

Diagnostico y caracterización

Entregable 2

Febrero, 2026

Autores: Amplo Kaya (AMPLO Inversión de Impacto)

Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección del Clima,
Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania



Interfaz



Responsable del proyecto: Julian Zimmermann (GIZ)

Tabla de contenido

RESUMEN EJECUTIVO	2
LISTA DE ABREVIACIONES.....	9
INTRODUCCIÓN	11
PANORAMA GLOBAL DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS	17
ANÁLISIS COMPARATIVO DE EXPERIENCIAS LOCALES E INTERNACIONALES.....	39
ECOSISTEMA COLOMBIANO PARA EL DESARROLLO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS	56
MARCO REGULATORIO APLICABLE Y LEGISLACIÓN EN COLOMBIA	69
INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y MECANISMOS PARA LA MOVILIZACIÓN DE CAPITAL.....	81
CONDICIONES HABILITANTES Y BRECHAS	105
TIPOS DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS Y HERRAMIENTA DE DECISIÓN.....	115
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	129
I. Conclusiones	129
II. Recomendaciones.....	130
REFERENCIAS	132
APPENDICE	135

RESUMEN EJECUTIVO

PANORAMA GLOBAL DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Mensaje Clave: La sostenibilidad de largo plazo de las comunidades energéticas (CE) depende de la alineación entre el diseño técnico, la gobernanza, las estructuras tarifarias y la mitigación de riesgos, más que únicamente de la tecnología. Aunque la energía solar fotovoltaica es la tecnología predominante debido a su modularidad, la gobernanza es el determinante central del desempeño.

Las comunidades energéticas son arreglos colectivos en los cuales ciudadanos, autoridades locales o pequeñas empresas participan conjuntamente en la propiedad, gobernanza o beneficios de sistemas energéticos descentralizados basados en generación renovable, almacenamiento o medidas de eficiencia energética a escala comunitaria. La experiencia internacional muestra que su sostenibilidad de largo plazo depende no solo de la disponibilidad tecnológica, sino de la coherencia entre el diseño técnico, las estructuras de gobernanza, los mecanismos tarifarios y de recaudo, y las estrategias de mitigación de riesgos.

En diversos contextos, los sistemas fotovoltaicos solares —frecuentemente combinados con almacenamiento en baterías o respaldo diésel— se han convertido en la solución tecnológica predominante para soluciones energéticas a escala comunitaria, debido a su modularidad, reducción de costos y adaptabilidad a diferentes geografías.

La gobernanza emerge de manera consistente como un determinante central del desempeño. Los proyectos con roles y responsabilidades claramente definidos, procesos transparentes de toma de decisiones y mecanismos de rendición de cuentas tienden a lograr mayor continuidad operativa que aquellos con arreglos informales o ambiguos.

La participación comunitaria puede fortalecer los resultados, pero solo cuando se apoya en procesos sostenidos de desarrollo de capacidades y no en capacitaciones puntuales. De manera similar, la sostenibilidad financiera depende de estructuras tarifarias que equilibren asequibilidad con recuperación de costos, así como de mecanismos de recaudo que mantengan disciplina de pago.

Muchos casos internacionales y nacionales muestran que el deterioro operativo se relaciona con mayor frecuencia con insuficiencia de financiamiento para operación y mantenimiento (O&M) y sistemas débiles de recaudo, más que con fallas técnicas.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE EXPERIENCIA INTERNACIONALES Y NACIONALES

Si bien Europa ha liderado la adopción de comunidades energéticas, sus modelos operan en contextos de infraestructura eléctrica robusta, mercados energéticos maduros y alta capacidad institucional, que difieren de muchos territorios colombianos.

Las experiencias en economías emergentes —como sistemas solares comunitarios en Brasil, programas de energía renovable distribuida en India, desarrollo de mini-redes en Kenia y microredes comunitarias en Indonesia— ofrecen aprendizajes más comparables con las condiciones rurales y fuera de red en Colombia.

