéticas, para esto establece los siguientes criterios de focalización:

Ilustración 3. Componentes de la resolución 40137 de 2024 del MME.



Fuente: Elaboración propia con información de la resolución MME 40137.

Se crean dos comités, uno de focalización que se encarga de validar los criterios de focalización para designar los recursos públicos, que se debe reunir una vez por mes y se validará positiva o negativamente para las comunidades puestas a considerar.

Además, se crea el comité administrador para comunidades energéticas, que priorizará la orientación de los recursos para financiar inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura, este comité debe reunirse una vez al mes para analizar y priorizar la orientación de los recursos a las comunidades focalizadas por el comité de focalización, y otros puntos que evaluará el nivel de sostenibilidad organizacional de la comunidad, el nivel de desarrollo y viabilidad de la solución energética y la solución productiva. El artículo indica que una comunidad priorizada debe obtener un puntaje mínimo de 7.5 cuando se trate de actividades productivas, o de 5 puntos cuando no se encuentren asociadas a dicho criterio.

Según el proyecto de resolución No. 701 051 de 2024, el proceso de conexión de las comunidades energéticas en el SIN deberá considerar que, si un usuario se conecta en el sistema y pretende convertirse después en AC, se aplicarán las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).

Para la conexión de un AC o GDC cuya capacidad instalada sea igual o menor al límite para ser Auto generador a Pequeña Escala (AGPE), en potencias de hasta 1MW, aplicarán las reglas de la Resolución CREG 174 de 2021 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021), para cuyo efecto el AC se deberá asociar con la normatividad dispuesta para el AGPE mientras que el GDC se deberá asociar a la normatividad dispuesta para el GD.

Para la conexión de un AC o GDC cuya capacidad instalada sea superior al límite definido en la Resolución UPME 281 de 2015 (UPME, 2015) y cuya potencia máxima declarada sea inferior a 5 MW, se aplicarán los procedimientos de las resoluciones CREG 174 de 2021 y 024 de 2015.

Para la conexión de un AC o GDC cuya capacidad instalada sea superior al límite definido en la Resolución UPME 281 de 2015 y cuya potencia máxima declarada se superior o igual a 5 MW, se aplicarán los procedimientos de las resoluciones CREG 075 de 2021 y 024 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015).

A cada punto de conexión le aplicarán los documentos de que trata el artículo 14 de la Resolución CREG 174 de 2021. Deberá adicionarse a lo solicitado en dicho artículo los siguientes documentos:

- a. Un documento o carta donde se especifiquen los integrantes de la comunidad: cantidad de usuarios (con su respectivo Numero Identificación de Usuario (NIU), cuando aplique), las fronteras comerciales con su respectivo código SIC y los GD que existan; identificando las fronteras con excedentes de energía.
- b. El Acuerdo o Convenio de Conformación de la Comunidad Energética, ACE, que deberá contener como mínimo la siguiente información:
 - *Datos del representante de la CE y sus suplentes (nombre y apellidos o número de identificación, dirección y número de teléfono fijo y/o móvil, correo electrónico).*
 - *Porcentaje de Distribución de los Excedentes y Consumos (PDEC) de la CE para cada uno de los NIU pertenecientes a la CE o para cada frontera comercial que contenga.*
 - *Declaración por la que cada integrante de la CE confirma conocer las condiciones del acuerdo o convenio de participación en la comunidad energética.*
 - *Registro de la CE en el Registro Único de Comunidades Energéticas, (RUCE), de acuerdo con lo establecido en la resolución del Ministerio de Minas y Energía 40136 de 2024.*

En cada punto de conexión el AC podrá solicitar el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada, para lo cual el agente comercializador que lo representa tendrá un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación. Es importante que según lo establecido en la resolución GREG 015/18, un usuario autogenerador del SDL o STR con capacidad instalada mayor a 100kW deberá contratar capacidad de respaldo de la red el cual este sujeto a la disponibilidad técnica del OR.

En Colombia, de acuerdo con el Proyecto de Resolución No.701 051 DE 2024 y en particular para para la autogeneración a pequeña escala, la Ley 1715 de 2014 determinó que los elementos para promover esta actividad deben tener en cuenta la definición de mecanismos simplificados de conexión y la entrega de excedentes, así como la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para esta actividad. Cada miembro de la comunidad energética deberá contar con los sistemas de medición establecidos en el artículo 19 de la resolución 174 de 2021.

Según la capacidad nominal de la CE, existen diferentes requerimientos para establecer contratos de comercialización para compra y venta de excedentes, este proyecto de resolución propone que el límite máximo de potencia de la actividad de autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva sea de 5 MW y que podrán situarse dentro de un mismo Sistema de Distribución Local (SDL).

En las condiciones existentes del mercado, un usuario puede consumir energía o en caso de contar con su propia generación y APGE puede exportar excedentes a red de la siguiente manera:

1. Cuando la producción es de excedentes es inferior a la importación de energía, remunerados como crédito de energía al valor del costo unitario, menos el costo de comercialización. (CU-C).
2. Cuando la producción de excedentes supera la importación de energía se remunera al precio de la bolsa de energía.

En el proyecto de resolución se realizan grandes cambios en las condiciones actuales, donde el balance de energía se realiza de forma global al interior de la comunidad energética. Es decir, lo excedentes de tipo 2, solo se clasificarían así, si la sumatoria de importación de todos los usuario es inferior a la producción de la energía, de lo contrario se categorizan como excedentes de tipo 1 y serán remunerados como crédito de energía al

costo unitario menos el costo de comercialización.

De acuerdo con la capacidad instalada, si un usuario se conecta en el sistema y pretende convertirse después en AC, se aplicarán las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021. Es decir, que con respecto al pago de los excedentes se deberá considerar que:

1. *Para AC con capacidad instalada o nominal por usuario menor o igual a 100 kW, aplica lo establecido en el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021.*
2. *Para AC con capacidad instalada o nominal por usuario mayor a 100 kW (0,1 MW) y menor o igual a 1.000 kW (1MW), aplica lo establecido en el numeral 2 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021.*
3. *Si su capacidad instalada es mayor al límite de potencia máximo definido en la Resolución UPME 281 de 2015, los excedentes se podrán comercializar según la capacidad de acuerdo con las reglas de la Resolución CREG 024 de 2015 y la Resolución 096 de 2019.*

Actualmente, para el registro de estas comunidades se presenta el RUCE, requisito legal de constitución de la comunidad energética. En este requerimiento se busca conocer el propósito de la CE, número de usuarios o potenciales de la CE, clasificación de la ubicación de la CE, el número de personas beneficiadas, trayectoria de la CE, capacidad instalada o nominal, puesta en marcha del proyecto, entre otros.

En el marco normativo para la prestación de servicios públicos, se destaca la posibilidad de realizar actividades de generación, comercialización, transformación, interconexión y transmisión de energía eléctrica a través de fuentes no convencionales, tanto individualmente como en asociación. La forma tradicional de asociación es mediante empresas prestadoras de servicios públicos o la creación de personas jurídicas de carácter comercial. No obstante, considerando la naturaleza local y de autoabastecimiento de las comunidades energéticas, es crucial reconocer las personas jurídicas de carácter civil, conocidas como Entidades Sin Ánimo De Lucro (ESAL), que no buscan lucro.

De esta manera y considerando un modelo económico transaccional donde comparte recursos energéticos provenientes de autogeneración o generación distribuida entre sus miembros ubicados en la misma zona. Este modelo permite transacciones de energía entre miembros que son auto generadores y aquellos que no lo son. De esta manera,

es necesario que los siguientes criterios sean definidos por las CE:

- *Propósito principal: priorizar beneficios ambientales, económicos o sociales.*
- *Tipo de participación ciudadana: Personas naturales o jurídicas, mini, pequeñas o medianas empresas, autoridades locales.*
- *Decisión democrática: participación voluntaria a todos los participantes, un voto o proporción a la participación del miembro en la comunidad energética.*
- *Propiedad y control: autónomo, las actividades se gestionan a través de junta o consejos directivos elegidos democráticamente en la asamblea apoyándose a su vez de personal técnico, las decisiones deben ser consultadas y analizadas con ayuda de personal técnico.*

En 2021, se generó el convenio de cooperación internacional GGC no. 632, celebrado entre el Ministerio De Minas y Energía y el Centro Internacional De Agricultura Tropical (CIAT), (Ministerio de Minas y Energía; CIAT; Biodiversity, 2021) dentro de los aspectos más relevantes mencionados por el informe son los diferentes mecanismos de toma de decisiones para las CE, y recalca la importancia reconocer cuales son los agentes que intervienen en este proceso de la creación de comunidades energéticas considerando de manera general el tipo de participación ciudadana:

Tabla 3. Tipo de participación ciudadana

Tipo de participación	Marco de gobernanza
Las Juntas de Acción Comunal (JAC) y las Juntas Administradoras Locales (JAL)	Participación democrática, fijar prioridades de gastos y asegurar el reparto equitativo de costos y beneficios.
Comunidades de propietarios	Decisiones tomadas por todos los miembros, la asamblea. Este voto es proporcional a la propiedad del bien privado, para la toma de decisiones es importante la participación de un 70%. También hay un consejo de administración que toma decisiones independientes de los coeficientes de propiedad.
Cooperativa	Se basa en tres propiedades, donde el centro son las personas, los asociados ejercen control sobre la toma de decisiones y demacración, también, debe existir auditorias de control y rendición de

	cuentas por parte de la junta administradora.
Asociaciones publico privadas	Los aportes a capital son por la nación, entidades territoriales o entidades centralizadas y entidades privadas y se rigen por reglas del código de comercio. Esta puede celebrar acuerdos con ciudadanos, grupos y empresas.
Empresas de servicios públicos	No son comunes, pero pueden implementarse en zonas no interconectadas y pueden ser de naturaleza privada, pública o mixta.

Fuente: (Ministerio de Minas y Energía; CIAT; Biodiversity, 2021)

Para el modelo propuesto la participación de las CE está abierta a todo tipo de personas naturas y jurídicas, donde el propósito principal es priorizar los beneficios ambientales, económicos y sociales para sus miembros donde su participación es voluntaria, donde la CE se puede gestionar a través juntas o consejos que se apoya de personal técnico experto en cualquiera área.

Se deben considerar esquemas de control descentralizados para el intercambio de servicios energéticos en los cuales se habiliten mercados energéticos, agentes y servicios, entre ellos, se puede considerar los consumidores y prosumidores, agregadores, DSO, recursos energéticos, entidades, regulación, supervisión y modelos de negocio, por lo tanto, son actores dentro de la creación de las comunidades energéticas.

El mismo informe indica como parte de sus análisis y resultados ha considerado que dentro de la creación de comunidades energéticas se tiene un gran potencial de generar empleo en diferentes etapas del ciclo del proyecto, desde la planificación hasta la construcción, operación y mantenimiento. Considerando que dentro de esta construcción de comunidad energética en un modelo transaccional hay unos actores con roles y responsabilidades como:

Tabla 4. Actores, roles y responsabilidades en un modelo transaccional.