Los pilotos colombianos en regiones como La Guajira, la Costa Pacífica y la zona Andina reflejan patrones globales similares: predominan los sistemas solares e híbridos, la participación comunitaria mejora los resultados y la sostenibilidad de largo plazo depende de la claridad en la gobernanza, la disciplina de recaudo y las provisiones para O&M.

El principal desafío es pasar de pilotos aislados a modelos escalables y replicables que puedan operar bajo restricciones territoriales e institucionales reales.

ECOSISTEMA COLOMBIANO PARA EL DESARROLLO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS

El contexto territorial e institucional colombiano es altamente heterogéneo. La mayor parte del país está conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), pero aproximadamente **100.000 hogares aún carecen de acceso confiable a electricidad**, concentrados en zonas rurales dispersas y en las **1.710 localidades clasificadas como Zonas No Interconectadas (ZNI)**.

Estos territorios enfrentan mayores costos de provisión y mantenimiento, restricciones logísticas, dependencia histórica de generación diésel y capacidad local limitada para sostener modelos operativos robustos.

El ecosistema institucional involucra múltiples actores —MME, CREG, UPME, IPSE, FENOG, XM y SSPD— cuyos mandatos son complementarios, pero a veces superpuestos. La coordinación entre estas entidades sigue siendo un desafío estructural, particularmente para proyectos que atraviesan fronteras entre SIN y ZNI o requieren aprobaciones regulatorias y financieras simultáneas.

La distinción entre SIN y ZNI es fundamental, ya que cada contexto implica estructuras de costos, obligaciones regulatorias, mecanismos de financiación y modelos de negocio diferentes.

MARCO DE POLÍTICA PÚBLICA Y REGULACIÓN APLICABLE EN COLOMBIA

El marco de política pública y regulación para comunidades energéticas en Colombia ha avanzado significativamente en los últimos años.

- **Ley 1715 de 2014** estableció el marco para Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).
- **Decreto 2236 de 2023** definió requisitos y lineamientos operativos para comunidades energéticas.
- **Resolución 40137 de 2024** estableció criterios de focalización para recursos públicos.
- **Resolución 14136 de 2024** creó el Registro Único de Comunidades Energéticas (RUCE).
- **Resolución CREG 101 072 de 2025** estableció el marco regulatorio para la operación de comunidades tanto en SIN como en ZNI.

Esta arquitectura habilita generación distribuida, autoconsumo colectivo y participación comunitaria. Sin embargo, su aplicación práctica depende de la claridad operativa sobre medición, liquidación, estándares de calidad y reporte, así como de la interacción entre estructuras de gobernanza comunitaria y obligaciones comerciales del mercado eléctrico.

INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y MECANISMOS DE MOVILIZACIÓN DE CAPITAL

El panorama de financiamiento en Colombia incluye una variedad de actores locales y participación de organizaciones internacionales, que a través de sus instrumentos habilitan la movilización de capital para apoyar el desarrollo de comunidades energéticas. Sin embargo, el ecosistema actual está fuertemente orientado a financiar **CAPEX**, mientras que existen **mecanismos limitados para O&M, capital de trabajo y mitigación de riesgos**, a pesar de que las fallas en O&M son una de las principales causas de bajo desempeño o fracaso de proyectos. A continuación, se referencian los actores principales a nivel local e internacional cuya experiencia y recursos han llegado a comunidades energéticas:

Instituciones nacionales

- FAZNI
- FENOGE
- PRONE
- Sistema General de Regalías (SGR)
- Findeter
- Bancóldex

Organizaciones internacionales

- Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
- Banco Mundial (incluido ESMAP)
- KfW
- Fondo Verde del Clima (GCF)
- programas de cooperación bilateral

BRECHAS Y CONDICIONES HABILITANTES

Existen condiciones habilitantes y brechas a lo largo de cuatro dimensiones: **regulatoria, institucional, financiera y de capacidad comunitaria.**

- **Regulatoria:** el marco legal ya existe, pero se requiere mayor claridad operativa sobre medición, liquidación y estándares de calidad.
- **Institucional:** existen mecanismos de coordinación, pero los costos de transacción siguen siendo altos debido a procesos de aprobación fragmentados.
- **Financiera:** existen instrumentos para financiar CAPEX, pero se encuentran fragmentados, mientras que la financiación de OPEX representa la brecha crítica. Los instrumentos de mitigación de riesgos están subdesarrollados. Los supuestos de eficiencia de recaudo en el diseño de proyectos a menudo resultan demasiado optimistas, lo que conduce a tensiones financieras.
- **Capacidad comunitaria:** los proyectos exitosos requieren asistencia técnica sostenida y apoyo en gobernanza, no intervenciones puntuales.

Los contextos **SIN y ZNI requieren estrategias de implementación fundamentalmente diferentes.** Las comunidades conectadas a red pueden aprovechar infraestructura y mecanismos de mercado existentes, pero enfrentan complejidad regulatoria en torno al autoconsumo colectivo. Las comunidades fuera de red tienen mayor autonomía operativa, pero enfrentan mayores costos, mayores desafíos técnicos y opciones de financiación más limitadas. El diseño de políticas y programas debe diferenciar las rutas de implementación en consecuencia.

TIPOLOGÍA DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS Y HERRAMIENTA DE DECISIÓN

Un resultado central de este diagnóstico es un **árbol de decisión** que organiza factores regulatorios, institucionales, financieros y comunitarios en un marco estructurado para la toma de decisiones de implementación.

El árbol aborda puntos de decisión secuenciales que determinan rutas viables de despliegue, comenzando con la **clasificación del territorio (SIN versus ZNI)** y continuando con características de la comunidad, configuración técnica y ruta de financiamiento.

La primera rama distingue la clasificación territorial: **SIN (conectado a red)** versus **ZNI (fuera de red)**, lo que determina las regulaciones aplicables, instrumentos disponibles, modelos operativos y estructuras de costos.

Las ramas posteriores abordan características de la comunidad, incluyendo:

- capacidad organizacional existente
- disciplina demostrada de pago
- presencia de usos productivos que puedan anclar la demanda y fortalecer los ingresos.

Las decisiones sobre configuración técnica abordan:

- dimensionamiento del sistema
- requerimientos de almacenamiento
- modalidades de conexión a red.

Cada ruta dentro del árbol conduce a **supuestos diferenciados para el modelamiento financiero**, incluyendo perfiles distintos de CAPEX y OPEX, parámetros de riesgo, escenarios de recaudo y configuraciones de instrumentos financieros.

Este marco funciona como **punto metodológico entre los hallazgos del diagnóstico y la fase posterior de desarrollo del modelo financiero**, asegurando que el modelamiento refleje la diversidad de contextos reales de implementación en lugar de asumir un único proyecto representativo.

RECOMENDACIONES

Con base en este informe integral, las recomendaciones clave para los actores relevantes son las siguientes:

Para formuladores de política pública: consolidar definiciones operativas que aclaren roles, responsabilidades y relaciones entre los participantes de las comunidades energéticas. Desarrollar rutas de política diferenciadas para contextos SIN y ZNI en lugar de aplicar enfoques uniformes. Establecer estructuras de incentivos que alineen los intereses de comunidades, operadores energéticos e instituciones financieras. Fortalecer mecanismos de coordinación interinstitucional para reducir costos de transacción y tiempos de procesamiento.

Para reguladores: clarificar los procedimientos de medición, liquidación y venta de excedentes para esquemas de autoconsumo colectivo. Definir estándares de calidad y reporte para comunidades energéticas registradas que equilibren la rendición de cuentas con la viabilidad administrativa. Establecer rutas de transición para arreglos comunitarios informales existentes hacia el cumplimiento regulatorio. Abordar ambigüedades restantes en la interacción entre gobernanza comunitaria y obligaciones comerciales del mercado eléctrico.

Para instituciones financieras y socios de desarrollo: desarrollar productos de financiación de **operación y mantenimiento (O&M)** diseñados específicamente para los ciclos de vida de comunidades energéticas, incluyendo mecanismos de fondos de reserva y facilidades de capital de trabajo. Crear mecanismos de agregación que reduzcan los costos de transacción para proyectos de pequeña escala. Pilotear instrumentos de reparto de riesgos que aborden riesgo de recaudo, riesgo operativo y riesgo tecnológico. Considerar estructuras de **finanzas combinadas (blended finance)** que combinen capital concesional y comercial de acuerdo con los perfiles de riesgo de los proyectos.