Actores	Roles	Responsabilidades
Prosumidor	Usuario final que consume, autogenera que puede ser de tipo residencial, industrial, comunitario.	<ul style="list-style-type: none"> • Operar y velar por el buen funcionamiento del sistema de autogeneración de energía. • Entregar excedentes de energía. • Reducir costos de energía.
Operador de sistema de distribución -DSO	Responsable de gestionar efectivamente las redes locales y conexiones de red.	<ul style="list-style-type: none"> • Asegurar la operación de la red. • Planificar la distribución de energía. • Tratamiento no discriminatorio para cualquiera que se conecte. • Velar por la calidad y estabilidad del suministro de energía. • Facilitar el intercambio de energía entre los

Actores	Roles	Responsabilidades
		<ul style="list-style-type: none"> miembros de la CE a través de la red. Recolectar ofertas de mercado. Coordinar mercado en el mercado a nivel local.
Asamblea comunitaria/la comunidad	Miembros que constituyen la comunidad energética.	<ul style="list-style-type: none"> Contabilizar y facturar la energía suministrada a los miembros. Ser consumidores de la energía producida. Recolectar la facturación para la prestación de servicio de energía. Flexibilizar la participación energética. Reducir emisiones, dependencia energética, mejorar la seguridad energética.
Comité comunitario o consejo	Grupo de miembros de la comunidad que representan.	<ul style="list-style-type: none"> Velar por el funcionamiento de la comunidad energética. Establecer acuerdos de cooperación con otras comunidades u demás actores que garantice el funcionamiento de la comunidad energética.
Compañías proveedoras de tecnología y servicios de energía	Proveedores de servicios de energía, tecnología y equipos de CE y otros involucrados en el intercambio de energía.	<ul style="list-style-type: none"> Ofrecen servicios adicionales como gestión eficiente de la energía. Ofrecer servicios de reacondicionamiento energético. Proveer tecnología para la generación, gestión eficiente de los sistemas de energía.
Entidades locales/alcaldías	Entidad que puede actuar como facilitadora en inversión, operación y toma de decisión.	<ul style="list-style-type: none"> Adoptar normas locales para favorecer las CE. Diseñar planes de sensibilización comunitarios respecto a la CE. Facilitar dialogo entre actores. Proporcionar recursos para la financiación de proyectos.
Regulador y supervisor	Entidad que está habilitada para la supervisar la industria energética	<ul style="list-style-type: none"> Emitir políticas que regulen la operación de comunidades energéticas. Supervisar el desempeño de la comunidad energética. Invertir y proporcionar subsidios para las CE. Reducir las barreras para la configuración de CE. Regular el tamaño de los mercados locales de energía.

Fuente: (Ministerio de Minas y Energía; CIAT; Biodiversity, 2021)

Tabla 5. Resumen del marco regulatorio en Colombia para las CE

PAIS	MARCO JURIDICO Y POLITICO	INCENTIVOS	POLITICAS DE APOYO
COLOMBIA	El decreto 2263 de 2024 del MME regula las comunidades energéticas y las resoluciones 40136 y 40137 declaran el registro de las CE y la focalización de recursos. La CREG adelanta el proyecto de resolución para los aspectos de conexión y remuneración.	En Colombia se carece de un esquema FiT, o esquemas simplificados de transacción de energía renovable, actualmente los beneficios de la ley 1715 referentes a aspectos tributarios y arancelarios constituyen el incentivo para la promoción de las FNCER. Los borradores de la CREG apuntan a una adopción de la regulación existente con ciertos diferenciadores para las comunidades energéticas.	La ley 1715 de 2024 establece los lineamientos para la transición energética y el fomento de las FNCER. La ley 2294 de 2023 establece el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 e incluye lineamientos para las comunidades energéticas, las políticas continúan en desarrollo.

Fuente: Elaboración propia

5.3 Modelo de negocio propuesto

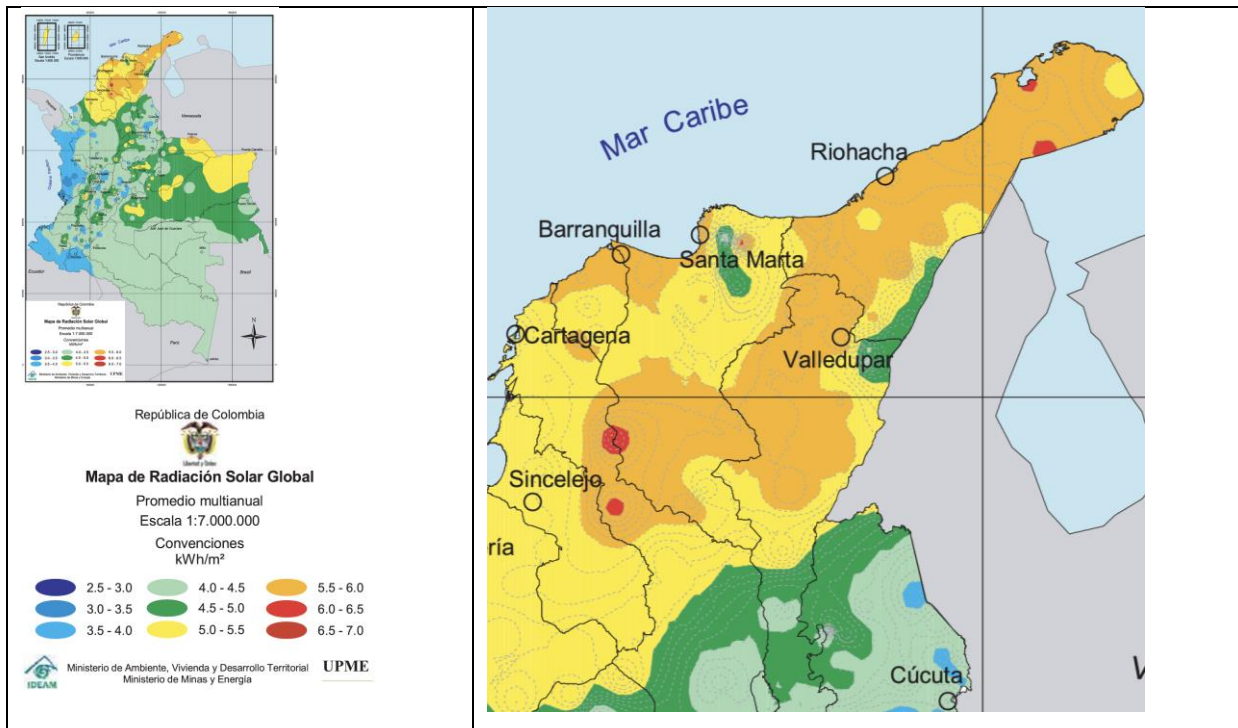
5.3.1 Selección del estudio de caso para el modelo propuesto

El estudio de caso seleccionado corresponde a una aplicación solar fotovoltaica ejecutada en 2023 por el IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas), en la zona norte de Colombia, para comunidades del Municipio de Uribia en La Guajira.

Si bien, el proyecto ya realizado por el IPSE se encuentra en una ZNI y debido a que, las resoluciones tienen una gran focalización en estas zonas, se propone un modelo más disruptivo, como, una CE conectado al SDL ya que generaría mayores cambios y comportamientos en el mercado eléctrico de Colombia, agregando un nuevo agente. Adicional, este, puede verse analizado en zonas interconectadas donde la energía tiene costos muy altos y su consumo es mayor debido a condiciones de altas temperaturas como es en Barranquilla.

De acuerdo con al Atlas de Radiación Solar de Colombia (UPME, 2005) es la región con mayor potencial solar promedio diario entre 5,0 y 6,0 kWh/m² lo que se traduce en un rango de producción potencial de energía anual entre 1980 y 2340 kWh/m²/año. Este potencial se presenta en la **Ilustración 4**.

Ilustración 4. Mapa de radiación solar global en La Guajira.



Fuente: (UPME, 2005)

El documento de estudios previos del proceso licitatorio IPSE-SCYS-LP-002-2023, (IPSE, 2023) menciona que, según los datos del DANE, en 2018 el municipio de Uribia registraba un Índice de pobreza multidimensional (IPM) del 92,2%, y una cobertura del servicio de energía eléctrica menor al 30%, lo que en una primera instancia denota una necesidad manifiesta de satisfacer una demanda de energía, disponibilidad del recurso y un potencial impacto positivo para el desarrollo social y económico de una comunidad.

La solución adoptada consta de 4 subgrupos de acuerdo con su localización geográfica, se denominan Centro, Noreste, Norte y Sur, para un total de 156 sistemas, con un promedio de 370 usuarios por cada grupo, y un presupuesto total de COP 43.154.764.134, que incluyen todos los impuestos, gastos, contribuciones y costos directos e indirectos que conllevaron a la celebración y ejecución de los 4 contratos en los que la responsabilidad de ejecución y puesta en marcha del proyecto fue dispuesta.

Tabla 6. Estimación de la potencia instalada por Grupo del Caso de Estudio

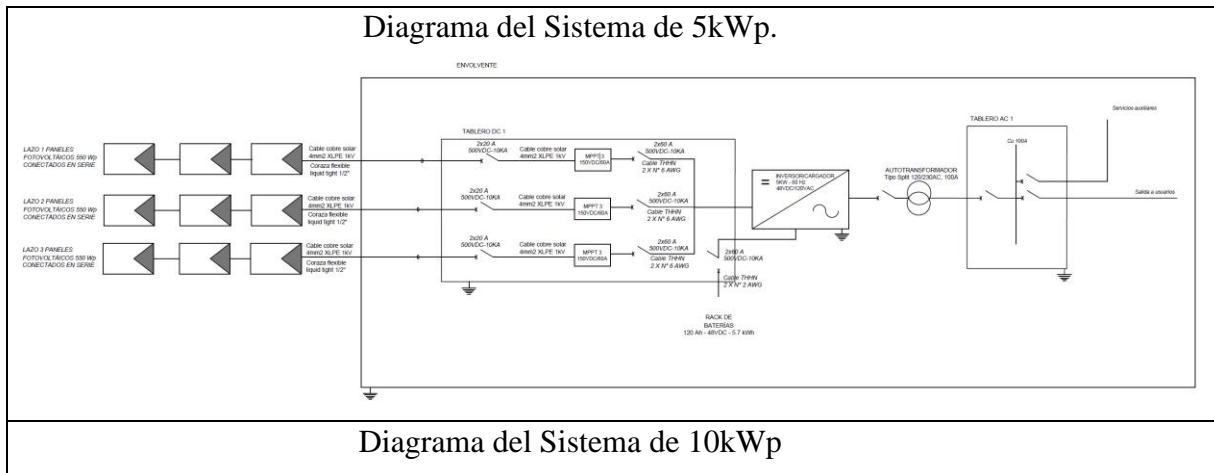
Tipo	Zona Centro	Zona Noreste	Zona Norte	Zona Sur
SFI	11.990 W	23.435 W	7.630 W	10.900 W
Nano Red	58.860 W	11.2815 W	39.240 W	103.005 W
Micro Red	156.960 W	88.290 W	156.960 W	107.910 W
Total (KW)	227,81	224,54	203,83	221,815
Usuarios	328	315	345	335