Para implementadores de proyectos: aplicar el marco del árbol de decisión para ajustar el diseño de proyectos a las características territoriales y comunitarias en lugar de replicar plantillas estándar. Incorporar provisiones de costos de ciclo de vida desde la estructuración inicial del proyecto, incluyendo presupuestos explícitos de O&M y reservas para reemplazo de equipos. Priorizar el fortalecimiento de capacidades de gobernanza junto con la instalación técnica. Vincular organizaciones comunitarias existentes cuando sea posible en lugar de crear estructuras paralelas.

LISTA DE ABREVIACIONES

CA: Colectivo de Autoconsumo (figura regulatoria bajo la legislación colombiana)

CAPEX: Gasto de capital

CENS: Costo de Energía No Suministrada

COP: Peso colombiano (moneda nacional)

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas (organismo regulador independiente de los sectores de electricidad y gas)

DNP: Departamento Nacional de Planeación

ESMAP: Energy Sector Management Assistance Program (programa de asistencia técnica del Banco Mundial)

FAG: Fondo Agropecuario de Garantías

FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas

FENOGÉ: Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía

FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (categoría regulatoria establecida por la Ley 1715 de 2014)

FNG: Fondo Nacional de Garantías

FOES: Fondo de Energía Social

GCF: Green Climate Fund

GDC: Generación Distribuida Colectiva

GIZ: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Agencia Alemana de Cooperación Internacional)

IDB: Banco Interamericano de Desarrollo

IEA: International Energy Agency

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas

IRENA: International Renewable Energy Agency

KfW: Kreditanstalt für Wiederaufbau (Banco de Desarrollo Alemán)

Kw: Kilovatio (unidad de potencia)

kWh: Kilovatio-hora (unidad de energía)

kWp: Kilovatio pico (capacidad nominal de sistemas fotovoltaicos bajo condiciones estándar de prueba)

LCOE: Costo nivelado de energía

MME: Ministerio de Minas y Energía

MW: Megavatio

NDP: Plan Nacional de Desarrollo

NGO: Organización no gubernamental
O&M: Operación y mantenimiento
OECD: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OPEX: Gasto operativo
PAYG: Pago por uso (Pay-As-You-Go)
PPA: Power Purchase Agreement (contrato de compra de energía entre generador y comprador)
PRONE: Programa de Normalización de Redes Eléctricas
PV: Fotovoltaico
RBA: Ayuda basada en resultados
RBF: Financiación basada en resultados
RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
RUCE: Registro Único de Comunidades Energéticas
SGR: Sistema General de Regalías
SIN: Sistema Interconectado Nacional
SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN: Sistema de Transmisión Nacional
TCF: Transformative Climate Finance (programa de GIZ que apoya inversiones alineadas con el clima)
UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética
WRI: World Resources Institute
XM: XM S.A. E.S.P. (operador del mercado mayorista de electricidad en Colombia)
ZEDSI: Zonas Especiales de Desarrollo Social Integral
ZNI: Zonas No Interconectadas (territorios no conectados a la red eléctrica nacional)

INTRODUCCIÓN

Las comunidades energéticas —arreglos colectivos en los cuales ciudadanos, entidades locales o pequeñas empresas poseen, gestionan o se benefician conjuntamente de la generación, distribución o medidas de eficiencia energética descentralizadas— pueden acelerar la transición energética mediante soluciones descentralizadas que combinan infraestructura, organización colectiva y esquemas operativos sostenibles. Su promesa no se limita a incorporar fuentes renovables o ampliar la cobertura del servicio, sino también a transformar la forma en que la energía se produce, gestiona y consume en el territorio, fortaleciendo la participación local, la resiliencia y la capacidad de capturar beneficios económicos y sociales asociados al servicio¹.