Tipo	Zona Centro	Zona Noreste	Zona Norte	Zona Sur
Presupuesto (Millones de pesos)	9.629	9.796	9.124	9.812

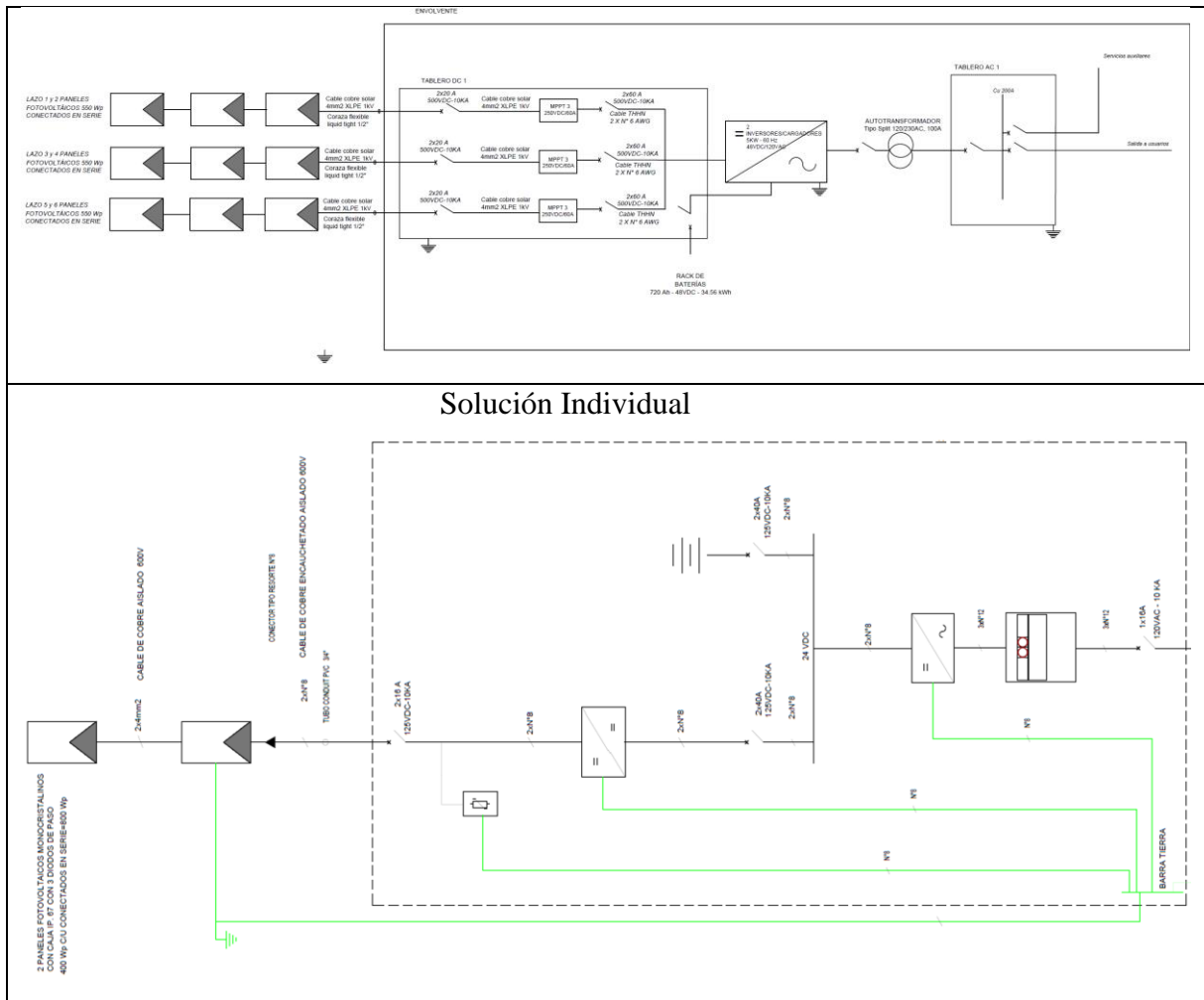
Fuente: (IPSE, 2023)

La solución técnica consta de 3 configuraciones combinadas en cada uno de los sistemas para satisfacer la demanda según las necesidades particulares de cada sistema, la complejidad varía desde sistemas individuales con paneles solares monocristalinos PERC¹ TIER-1 con eficiencia mínima del 20%, Nanoredes de 5KW y Microredes de 10kW, que en todos los casos, cuentan con controlador de carga con MPPT, cargador y bancos de baterías (con capacidades de 200Ah, 120 Ah), inversor de onda pura, data center (para las soluciones de 5kW y 10kW) y la infraestructura eléctrica y civil necesaria para la interconexión en baja tensión entre los usuarios de cada sistema, que operan de manera aislada. Las diferentes configuraciones se presentan por medio de diagramas unifilares en la **Ilustración 5**.

Ilustración 5. Configuraciones adoptadas por el Caso de Estudio.



¹ (Passivated Emitter Rear Cell) consiste en colocar una capa reflectante (Dielectric Layer) para aprovechar al máximo la radiación



Solución Individual

Fuente: (IPSE, 2023)

El proyecto fue estructurado con un Plan de gestión social que abordaba la territorialidad de la población, incluyendo los lugares sagrados, las organizaciones sociofamiliares, y las autoridades comunitarias, las condiciones de vida existentes, y la economía local dentro de la sociedad wayuu. Este estudio presenta una caracterización de la infraestructura existente en la comunidad y su relación con el consumo y necesidades energéticas, que se complementa con los programas de formación de infancia y adolescencia, seguimiento participativo de la obra y apropiación social de la infraestructura.

La componente ambiental del proyecto incluyó el Plan de Manejo Ambiental para las etapas previa, de construcción y de operación y mantenimiento, y se plantearon las matrices de impacto ambiental con la evaluación de los impactos ambientales y los planes de manejo tanto de residuos peligrosos (RESPEL) como de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE), toda esta información basada en la caracterización ambiental y concluyendo en general que se tiene un impacto leve en el medio abiótico, compatible y

moderado con el medio biótico y positivo en el medio social, lo que conlleva a que en general para la expectativa de mejora de condiciones de vida de la población, y el leve impacto ambiental, en un escenario con proyecto comparado con el escenario actual, el proyecto es viable.

5.3.2 Supuesto Regulatorio - Requisitos de inscripción y punto de conexión.

Las barreras de acceso a las formalidades del mercado y a los puntos de conexión para el caso de AC con excedentes de energía disponibles para la comercialización y de los GDC, no son del todo beneficiadas con el marco regulatorio actual y con la propuesta metodológica de la CREG que refiere en gran medida a los esquemas actuales así:

Tabla 7. Barreras identificadas con las propuestas actuales para las CE

Normativa	Alcance	Limitante para las CE
CREG 075 de 2021	Asignación de capacidad de transporte en el SIN	Las CE tendrán que acogerse a las exigencias existentes para los casos de conexión de CE nuevas en el sistema y que pretendan convertirse posteriormente en AC, también en el caso de conexión de un AC o GDC cuya capacidad instalada sea superior a 1MW y cuya potencia máxima declarada sea superior o igual a 5 MW. No se cuenta con un esquema diferenciado en este aspecto.
CREG 174 de 2021	Regulación de las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN	Las CE deberán seguir los procedimientos de conexión y requisitos de operación, así como acogerse a los esquemas remuneración de excedentes, por tanto, no se flexibiliza plenamente para estos actores los tramites con respecto a Auto generadores dedicados y/o de trayectoria en el mercado.
CREG 024 de 2015	Regulación de autogeneración a gran escala en el SIN	Para los AC y GDC que tengan excedentes de energía por remunerar y su potencia sea superior a 1MW, no existen un factor diferenciado de los Autogeneradores a Gran Escala (AGGE)
CREG 096 de 2019	Opción de acceso al despacho central, a plantas menores a 20 MW conectadas al SIN	
CREG 156 de 2011	Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica	La comercialización de la energía y las fronteras comerciales de los AC y GDC debe estar regida por la regulación existente y que aplica para todo comercializador, por tanto, no existe flexibilización o diferenciación.
CREG 157 de 2011	Normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo	

CREG 135 de 2021	Mecanismos de protección y deberes de los usuarios que ejercen la actividad de Autogeneración a Pequeña Escala y venden sus excedentes al Comercializador.	No se identifica un beneficio regulatorio diferenciador para los Autogeneradores a pequeña escala (AGPE) que decida formar parte de un AC o GDC, esto es una barrera para las asociaciones o alianzas por parte de terceros con CE iniciales.
CREG 015 de 2018	Metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN	La operación de los AGC y GDC debe acogerse a los instrumentos contemplados en las resoluciones existentes, por tanto, no se ha personalizado un esquema de operación interconectado a la medida de las posibilidades de las CE.

Por las limitantes arriba expuestas es necesario plantear un esquema a la medida de las Comunidades Energéticas que realmente promueva y facilite que los AC y los GDC ingresen al mercado eléctrico sin las mismas obligaciones y restricciones que actualmente se imponen a los actores dedicados a la generación y comercialización de energía, puesto que a diferencia de estos las CE no cuentan con la trayectoria, constitución legal, recursos económicos y técnicos para afrontar estos desafíos regulatorios y finalmente la regulación se convierte en barrera de acceso.

Para vencer estas barreras a nivel regulatorio, se propone partir de los conceptos de diferenciación y flexibilización regulatoria, siendo abordados en esquemas regulatorios particulares para las siguientes componentes:

- **Remuneración y venta de energía:** Tomando como referencia los casos de países europeos se recomienda adoptar un esquema FiT para las CE que estén conectadas a la red y en condiciones de vender energía ya sea como excedentes de energía para los AC o como actividad económica para los GDC, el esquema debe orientarse a la garantía por parte del mercado para adquirir en las franjas horarias donde el recurso esté disponible y las condiciones de calidad apropiadas para la estabilidad de la red aun precio preestablecido. Bajo este supuesto, los mercados intradiarios se asumen en operación y obligatorios para toda central de capacidad instalada igual o superior a los 5MW, y para capacidades menores, intercambios simplificados con la red controlados por los centros de control de los SDL.
- **Tarifas dinámicas:** El precio preestablecido para la compraventa de energía, contaría con una base en condiciones normales para el sistema indexada a variables económicas nacionales tales como el índice precios al consumidor, sin embargo ante condiciones de déficit energético o aproximaciones del precio de bolsa al precio de escases, se proponer pagar un incentivo para las CE que aporten energía, esto de manera similar de un cargo

por confiabilidad, esta tarifa puede ser ajustada periódicamente y formuladas con porcentajes máximos de ajuste, de esta forma se propende por una tarifa dinámica para las CE en función del movimiento del mercado y premiando los aportes en condiciones críticas y de escasos o servicios al sistema como por ejemplo la conexión y desconexión voluntaria, según los flujos de potencia llevados a cabo por el operador de red.

- **Puntos de conexión asequibles:** La disponibilidad de los puntos de conexión para los AC y GDC debe propender por plazos ampliados y postergables teniendo en cuenta que los compromisos temporales que se adquieren por parte de los proyectos nuevos de conexión a la red suelen ser sujeto de dificultades relacionados con aspectos técnicos, sociales y ambientales, inclusive para compañías de trayectoria y recursos, por lo que para las CE, que regularmente no cuentan con estas dos características, estas dificultades tenderían al aumento y el cumplimiento de los plazos para efectuar los tramites de conexión y cumplir con las exigencias de la regulación actual no favorecen a nuevos actores, es decir que las factibilidades y reservas técnicas en la red para las CE deben tener plazos de cumplimiento flexibles y tramites ágiles.

5.3.3 Supuesto Económico – Financiación de Activos y Comercialización.

Puede que estas comunidades puedan apalancarse por múltiples fuentes de financiación. Existe unas fuentes como son los recursos disponibles por el ente territorial como es el sistema general de regalías y el presupuesto de inversión del municipio. En caso de los recursos nacionales, el fondo FENOGE, fondos del ministerio de minas y energía y, Findeter. En base al estudio tomado este se basa en un pago de línea de crédito.

- Fondos públicos: Buscar financiamiento en programas gubernamentales destinados a promover las energías renovables y la eficiencia energética.
- Fondos privados: Establecer alianzas con inversores interesados en proyectos de impacto social y ambiental.
- Cooperativas de ahorro y crédito: Promover la creación de cooperativas financieras para financiar los proyectos de las comunidades.

En general, para Europa, los principales modelos de participación ciudadana actuales son básicamente tres: las cooperativas energéticas, las iniciativas municipales y

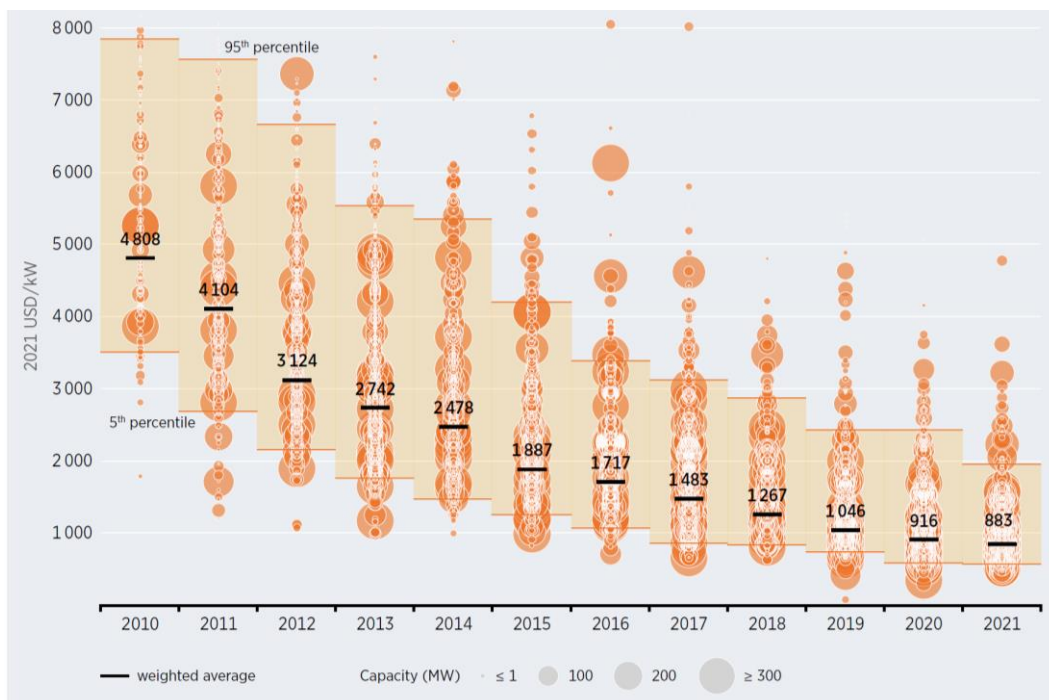
los movimientos ciudadanos facilitados por sistemas “Crowdfunding” y “Crowlending”.

Adicional a este, el modelo que se propone para la CE es un esquema transaccional que involucra a los miembros, donde, comparte recursos energéticos provenientes de autogeneración o generación distribuida entre sus miembros ubicados en la misma zona. Además, que permita los intercambios comerciales de energía directamente entre consumidores y prosumidores. En caso de producirse excedentes se pueden entregar a la red.

En Colombia si bien existen las alternativas de funcionamiento, como las mencionadas anteriormente, y es común en países de referencia que se cuente con instituciones para ellos, como fue resumido en la **Tabla 2**, las comunidades energéticas independientemente del modelo de financiación deben ser viables, para el modelo propuesto en la sección a continuación, es necesario asumir algunas consideraciones especiales que deben servir para eliminar las barreras financieras de las comunidades:

i). Costo por Kwp Instalado: de la **Tabla 6** se extrae que para el caso de referencia a una TRM de 4000 COP / USD, que en promedio el Kwp instalado tiene un costo de 10.931 USD/KW, sin embargo, de acuerdo con información de IRENA (IRENA, 2022), el percentil 95 para centrales de hasta 1MW suele estar por debajo de los 2000 USD / kwp.

Ilustración 6. Base de datos de IRENA para el costo USD/Kwp.



Fuente: (IRENA, 2022)

Por tanto, para efectos del modelo de negocio propuesto, se asume que, para un caso típico y funcional de las CE en Colombia, el precio por KW instalado debe rondar los 2000USD y para el caso de estudio se asume de 1900 USD / KW instalado.

ii) Costos de O&M: Es necesario aclarar que se dificulta conseguir un dato de referencia para Colombia, relativo a costos de O&M, por lo cual, a partir de información de NREL (National Renewable Energy Laboratory, 2020), se estima para el modelo de negocio, un valor típico de 14,14 USD por KW instalado por Año.

iii) Factor de Planta: Con información de la IEA (Administración de información de Energía de los Estados Unidos por sus siglas en inglés), (IEA, 2024) se han tomado un valor promedio de los últimos diez años reportados en su sitio web (2013 a 2023) para asumir un factor de planta del 24,74%.

iv) Degradación del sistema: De acuerdo con NREL (National Renewable Energy Laboratory, 2012), con datos de más de 40 años y datos de 2000 degradaciones tanto en soluciones individuales como sistemas enteros, se concluye que en los últimos 10 años se observa una gran mejora de esta condición y un valor de 0,5%/año, es una estimación adecuada para considerar dentro del cálculo de la energía en un plazo de 25 años de vida útil del sistema, y para el modelo propuesto esta estimación es incluida.

v) Relación de excedentes: Como parte del modelo de negocio se ha seleccionado un AC, el cual, sobre la capacidad instalada del caso de estudio, está en la capacidad de aportar un 30% de la energía producida a la red y 70% para autoconsumo.

vi) Inflación: Para efectos del ajuste tarifario, tanto para los integrantes de la comunidad energética como de la remuneración de los excedentes de energía exportados a la red, se asume una meta de 3,5% alcanzado al 4 año de operación del sistema, con una reducción gradual del valor actual hasta lograr la meta. El valor de meta se estima como referencia a partir de datos del Banco de la República (Banco de la República, 2024).

La tabla a continuación resume las variables financieras asumidas para el modelo de negocio:

Tabla 8. Variables asumidas para el modelo financiero.

Variable Estimada	Valor	Unidad
Potencia Instalada Total CE Caso de Estudio	878	kW
Potencia Instalada promedio por comunidad	219.5	kW
Costo de Instalación	1.900	USD/kWp

Variable Estimada	Valor	Unidad
Factor de Planta	24,74	%
Costos de O&M	14,14	USD/kWp/año
TRM	4000	COP/USD
OPEX/Año	\$ 12.414.849	COP/año
CAPEX	\$ 1.668.190.500	COP
Inflación Años 1, 2, 3, 4, 5 al 25	5,9; 4,4; 4; 3,7; 3,5	%
Degradación del panel	0,5	%/año
Excedentes Estimados	30	%
Energía Anual Total	475.703	kWh-Año

Fuente: Elaboración propia.

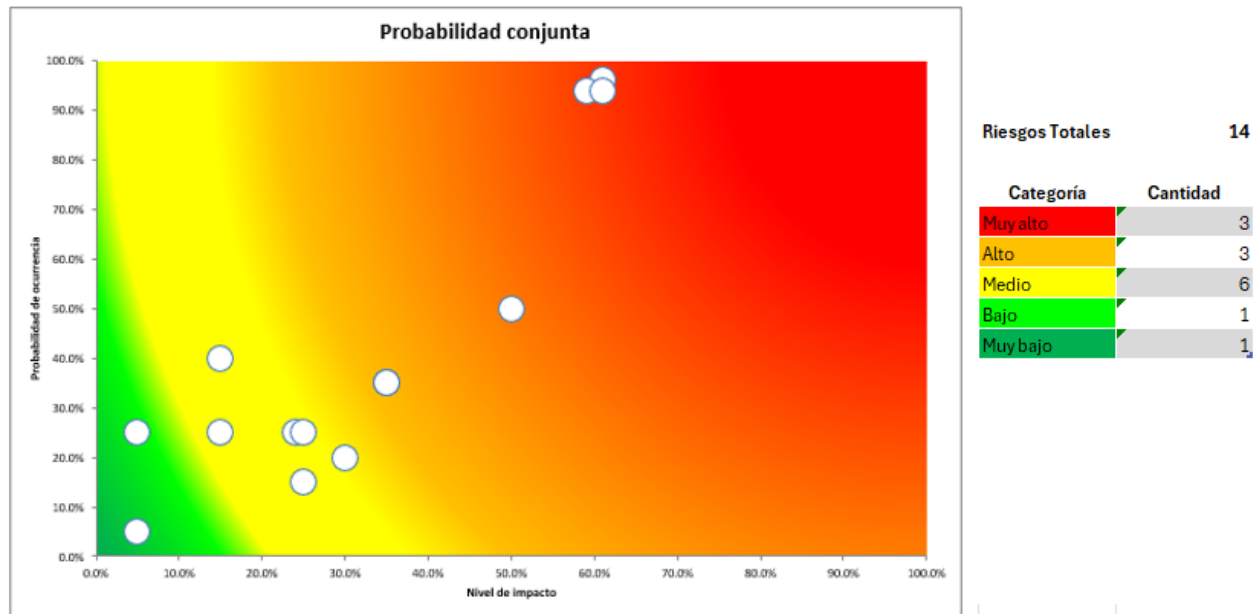
Para acompañar este supuesto económico, se presenta a continuación una estimación de riesgo, basada en las condiciones actuales para una CE bajo los esquemas regulatorios, contextuales, financieros y técnicos del mercado local, para cada uno de los riesgos presentados a continuación se estima el impacto y la probabilidad de ocurrencia, y grafican para obtener una visión estratégica de las condiciones de riesgo actuales. Para la preparación de este análisis se utilizó la guía y herramienta dispuesta por el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica de Costa Rica. (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2022).