En distintos contextos internacionales, estos modelos han surgido como respuesta a desafíos superpuestos: descarbonizar la matriz energética, garantizar asequibilidad y confiabilidad del suministro y reducir vulnerabilidades asociadas a la dependencia de combustibles fósiles, interrupciones del servicio y brechas de inversión en territorios periféricos. La evidencia también muestra que el éxito depende menos de la disponibilidad tecnológica que de la coherencia entre el diseño técnico, la estructura de gobernanza y organización, los esquemas tarifarios y de recaudo, y los instrumentos financieros y mecanismos de mitigación de riesgos que sostienen la inversión a lo largo del ciclo de vida del activo.

En la práctica, una comunidad energética sostenible opera como un sistema socio-técnico y financiero. Requiere roles y responsabilidades claras, capacidades de operación y mantenimiento (O&M), reglas de toma de decisiones y administración de recursos, así como mecanismos que alineen incentivos entre usuarios, operadores, financiadores y entidades públicas. También requiere una gestión práctica de riesgos para problemas que comúnmente se materializan en la operación: recaudo insuficiente, fallas de mantenimiento, reemplazo tardío de componentes críticos, debilidades de gobernanza y cambios regulatorios o institucionales que afectan la estabilidad del modelo.

En contextos rurales o en áreas con baja densidad institucional, estos riesgos se intensifican debido al acceso limitado a servicios financieros formales, altos costos de transacción para acceder a recursos, informalidad organizativa y dificultades logísticas para sostener cadenas de suministro y servicios técnicos especializados. Por lo tanto, escalar estos modelos requiere

¹ Tarifa: la estructura de precios por concepto del servicio de energía, que contempla cargos fijos, cargos variables en función del consumo y cargos por demanda

identificar qué configuraciones técnicas y organizacionales son viables bajo restricciones reales y qué mecanismos pueden convertir iniciativas comunitarias en proyectos financiables, operables y replicables.

En Colombia, las comunidades energéticas se desarrollan en un contexto territorial heterogéneo, donde las brechas de acceso, calidad del servicio y costos relativos son más severas en zonas rurales dispersas y en las ZNI. Estos territorios enfrentan mayores costos de provisión y mantenimiento, dependencia histórica de generación diésel, restricciones logísticas y capacidades institucionales limitadas para sostener modelos operativos robustos.

Al mismo tiempo, la reciente evolución de la política pública y la regulación ha abierto oportunidades para esquemas de generación distribuida, autoconsumo colectivo y participación comunitaria. Sin embargo, su aplicación práctica depende de definiciones operativas claras, claridad en los roles, viabilidad tarifaria y articulación efectiva entre actores públicos, operadores energéticos y mecanismos de financiamiento.

El desafío central consiste en pasar de pilotos y esfuerzos aislados a modelos escalables, capaces de operar sin comprometer la sostenibilidad financiera, la continuidad del servicio ni la legitimidad social, y que respondan a los principios de la Transición Energética Justa, de manera que los beneficios se materialicen en territorios históricamente rezagados.

Este informe corresponde a la Fase 1 de la implementación país del programa TCF en Colombia (comunidades energéticas) y presenta un diagnóstico técnico del estado de estructuración, implementación y financiación de las comunidades energéticas a nivel global y en Colombia. El diagnóstico identifica patrones, condiciones habilitantes y brechas críticas que determinan la sostenibilidad y escalabilidad en el país, y los traduce en criterios aplicables a las fases posteriores de diseño.

I. Metodología

Este informe integra cuatro componentes analíticos complementarios.

En primer lugar, una revisión documental sistemática de experiencias internacionales y nacionales, incluyendo fuentes técnicas, académicas, regulatorias e institucionales, con énfasis en contextos comparables con Colombia.

En segundo lugar, un análisis comparativo de casos seleccionados, que documenta configuraciones tecnológicas, arreglos de gobernanza, estructuras tarifarias y de recaudo, modelos de financiamiento y estrategias de mitigación de riesgos.