Tabla 9. Análisis de riesgo bajo el modelo actual

Riesgo	Identificación		Cuantificación				Clasificación
	Tipo de Riesgos	Etapas	Asignación	Nivel de impacto	Probabilidad de ocurrencia	Probabilidad conjunta	
Fallas en los estudios de viabilidad e ingeniería de detalle	Riesgo de la etapa de diseño	Diseño	Retenido	61.0%	96.0%	58.6%	Muy alto
Contratistas inexpertos retrasan la obra y entregan trabajos no conformes o incompletos.	Riesgo en etapa de construcción	Ejecución	Retenido	59.0%	94.0%	55.5%	Muy alto
Retraso en la obtención de las licencias ambientales	Riesgo de afectación al ecosistema	Factibilidad	Retenido	50.0%	50.0%	25.0%	Alto
Probabilidad de hallazgos arqueológicos que obliguen a suspender el proyecto o cancelarlo.	Riesgo arqueológico	Ejecución	Retenido	5.0%	25.0%	1.3%	Bajo

Riesgo	Identificación		Cuantificación				Clasificación
	Tipo de Riesgos	Etapas	Asignación	Nivel de impacto	Probabilidad de ocurrencia	Probabilidad conjunta	
Falta de tasas de interés fijas o reguladas que incrementen los costos de inversión o O&M	Riesgo de tasa de interés	Ejecución	Compartido	35.0%	35.0%	12.3%	Alto
Falta de acceso o priorización de las CE para los fondos de financiación	Riesgo de financiamiento	Factibilidad	Retenido	35.0%	35.0%	12.3%	Alto
Falta de planeación adecuada que obliga a reinvertir durante la fase de construcción y O&M	Riesgo de ingresos	Operación	Retenido	24.0%	25.0%	6.0%	Medio
Cambio en el marco regulatorio que afecte las tarifas de venta de energía de las CE.	Riesgo de ingresos	Operación	Compartido	30.0%	20.0%	6.0%	Medio
Terremoto, Incendio, Huracán	Riesgos de fuerza mayor	Operación	Compartido	5.0%	5.0%	0.3%	Muy bajo
Cambio en el marco regulatorio que reduzca la favorabilidad para las CE	Riesgos regulatorios o normativos	Operación	Compartido	25.0%	25.0%	6.3%	Medio
Cambio de gobierno o políticas de estado no favorables para las CE	Riesgo político / riesgo de impago	Operación	Compartido	15.0%	40.0%	6.0%	Medio
Aumento de inflación que afecte los intereses y el costo de O&M para la CE	Riesgo de inflación	Operación	Compartido	15.0%	25.0%	3.8%	Medio
Terrorismo, Delincuencia.	Riesgo a la integridad pública	Ejecución	Compartido	25.0%	15.0%	3.8%	Medio
Falta de capacidad técnica que conlleve a utilizar información equivocada o no contar con ella.	Riesgo de Información	Factibilidad	Compartido	61.0%	94.0%	57.3%	Muy alto

Fuente: Elaboración propia con la herramienta en línea (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2022)

Ilustración 7. Análisis de riesgo bajo el modelo actual

Fuente: Elaboración propia con la herramienta en línea (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2022)

El análisis anterior, permite inferir que existen riesgos de probabilidad-impacto Muy altos y Altos, principalmente en lo referente a la ingeniería y construcción del proyecto, acceso a la financiación e ingresos y existencia de un marco regulatorio que incentive a las Comunidades Energéticas.

5.3.4 Supuesto Normativo – Liderazgo Técnico Organizacional.

El tercer supuesto para el modelo de mercado propuesto, es la creación de un grupo de actores organizacionales dedicados a la gestión de las Comunidades Energéticas como un servicio complementario y normado por una entidad estatal competente (que actualmente sería el IPSE), donde se establezcan unas reglas mínimas de juego y de acreditación de la competencia de dichas organizaciones y los profesionales vinculados a estas, que serán los encargados de la formación y guía técnica para asegurar que las CE tengan los conocimientos necesarios, certificados, este modelo de negocio es el corazón del modelo del mercado propuesto y tendría las componentes descritas a continuación:

Definición del Modelo de Negocio: Organización Técnica para Comunidades Energéticas (OTCE), que pueden ser: PyMES, emprendimientos, firmas de consultoría,

ONG's, centros de investigación, instituciones académicas, entre otros.

Consultoría especializada: Las OTCE ofrecerían los servicios de consultoría integral a las comunidades energéticas con potencial e interés en generar su propia energía (AC) o venderla como consecuencia de la disponibilidad del recurso (GDC), estos servicios comprenderían el siguiente alcance:

- **Estudios de viabilidad técnica y económica:** Gran parte de la información para los aprovechamientos de las FNCER, principalmente de recurso solar, ya cuentan con estudios básicos (o de prefactibilidad) al menos en lo referente a la disponibilidad del recurso, sin embargo, para un grupo de ciudadanos o pobladores llevar esta información a nivel de factibilidad requiere de una componente técnica que actualmente de manera parcial ejerce el IPSE, ya sea directamente o a través de Contratistas, o las autoridades territoriales con alcance limitado (proyectos veredales o municipales), contar con OTCE avaladas para promover de forma autónoma y convenidas con las CE los estudios de viabilidad sería el motor para la participación de más actores en el mercado energético y eliminar las barreras técnicas para las CE.
- **Diseño de sistemas energéticos personalizados:** Definida la viabilidad técnica y económica, las OTCE llevarían a nivel de ingeniería de detalle y constructibilidad, la solución energética, incluyendo la especificación técnica para la adquisición de los componentes.
- **Gestión de trámites y permisos ante las autoridades:** La recopilación de información para el RUCCE, la documentación sobre la trayectoria de la comunidad y la descripción de la actividad económica, y la categorización de usuarios y capacidad del sistema estaría asesorada por las OTCE, lo que eliminaría una barrera de acceso de carácter tecnológico e informativo principalmente para comunidades aisladas, especiales y/o vulnerables.
- **Asesoramiento en la elección proveedores, compras e importaciones:** Como parte del alcance de las OTCE, durante la etapa de aprovisionamiento, se apoyaría a la CE técnicamente para la gestión de compra de los activos, la definición de aspectos de garantía, servicios postventa, listas de repuestos y consumibles, así como los planes de mantenimiento y operación previo a la construcción e implementación del sistema.
- **Interventoría a la construcción:** Para garantizar la independencia y la transparencia

para las CE los OTCE no tomarían parte como constructores de los proyectos, sin embargo, actuarían en el rol de interventores, garantizando el cumplimiento de la totalidad de los requisitos técnicos del proyecto.

- **Capacitación a los miembros de la comunidad:** Uno de los grandes aspectos a cubrir por parte de las OTCE, se centra en la formación de competencias, en las CE se debe tener una base técnica mínima para que la operación y mantenimiento de los activos de los sistemas de AC y GDC logren niveles óptimos de desempeño en términos de confiabilidad y disponibilidad, pues bajo los supuestos regulatorios estimados en la sección anterior, parte de los beneficios tarifarios se obtienen como consecuencia de la calidad del servicio por la venta de energía por parte del CE.
- **Plataforma tecnológica:** El aprovechamiento de las IoT, las TIC y los sistemas microScada, las redes 5G y el acceso al Internet tanto de los usuarios, comunidades energéticas y dispositivos inteligentes para el control y operación de los sistemas de generación, serían gestionados a través de plataformas digitales integradas, usando modelos como las virtual power plant, que faciliten la gestión de las comunidades energéticas, incluyendo herramientas para el monitoreo del consumo energético, la comercialización de excedentes y la interacción entre los miembros, así como repositorio de información.
- **Gestión de proyectos:** De forma sintética, las OTCE se encargarían de la gestión integral de Proyectos para la CE, tomando la iniciativa en la implementación de proyectos, desde la concepción hasta la puesta en marcha y operación de las instalaciones.

Aval Operativo y Asociación: Las OTCE actuarían bajo un esquema normativo y colaborativo, que contaría con 3 aristas definidas así:

- **Certificación de competencias:** Se implementaría un programa de certificación para los profesionales que deseen prestar servicios de las OTCE, este esquema sería vigilado por una entidad competente (tal como el IPSE) pero operaría bajo lineamientos asociativos y de validación mutua, acompañada por los consejos profesionales y entidades de normalización y certificación, como el Icontec o Cidet.
- **Alianzas estratégicas:** El esquema operativo de las OTCE (que se prevén como grupos pequeños de profesionales) permitiría entornos colaborativos con instituciones

gubernamentales, universidades y centros de investigación para desarrollar proyectos de mayor complejidad o para sumar esfuerzos que propendan por proyectos regulatorios y normativos en favor de las CE y las OTCE.

- **Promoción de las iniciativas:** Las asociaciones de OTCE y el organismo rector, tendrían a cargo la realización de campañas de difusión y sensibilización sobre los beneficios de las comunidades energéticas, el desarrollo de las comunidades, el cierre de las brechas y fundamentalmente promover la obtención de recursos públicos y privados, por medio de la creación de un aplicativo que también buscara el acercamiento de todos los miembros, donde se publicaran los proyectos para que los inversionistas interesados puedan tener la información de la CE y así realizar sus inversiones

Retribución: De las actividades descritas anteriormente, las OTCE desempeñarían parcialmente funciones que ya se ejercen en las iniciativas FNCER para zonas no interconectadas, auto generadores y generadores distribuidos, principalmente las referentes a estudios de viabilidad, ingeniería de detalle e Interventoría, por lo tanto una parte del costo de los servicios y honorarios están actualmente inmersos en la construcción y puesta en marcha de estos proyectos, sin embargo, el factor diferenciador de las OTCE es la gestión integral del proyecto durante la mayor parte de su ciclo de vida, por tanto es necesario diseñar un modelo de retribución o remuneración para las OTCE en concordancia con este acompañamiento integral a las CE, este esquema funcionaría bajo los siguientes supuestos:

- **Porcentaje sobre la venta de energía:** Establecer un acuerdo con las comunidades energéticas para recibir un porcentaje de los ingresos obtenidos por la venta de excedentes energéticos, durante un periodo determinado, lo que asegura un flujo de caja, que, aunque variable y de bajo monto, será permanente en el tiempo hasta la retribución total del valor de los servicios.
- **Participación en los beneficios:** Teniendo en cuenta que se prevé la asociación de las CE, y las alianzas con terceros, un modelo viable para las OTCE consistiría en la adquisición de una participación minoritaria en las cooperativas o empresas creadas por las comunidades energéticas, o como un tercero asociado, este modelo también asegura un flujo de caja y una remuneración periódica durante todo el ciclo de vida del proyecto.
- **Modelo Tradicional:** Cobrar honorarios por los servicios de consultoría y gestión

de proyectos, esta alternativa sería aplicable en los proyectos de plena financiación estatal, donde los servicios de la OTCE serían parte de los costos administrativos.