En tercer lugar, una lectura aplicada del marco de política pública y regulación en Colombia, orientada a identificar habilitadores, restricciones y brechas que afectan decisiones de diseño y operación. Esta lectura aplicada se enfoca en implicaciones operativas para la implementación, más que en un análisis estrictamente legal o académico.

En cuarto lugar, se realizaron consultas con actores estratégicos mediante entrevistas semiestructuradas y sesiones bilaterales (ver Anexo de memorias de entrevistas), con el fin de validar supuestos, contrastar hallazgos con condiciones reales de mercado y recoger aprendizajes operativos que no se encuentran disponibles en fuentes públicas.

El enfoque metodológico prioriza la aplicabilidad práctica. La evidencia se organiza en torno a dimensiones críticas que determinan la viabilidad:

- gobernanza y estructuras organizacionales
- diseño de sistemas energéticos comunitarios y estructuras tarifarias
- mecanismos de financiamiento, bancabilidad y mitigación de riesgos
- condiciones regulatorias e institucionales para la implementación

Con base en estas dimensiones, el informe identifica factores de éxito y límites de transferibilidad de experiencias internacionales, caracteriza el ecosistema colombiano y sus brechas, y desarrolla herramientas para estructurar decisiones y rutas de implementación.

El entregable culmina con:

- un análisis estructurado de condiciones habilitantes y brechas
- un conjunto de tipologías operativas de comunidades energéticas
- un árbol de decisión que organiza criterios regulatorios, institucionales, financieros y comunitarios.

Estas herramientas funcionan como puente metodológico hacia las fases posteriores, enfocadas en construcción de escenarios y diseño de modelos financieros y operativos, asegurando coherencia con el marco regulatorio y los principios de Transición Energética Justa

II. Propósito del Documento

El propósito de este entregable es desarrollar un diagnóstico técnico del estado de estructuración, implementación y financiación de las comunidades energéticas a nivel global y en Colombia. El diagnóstico identifica condiciones habilitantes, brechas críticas y límites de transferibilidad que determinan la sostenibilidad operativa y financiera, con énfasis en territorios rurales y en las ZNI. Con base en evidencia técnica, institucional y de mercado, el entregable traduce aprendizajes y restricciones del mundo real en criterios aplicables al contexto colombiano, y genera insumos para orientar rutas de implementación y la estructuración de modelos financieros y operativos en fases posteriores, en coherencia con los principios de la Transición Energética Justa. Con este fin, este documento se propone:

- Construir una visión general del panorama global de las comunidades energéticas que identifique tendencias, patrones de desarrollo y configuraciones predominantes, incluyendo modelos de gobernanza y estructuras organizacionales, decisiones de diseño técnico y operativo y su relación con las estructuras tarifarias y de recaudo de ingresos, así como mecanismos de financiamiento y estrategias de gestión de riesgos que han permitido que estos modelos se consoliden y escalen en distintos contextos.
- Desarrollar un análisis comparativo de experiencias internacionales y nacionales mediante la documentación de casos de referencia bajo un marco homogéneo de caracterización, y la comparación de resultados, barreras y factores habilitantes, con el fin de establecer qué elementos son adaptables a Colombia, bajo qué condiciones y con qué limitaciones, diferenciando entre escenarios conectados al SIN y aquellos en entornos ZNI.
- Caracterizar el ecosistema colombiano para el desarrollo de comunidades energéticas, describiendo el estado actual de las iniciativas y las tipologías identificadas, los actores clave y sus roles institucionales, así como las principales brechas operativas, técnicas y de gobernanza que condicionan la sostenibilidad de los proyectos, incorporando consideraciones diferenciadas para territorios rurales y ZNI.
- Analizar el marco de política pública y regulación aplicable en Colombia desde una perspectiva operativa, sistematizando la regulación general del sector energético y de las FNCER, así como las disposiciones específicas para comunidades energéticas, y evaluando sus implicaciones prácticas para el diseño de sistemas, medición, facturación, tarifas, subsidios, autoconsumo colectivo, gestión de excedentes, roles de los actores y responsabilidades de operación y mantenimiento, identificando fricciones y vacíos regulatorios que afectan la escalabilidad.
- Identificar, describir y evaluar instrumentos financieros relevantes y mecanismos de movilización de capital, mapeando opciones nacionales e internacionales, analizando condiciones de acceso y restricciones de mercado, y priorizando mecanismos accionables para financiar

CAPEX, sostener O&M y gestionar el reemplazo de activos, incluyendo esquemas de mitigación de riesgos que mejoren la bancabilidad y reduzcan los costos de transacción.