Otros aspectos, adicionales a la consultoría especializada, los avales operativos y la retribución, consisten en el valor agregados de las OTCE para las CE, aunque intangibles, promoverían aspectos de gran relevancia para la sostenibilidad y viabilidad de las comunidades energéticas en los siguientes aspectos:

- **Transparencia:** Las OTCE, al estar vigiladas por los entes que avalan y normalizan su ejercicio, ayudarían a garantizar la transparencia en todas las fases del proyecto y en comunicación clara y efectivas de los beneficios para los AC y GDC.
- **Equidad:** Las OTCE permitirían que los beneficios para los AC y GDC sean distribuyan de manera equitativa entre las CE, en la práctica un AC o GDC que cumpla con las condiciones básicas y cuente con el apoyo de las OTCE no estaría en desventaja técnica para acceder a la red, a los beneficios del gobierno para las FNCER y las CE y para obtener un redito económico garantizado por la tarifa.
- **Sostenibilidad:** Las OTCE serían un actor que se suma para promover la transición energética y la penetración de las FNCER a la matriz energética y aportar en las metas nacionales para alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible, la descarbonización y la mitigación del cambio climático, con el aprovechamiento de los recursos disponibles en las localidades donde las CE se pongan en marcha.
- **Internacionalización:** Las OTCE, que logren resultados exitosos y favorezcan la penetración y fomento de las CE en Colombia, podrían expandir este modelo de negocio a Suramérica y el Caribe, Colombia podría en algún punto operar como un nodo de energía renovable regional, no solo a nivel de recursos y generación de energía, sino de capacidades humanas y técnicas para aportar en modelos de negocio similares en otros países con un potencial para las CE.
- **Investigación y desarrollo:** La participación de universidades y centros de investigación, como parte de las OTCE, apoyarían en el fomento de la investigación, desarrollo tecnológico e innovación (I+D+i) que no solo benefician a las CE sino que las universidades y las regiones contarían con una capacidad tecnológica incrementada para promover la mejora de procesos, maximización de la rentabilidad y generación de nuevas soluciones en el largo plazo, tanto en las instituciones académicas como en las entidades públicas y organizaciones privadas con énfasis en el desarrollo y la

innovación.

- **Impacto social:** Las brechas que actualmente se espera que las CE pueden cerrar, para las comunidades con altos índices de pobreza, desigualdad o vulnerabilidad, son la consecuencia de que actores adicionales se sumen al mercado energético específicamente como espina dorsal técnica para estas comunidades, priorizando el beneficio de las comunidades, contribuyendo a la transición hacia un modelo energético más sostenible, y a la mejora de la calidad de vida de las comunidades.
- **Gestión del riesgo:** Un abordaje que normalmente se omite en los proyectos es la gestión del riesgo, la participación de las OTCE con las CE ayudaría a identificar y mitigar los riesgos asociados oportunamente, lo que permite consecuentemente maximizar la rentabilidad de las AC y los GDC.

5.3.5 Análisis del Modelo de negocio para las CE – Evaluación por Viabilidad, Aplicabilidad y financiación.

El mercado colombiano de comunidades energéticas cuenta con una oferta variada que incluye tecnologías como paneles solares, sistemas eólicos y soluciones de almacenamiento de energía (ACOLGEN, 2024). Las comunidades energéticas en Colombia se enfrentan a desafíos significativos, incluyendo los altos costos iniciales de implementación y los costos operativos, de esta manera se toman los datos del caso de estudio del IPSE para evaluar la viabilidad. Sin embargo, la disminución de precios en tecnologías renovables, como los paneles solares, y la disponibilidad de financiamiento a través de programas gubernamentales y fondos internacionales están ayudando a mitigar estos desafíos, es este caso.

Los tipos de financiación disponibles pueden ser capital propio, préstamos, crowdfunding o inversión de capital de riesgo. Considerando, el caso base de tecnología solar en el Municipio de Uribe en La Guajira, se asume que, para una comunidad típica en Colombia, con capacidad instalada media de 219,5kW sería necesario tomar una línea de crédito como financiación, considerando, una inversión (asumiendo un valor de kWp instalado acorde con la **Tabla 8** de 1.668.190.500 millones de pesos colombianos y considerando una tasa de interés del 10%.

En este flujo de financiación se consideran las variables como: La potencia instalada promedio por comunidad, la energía anual generada por el sistema solar considerando la degradación del panel, la duración de la CE, el CAPEX, el OPEX, el

cálculo de los ingresos por excedentes estimados de energía que, bajo la CREG 174 de 2021 el comercializador cobrará al AC (actuaría como AGPE) por cada kWh el costo de agregado de las variables T_m , $D_{n,m}$, $C_{v,m,i,j}$, $PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$; y la depreciación acelerada para este tipo de activos.

Adicional, es importante reconocer que los componentes de la tarifa de cobro de energía, en la cual se consideran cargos por generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y restricciones. Para buscar beneficios tarifarios, se requieren tarifas menores a las facturas de energía, para ellos se basa la relación en peso de una factura en la Costa Colombiana (Ver la **Ilustración 8**. CU para la región de referencia (Costa Caribe)), donde su C_u equivale a 1211,29 COP/kWh, así, se busca la tarifa mínima con de la función objetivo de CU que se podría tener en esta factura, si no se tiene la componente de generación y compárala con la del proyecto viable y rentable, la cual se busca con análisis de hipótesis y valor objetivo considerando que debería ser menor.

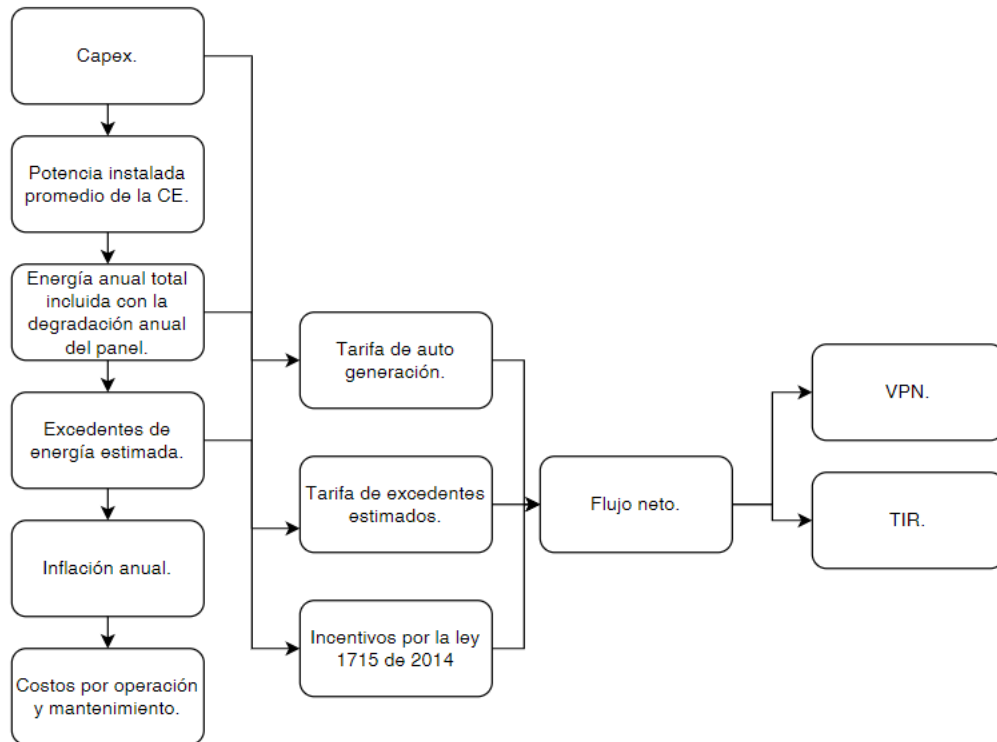
Ilustración 8. CU para la región de referencia (Costa Caribe)

Tarifa de Energía		
Generación:	377,1755	<i>El precio o costo unitario que pagan los usuarios del servicio de energía, se determina con base en metodologías, fórmulas definadas por la comisión de regulación de energía y gas CREG.</i>
Trasmisión:	57,4335	
Restricciones:	9,1032	
Pérdidas:	211,0770	
Distribución:	202,4684	
Comercialización:	145,7584	
CU:	1.003,0160	
CU+COT:	1.211,2871	COT: Costo de opción tarifaria Art. 5 Res. CREG 101 028 de 2023
$CU = G + T + R + PR + D + C$		

Fuente: Aire-e, Archivo Particular.

El análisis financiero realizado busca implementar los supuestos propuestos para llevar a cabo la constitución de una CE. De esta manera, se identifican los aspectos clave para lograr que una CE sea viable.

Ilustración 9. Diagrama de análisis financiero.



Fuente: Elaboración propia.

Se calcula que la energía producida al año, a partir de la solución tecnológica del estudio de caso y las variables asumidas en la sección anterior es de un promedio de 475.703 kWh/año. A diferencia del caso de estudio se han considerado inversores de 100 kW con una estimación de horas de producción de 1.800 horas. (Asumiendo una capacidad por encima pero acorde con el factor de planta del 24,74%) De esta manera, cada inversor produciría 180.000 kWh al año, así, de acuerdo con el requerimiento de energía anual, se usarían 3 inversores de 100kW. Así, para cumplir los requisitos de la frontera comerciales y cumplir el código se debe realizar la conexión bajo las condiciones establecidas en el numeral 2 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021.

Para el punto de conexión se implementa un medidor de medición avanzada, para lo que el agente comercializador que lo representa tendrá 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación. En el código de medida Resolución CREG 038 de 2014 indica que no se necesita medidor de respaldo. Ahora bien si el AGPE (para este caso del AC) vende su energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta, este comercializador debe reportar

los excedentes de energía al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) dentro de las 48 horas del mes siguiente a la entrega de energía. Otro requerimiento con capacidades mayores de 100 kW es el contrato de respaldo, que estará acorde con la capacidad del sistema y debe de ser negociado por la comunidad.

Adicionalmente, la implementación de estos recursos renovables aporta en la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. Según la resolución 320 de 2022 (UPME, 2022) se indica que en Colombia se dejan de generar 0,504 toneladas equivalentes de CO₂ por cada MWh generado con FNCER. Así, con el proyecto en el que se base este modelo se considera que durante 25 años se dejan de producir 5.933 toneladas equivalentes de CO₂.

A Nivel de gestión del riesgo, a partir de los mismos supuestos de la **Tabla 9** se proponen las respectivas medidas de mitigación, y como consecuencia de la implementación de modelo, se estima que se logra la mitigación de los riesgos de categoría Muy Alta y Alta, a niveles aceptables de riesgo, igualmente se presenta una mejora global en la estimación de riesgos y probabilidad - impacto de materialización de dichos riesgos, como se presenta en la **Tabla 10 e Ilustración 10**.

Tabla 10. Análisis de riesgo bajo el modelo propuesto

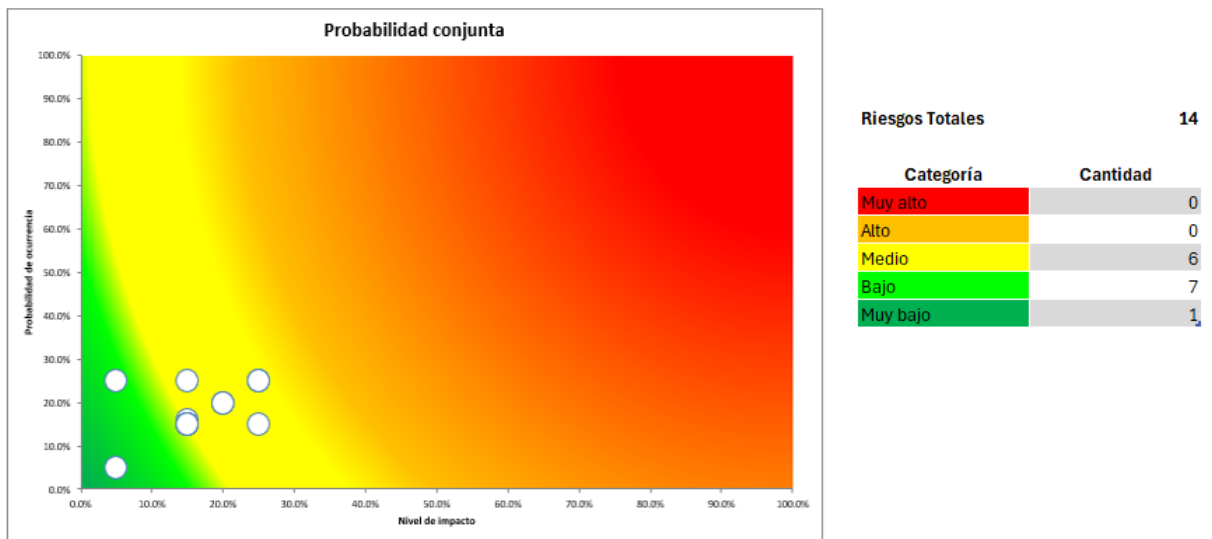
Riesgo	Identificación			Cuantificación		Clasificación
	Tipo de Riesgos	Etapas	Medidas de mitigación	Probabilidad de ocurrencia	Probabilidad conjunta	
Fallas en los estudios de viabilidad e ingeniería de detalle	Riesgo de la etapa de diseño	Diseño	Apoyo Técnico en Fase de Factibilidad y diseño	16.0%	2.4%	Bajo
Contratistas inexpertos retrasan la obra y entregan trabajos no conformes o incompletos.	Riesgo en etapa de construcción	Ejecución	Interventoría Técnica	15.0%	2.3%	Bajo
Retraso en la obtención de las licencias ambientales	Riesgo de afectación al ecosistema	Factibilidad	Apoyo Técnico en Fase de Factibilidad y diseño	15.0%	2.3%	Bajo
Probabilidad de hallazgos arqueológicos que obliguen a suspender el proyecto o cancelarlo.	Riesgo arqueológico	Ejecución	sinergia entre las entidades estatales de energía, ambiente y patrimonio cultural	25.0%	1.3%	Bajo

Riesgo	Identificación			Cuantificación		Clasificación
	Tipo de Riesgos	Etapa	Medidas de mitigación	Probabilidad de ocurrencia	Probabilidad conjunta	
Falta de tasas de interés fijas o reguladas que incrementen los costos de inversión o O&M	Riesgo de tasa de interés	Ejecución	Regulación estable y de largo plazo que incentive las CE	25.0%	6.3%	Medio
Falta de acceso o priorización de las CE para los fondos de financiación	Riesgo de financiamiento	Factibilidad	Apoyo Técnico en Fase de Factibilidad y diseño	25.0%	6.3%	Bajo
Falta de planeación adecuada que obliga a reinvertir durante la fase de construcción y O&M	Riesgo de ingresos	Operación	Apoyo Técnico en Fase de Factibilidad y diseño	15.0%	2.3%	Medio
Cambio en el marco regulatorio que afecte las tarifas de venta de energía de las CE.	Riesgo de ingresos	Operación	Regulación estable y de largo plazo que incentive las CE	20.0%	4.0%	Muy bajo
Terremoto, Incendio, huracán	Riesgos de fuerza mayor	Operación	Diseño y Construcción sismorresistente y contra el fuego.	5.0%	0.3%	Medio
Cambio en el marco regulatorio que reduzca la favorabilidad para las CE	Riesgos regulatorios o normativos	Operación	Regulación estable y de largo plazo que incentive las CE	20.0%	4.0%	Bajo
Cambio de gobierno o políticas de estado no favorables para las CE	Riesgo político / riesgo de impago	Operación	Regulación estable y de largo plazo que incentive las CE	15.0%	2.3%	Medio
Aumento de inflación que afecte los intereses y el costo de O&M para la CE	Riesgo de inflación	Operación	Regulación estable y de largo plazo que incentive las CE	25.0%	3.8%	Medio
Terrorismo, Delincuencia.	Riesgo a la integridad pública	Ejecución	Apoyo de la fuerza pública, presencia del estado	15.0%	3.8%	Medio

Riesgo	Identificación		Medidas de mitigación	Cuantificación		Clasificación
	Tipo de Riesgos	Etapas		Probabilidad de ocurrencia	Probabilidad conjunta	
Falta de capacidad técnica que conlleve a utilizar información equivocada o no contar con ella.	Riesgo de Información	Factibilidad	Apoyo Técnico en Fase de Factibilidad y diseño	15.0%	2.3%	Bajo

Fuente: Elaboración propia con la herramienta en línea (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2022)

Ilustración 10. Análisis de riesgo bajo el modelo propuesto



Fuente: Elaboración propia con la herramienta en línea (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2022)

Capítulo 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A nivel de remuneración y reconocimiento de excedentes por el OR el modelo propuesto supone la adopción de una tarifa preferencial para la venta de excedentes de energía del AC, que para el caso se compone de un 10% adicional del Costo por generación de la **Ilustración 8**, que de manera análoga, garantizaría a un esquema FiT correspondiendo a un precio fijo anual por la electricidad generada con un contrato a largo plazo de 25 años, estimando esta vida útil del sistema,

Igualmente, el modelo propuesto considera el supuesto de las tarifas dinámicas, al indexar la inflación a la tarifa. Se analiza que servicios al sistema podrían también aumentar los ingresos de la CE, sin embargo, para el modelo propuesto, que es menor a 1 MW, este beneficio no es aplicable, a no ser de tratarse de un conjunto de CE que alcancen una capacidad significativa, en todo caso, esta es una potencial medida para el aumento de los ingresos de AC y AGRC de mayor capacidad instalada.

A diferencia del caso de estudio, que trata de comunidades aisladas sin acceso al SIN, el supuesto para modelo de negocio y por ende extrapolable al modelo de mercado implica que para el caso de AC y AGRC que están en capacidad de exportar energía contarán con puntos de conexión asequibles, con plazos flexibles, es decir con menos limitantes para la conexión con la infraestructura de las SDL.

A partir de los supuestos de la **Tabla 8** y el esquema de análisis financiero propuesto en la **Ilustración 9**, se realizó el cálculo de la viabilidad para el modelo propuesto, que considero 2 dos incentivos directos para los integrantes de la comunidad energética:

- Tarifa preferencial para los integrantes de la comunidad del 65% del costo de la venta de excedentes. Para el año 1, el costo de generación (G_m) sería de 415 \$/kWh para los excedentes y de 270 \$/kWh, ajustable anualmente.
- La contribución de los integrantes de la CE para el pago a la línea de crédito no está condicionada a la vida útil del sistema, está condicionada al año en el cual se logre un Valor Presente Neto positivo.

Con los supuestos regulatorios y financieros anteriores, el modelo mostraría el siguiente comportamiento:

Tabla 11. Flujo financiero para el modelo propuesto.

Año	Inflación	Usuario			Excedentes			Ingresos Totales (A)+(B) COP	Opex	Flujo neto
		Energía Consumida (kWh)	Tarifa (COP/kWh)	Ingreso COP (A)	Excedentes para Venta (kWh)	Tarifa (COP/kWh)	Ingreso COP (B)			
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- 1,668,190,500
1	5.90%	332,992	270	89,801,462	142,711	415	59,209,755	149,011,218	-13,147,325	- 420,199,607
2	4.40%	331,327	282	93,283,963	141,997	433	61,505,910	154,789,873	-12,961,103	- 414,234,730
3	4%	329,662	293	96,527,808	141,284	450	63,644,708	160,172,516	-12,911,443	- 408,802,428
4	3.7%	327,997	304	99,593,784	140,570	467	65,666,231	165,260,016	-12,874,199	152,385,817
5	3.50%	326,332	314	102,556,320	139,857	483	67,619,552	170,175,872	- 12,849,369	157,326,503
6	3.50%	324,667	325	105,604,231	139,143	500	69,629,163	175,233,395	- 12,849,369	162,384,026
7	3.50%	323,002	337	108,739,864	138,430	518	71,696,614	180,436,478	- 12,849,369	167,587,109
8	3.50%	321,337	348	111,965,627	137,716	536	73,823,490	185,789,117	- 12,849,369	172,939,748
9	3.50%	319,672	361	115,283,986	137,002	555	76,011,420	191,295,406	- 12,849,369	178,446,037
10	3.50%	318,007	373	118,697,473	136,289	574	78,262,070	196,959,544	- 12,849,369	184,110,174
11	3.50%	316,342	386	122,208,681	135,575	594	80,577,152	202,785,834	- 12,849,369	189,936,465
12	3.50%	314,678	400	125,820,269	134,862	615	82,958,419	208,778,689	- 12,849,369	195,929,320
13	3.50%	313,013	414	129,534,963	134,148	637	85,407,668	214,942,631	- 12,849,369	202,093,262
14	3.50%	311,348	428	133,355,555	133,435	659	87,926,740	221,282,295	- 12,849,369	208,432,926
15	3.50%	309,683	443	137,284,909	132,721	682	90,517,522	227,802,431	- 12,849,369	214,953,062
16	3.50%	308,018			132,008	706	93,181,949	93,181,949	- 12,849,369	80,332,580
17	3.50%	306,353			131,294	731	95,922,002	95,922,002	- 12,849,369	83,072,633
18	3.50%	304,688			130,580	756	98,739,711	98,739,711	- 12,849,369	85,890,342
19	3.50%	303,023			129,867	783	101,637,155	101,637,155	- 12,849,369	88,787,786
20	3.50%	301,358			129,153	810	104,616,464	104,616,464	- 12,849,369	91,767,095
21	3.50%	299,693			128,440	838	107,679,819	107,679,819	- 12,849,369	94,830,450
22	3.50%	298,028			127,726	868	110,829,454	110,829,454	- 12,849,369	97,980,085
23	3.50%	296,363			127,013	898	114,067,655	114,067,655	- 12,849,369	101,218,286
24	3.50%	294,698			126,299	930	117,396,765	117,396,765	- 12,849,369	104,547,396
25	3.50%	293,033			125,586	962	120,819,179	120,819,179	- 12,849,369	107,969,810

Fuente: Elaboración propia

En el flujo neto anterior, en los primeros 3 años se asumen los efectos tanto de impuestos, contribuciones y depreciación acelerada, la tasa de interés para efectos del flujo es del 10%, con este modelo se obtienen los siguientes indicadores de rentabilidad:

Tabla 12. Indicadores financieros del modelo.