- Integrar los hallazgos anteriores en un análisis estructurado de condiciones habilitantes y brechas por dimensión, consolidando una evaluación que identifique cuellos de botella críticos, factores de éxito y límites de transferibilidad en las dimensiones regulatoria, institucional, comunitaria, técnica y financiera, y que derive criterios aplicables para apoyar la toma de decisiones.
- Proponer tipologías operativas de comunidades energéticas y una herramienta de decisión orientada a la implementación, mediante la formulación de criterios de caracterización y clasificación y la construcción de un árbol de decisión que organice factores regulatorios, institucionales, financieros y comunitarios para guiar rutas de implementación y servir como puente metodológico hacia la construcción de escenarios y el diseño financiero y operativo en fases posteriores.
- Consolidar conclusiones, recomendaciones y próximos pasos, sintetizando los principales hallazgos y priorizando acciones para fortalecer las condiciones habilitantes, cerrar brechas críticas y asegurar la continuidad analítica hacia la estructuración del modelo financiero y operativo.

III. Alcance y Limitaciones

El alcance de este diagnóstico incluye la construcción de una visión integral sobre el estado de la estructuración, implementación y financiación de las comunidades energéticas a nivel global y en Colombia, con énfasis en las condiciones habilitantes, las brechas existentes y los elementos transferibles al contexto nacional. Para ello, el análisis integra cuatro componentes principales: una revisión documental sistemática de literatura técnica, académica e institucional, así como de regulaciones e informes de organismos multilaterales y entidades nacionales; un análisis comparativo de experiencias internacionales y nacionales mediante fichas estandarizadas que permiten evaluar configuraciones de gobernanza, diseño técnico, estructuras tarifarias y de recaudo, modelos de financiamiento y estrategias de gestión de riesgos; una lectura aplicada del marco de política pública y regulación vigente en Colombia, incluyendo la normativa general del sector energético, las disposiciones específicas para comunidades energéticas y consideraciones asociadas a tarifas, subsidios y sostenibilidad financiera; y la validación de hallazgos mediante entrevistas semiestructuradas y sesiones bilaterales con actores estratégicos del ecosistema energético y financiero, incluidos el sector público, reguladores, operadores energéticos, entidades financieras, organismos de cooperación y multilaterales, así como actores territoriales y comunitarios seleccionados.

El diagnóstico prioriza enfoques comparables con el contexto colombiano y, en particular, incorpora consideraciones diferenciadas para territorios rurales y Zonas No Interconectadas (ZNI).

En consecuencia, el análisis contempla la identificación de estándares internacionales aplicables a escenarios caracterizados por restricciones de infraestructura, capacidades institucionales limitadas, mayores costos logísticos y desafíos asociados con la operación, el mantenimiento y el recaudo. Asimismo, en la dimensión financiera, el alcance incluye el mapeo y benchmarking de instrumentos nacionales e internacionales relevantes, el análisis de condiciones de acceso y restricciones de mercado, y la priorización preliminar de mecanismos accionables para financiar CAPEX, sostener O&M y gestionar el reemplazo de activos, incluyendo esquemas de mitigación de riesgos.

En términos de productos, este entregable incluye un conjunto de insumos orientados a la implementación: un análisis estructurado de condiciones habilitantes y brechas por dimensión, una propuesta de tipologías operativas de comunidades energéticas y un árbol de decisión que organiza criterios regulatorios, institucionales, financieros y comunitarios para orientar rutas de implementación y servir como puente metodológico hacia las fases posteriores de construcción de escenarios y diseño financiero y operativo.