VPN	\$ 3,429,657.19
TIR	10.04%

Fuente: Elaboración propia

Para el modelo propuesto los indicadores financieros, demuestran un balance positivo, y que de común acuerdo cada comunidad podría a determinación propia, a partir cierto periodo (para el ejercicio del año 16) continuar contribuyendo para aumentar la TIR y el VPN según se requiera en cada caso.

La estimación de riesgo realizada bajo el modelo actual, y posteriormente bajo la puesta en funcionamiento de los supuestos del modelo propuesto, permite inferir que la alternativa propuesta representa una mejora global de las condiciones actuales, y también, representa una mitigación del riesgo, combinación de impacto y probabilidad de ocurrencia de eventos potenciales e indeseados para los inversionistas.

Finalmente, el modelo propuesto requiere que, a nivel normativo, se eliminen las barreras tecnológicas, de acceso y uso de la información, de creación de conocimiento, se plantea que el estado promueva a través de sus entidades (para el caso se propuso el IPSE) se realice la emisión de avales para diferentes organizaciones de carácter técnico (OTCE) que pueden ser PyMES, emprendimientos, consultoras, ONG's, centros de investigación o instituciones académicas, que sean el brazo técnico para las CE, en términos de consultoría, diseño, apoyo administrativo y financiero para el buen desarrollo del negocio, este supuesto también se incluye en el análisis, que contribuirá principalmente a la disminución de los costos globales (Paulatinamente disminuyendo los Precios por kW instalado y los Costos anuales de O&M), optimizando los procesos de estudios, diseño, construcción y O&M, y conllevando a mejor toma de las decisiones financieras.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

Las Comunidades Energéticas son modelos de negocio ampliamente implementados en Europa y en proceso de implementación en Latinoamérica, que utilizan instrumentos de promoción como la compra garantizada a un precio fijo por la venta de energía, facilidades de financiación y factores diferenciadores por capacidad, tipo de tecnología o impacto geográfico, las principales limitantes para estas comunidades se identifican en la capacidad técnica y administración para su conformación y toma de decisiones.

Colombia está en proceso de reglamentación de las Comunidades Energéticas, al momento de elaborar este documento la CREG solo ha expedido parcialmente aspectos para el registro de las comunidades y la focalización de recursos, el proyecto de resolución, no avizora incentivos que incentiven o promuevan la creación de las CE puesto que en resumen adhiere a estas a la regulación existente, se requiere, la adopción de tarifas premium o preferenciales y contratos de largo plazo para la compra de excedentes, tarifas diferenciales o subsidiadas para los usuarios de la CE y organizaciones locales que apoyen a las CE y eliminen las barreras de carácter técnico y financiero.

Se ha propuesto modelo de negocio que utiliza supuestos financieros favorables sobre los costos del kilovatio instalado, costos de operación y mantenimiento, créditos blandos, tarifas preferenciales sobre el costo de los excedentes de generación para la venta a la red, ajustes tarifarios anuales, que utilizando la solución tecnológica de un caso de referencia real en la costa caribe colombiana que resulta viable a nivel financiero, el cual es extrapolable a otras soluciones tecnológicas como generación eólica, hidráulica, eco-generación, entre otras. Este modelo se asume que cuenta con un apoyo técnico y financiero adecuado por parte de una organización técnica avalada para tal fin, y con esto, se logra que el modelo sea adaptable a diferentes tipos de comunidades y tecnología, promueva el autoconsumo y el desarrollo comunitario, y bajo el marco de la utilización de las diferentes fuentes renovables no convencionales de energía disponibles en Colombia aporte en la disminución de emisiones de GEI y la mitigación del cambio climático.

REFERENCIAS

- Republica Federal de Alemania Ministerio de Relaciones Exteriores. (2023). La Energiewende alemana - Transformar el sistema energético de Alemania.
- ACOLGEN. (2024). *ACOLGEN*. Obtenido de ACOLGEN: <https://acolgen.org.co/>
- Actualidad de Alemania. (2023). *La transición energética*. Obtenido de <https://www.tatsachen-ueber-deutschland.de/es/clima-y-energia/la-transicion-energetica>
- Banco de la República. (2024). *BANREP*. Obtenido de BANREP: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/inflacion-total-y-meta>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2015). *CREG*. Obtenido de CREG: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0024_2015.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *CREG 038 de 2018*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_2018.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *RESOLUCIÓN 30 DE 2018*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). *CREG*. Obtenido de CREG: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0075_2021.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). *RESOLUCIÓN 174 DE 2021*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2024). *CREG*. Obtenido de CREG: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_051_2024/
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2024). *CREG*. Obtenido de CREG: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_051_2024/
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (s.f.). *CREG*. Obtenido de CREG: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_051_2024/Documento_CREG_901_099_2024.pdf
- Commission European. (s.f.). *Energy communities*. Obtenido de https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-communities_en
- Congreso de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014*. Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
- Congreso de Colombia. (2023). *Artículo 235 de la ley 2294 de 2023*. Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=209510>: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=209510>
- Congreso de la República de Colombia. (2021). *Ley 2099 de 2021*. Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>
- Congreso de la República de Colombia. (2023). *Función Pública*. Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=209510>
- De Lotto, R., Calogero, M., Venco, E., & Otros. (2022). Energy Communities: Technical, Legislative, Organizational, and Planning Features. *Energies*. Obtenido de <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/5/1731>
- Departamento de Planeación Nacional. (2023). *Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026*. Bogotá: DPN. Obtenido de <https://www.dnp.gov.co/plan-nacional-desarrollo/pnd-2022-2026>
- European Commission. (2023). *National Legal and Policy Frameworks*. Bruselas.
- Fenoge. (2023). *Fenoge*. Obtenido de <https://fenoge.gov.co/convocatoria/en-comunidad/>
- Figueroa Castro, C., & Mojica, J. L. (2023). <https://investigaciones.corfi.com/>. Obtenido de https://investigaciones.corfi.com/analisis-sectorial-y-sostenibilidad/perspectiva-sectorial-energia/actualidad-del-sector-energetico-colombiano/informe_1290865
- Hernández Vidal, J. (2021). *RESUMEN DE LA RESOLUCIÓN CREG 002 DE 2021*. Obtenido de Estudio Legal Hernández: <https://estudiolegalhernandez.com/resumen-de-la-resolucion-creg-002-de-2021/>
- IEA. (2024). *IEA*. Obtenido de IEA: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b

- Interempresas. (2019). Renaissance, proyecto europeo para promover redes locales de energía limpia y eficiente.
- IPSE. (2023). *IPSE*. Obtenido de IPSE: [https://ipse.gov.co/blog/2023/03/16/el-ipse-priorizo-las-dos-primeras-comunidades-energeticas-de-las-zonas-no-interconectadas-de-colombia-en-2023/#:~:text=en%202023%20%2D%20IPSE-,El%20IPSE%20prioriz%C3%B3%20las%20dos%20primeras%20Comunidades%20Energ%C3%A9](https://ipse.gov.co/blog/2023/03/16/el-ipse-priorizo-las-dos-primeras-comunidades-energeticas-de-las-zonas-no-interconectadas-de-colombia-en-2023/#:~:text=en%202023%20%2D%20IPSE-,El%20IPSE%20prioriz%C3%B3%20las%20dos%20primeras%20Comunidades%20Energ%C3%A9,El%20IPSE%20prioriz%C3%B3%20las%20dos%20primeras%20Comunidades%20Energ%C3%A9)
- IPSE. (2023). *IPSE*. Obtenido de IPSE: <https://ipse.gov.co/licitaciones-2023/>
- IPSE, I. d. (2023). Transición Energética Justa.
- IRENA. (2022). *Renewable Power Generation costs in 2021*. Abu Dhabi: IRENA.
- Minambiente. (2018). *Colombia finaliza el proceso de ratificación del Acuerdo de París frente al cambio climático*. Obtenido de <https://archivo.minambiente.gov.co/index.php/noticias-minambiente/4013-colombia-finaliza-el-proceso-de-ratificacion-del-acuerdo-de-paris-frente-al-cambio-climatico#:~:text=El%20Acuerdo%20de%20Par%C3%ADs%20fue%20avalado%20de%20forma%20un%C3%A1nime%20por,qu>
- Ministerio de Minas y Energía. (2023). *Ministerio de Minas y Energía*. Obtenido de Ministerio de Minas y Energía: Decreto 2236 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Creg*. Obtenido de Creg: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40137_2024.htm
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Creg*. Obtenido de Creg: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40136_2024.htm
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Ministerio de Minas y Energía*. Obtenido de Ministerio de Minas y Energía: <https://www.minenergia.gov.co/documents/11739/ABC-ComunidadesEnergeticas-2024.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía; CIAT; Biodiversity. (2021). *PIGCCme 2050 Convenio de cooperación internacional GGC No. 632 de 2021*. Medellín.
- Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica. (2022). *Guía de aplicación de la matriz general de riesgos*. San José: Recuro en Línea.
- Naciones Unidas. (2015). <https://www.un.org/>. Obtenido de Naciones Unidas: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- National Renewable Energy Laboratory. (2012). *NREL*. Obtenido de NREL: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b
- National Renewable Energy Laboratory. (2020). *Model of Operation-and-Maintenance Costs for Photovoltaic Systems*. Chicago: NREL.
- Poque González, A. B., Viglio, J. E., & da Costa Ferreira, L. (2022). COMUNIDADES ENERGÉTICAS NA AMÉRICA LATINA: Visando a uma Transição Energética a Partir da Noção de Bem Viver.
- REPSOL. (2023). *Compartir energía para avanzar en la transición energética*. Obtenido de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/comunidades-energeticas/index.cshtml>
- UPME. (2005). *Atlas de Radiación Solar de Colombia*. Bogotá: UPME.
- UPME. (2015). *UPME*. Obtenido de UPME: https://www1.upme.gov.co/Normatividad/281_2015.pdf
- UPME. (2022). *UPME*. Obtenido de UPME: https://www1.upme.gov.co/Normatividad/320_2022.pdf
- UPME. (2023). *Capacitación Comunidades Energéticas Sede Malaga*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=5JgHvOkkx4E>