Las limitaciones del diagnóstico derivan de su naturaleza y horizonte de ejecución. El documento no constituye un estudio de prefactibilidad o factibilidad de proyectos específicos, ni sustituye análisis de ingeniería detallados, diseño final, estructuración contractual o procesos de debida diligencia legal y ambiental requeridos para la implementación en territorios específicos. Tampoco incluye recolección extensa de información primaria en comunidades ni mediciones técnicas de campo; la consulta con actores territoriales y comunitarios se realiza de manera limitada y con el propósito de validar supuestos, no como una caracterización socioeconómica o energética exhaustiva.

Adicionalmente, la disponibilidad y comparabilidad de información pública sobre casos internacionales y nacionales puede variar significativamente, especialmente en métricas de desempeño financiero y operativo. Cuando no existan datos verificables o consistentes, el informe lo señalará explícitamente y complementará el análisis con fuentes cualitativas y validación con actores. Finalmente, dado que el marco regulatorio y programático puede evolucionar, el diagnóstico refleja el estado de las regulaciones e instrumentos identificados a la fecha de preparación del informe, por lo que las conclusiones deben interpretarse considerando posibles actualizaciones posteriores.

PANORAMA GLOBAL DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Propósito: Sintetizar la evidencia internacional sobre cómo funcionan las comunidades energéticas desde el punto de vista técnico, organizacional, financiero e institucional, e identificar lecciones relevantes para Colombia.

- La experiencia global muestra que la sostenibilidad depende de la alineación entre el diseño técnico, la gobernanza, las tarifas, los mecanismos de recaudo y la operación y mantenimiento (O&M).
- La energía solar fotovoltaica, a menudo combinada con almacenamiento en baterías o respaldo diésel, es la tecnología predominante en distintos contextos debido a su modularidad, la reducción de sus costos y su idoneidad para diversas geografías.

Este capítulo presenta una visión global de las comunidades energéticas con un enfoque diagnóstico aplicado: identificar patrones observables en su evolución, los arreglos institucionales y técnicos predominantes, y las condiciones que explican por qué ciertos modelos logran consolidarse y escalar mientras otros permanecen como pilotos aislados. Más que una revisión descriptiva de experiencias, el análisis busca extraer regularidades comparables entre contextos diversos, de modo que los hallazgos puedan utilizarse para interpretar el caso colombiano y, en particular, anticipar decisiones críticas de diseño, operación y financiamiento en territorios rurales y en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

A nivel internacional, el concepto de “comunidad energética” abarca iniciativas heterogéneas que comparten la participación organizada de actores locales en la provisión, gestión o uso eficiente de la energía, combinando objetivos de acceso, asequibilidad, resiliencia, desarrollo productivo y beneficios sociales o ambientales. Su forma varía según los marcos normativos nacionales, las estructuras de los mercados eléctricos, el nivel de madurez institucional y las restricciones territoriales. En sistemas eléctricos con redes robustas, las comunidades suelen organizarse en torno al autoconsumo colectivo y la generación distribuida, con énfasis en la gobernanza y en la asignación de beneficios. En contextos de electrificación descentralizada, islas o mini-redes, el foco se desplaza hacia la continuidad del servicio y la sostenibilidad a lo largo del ciclo de vida, donde la operación y mantenimiento (O&M), el recaudo de ingresos y el reemplazo de activos resultan determinantes.

Los resultados dependen más de la arquitectura institucional y de los modelos económicos que de la tecnología por sí sola. La evidencia internacional identifica cuellos de botella recurrentes en la transición desde la formulación del proyecto hacia una operación estable: claridad en los roles, gestión transparente de los recursos, esquemas de medición y liquidación, capacidad local de O&M y mecanismos explícitos para financiar el reemplazo de activos y gestionar riesgos de desempeño y de ingresos. Por lo tanto, la escalabilidad depende no solo de la disponibilidad de recursos, sino también de estructuras replicables que reduzcan los costos de transacción,

estandaricen los procesos de preparación y asignen los riesgos de manera verificable entre comunidades, entidades públicas, operadores y financiadores.

Con base en esta lógica, el capítulo se organiza en cinco componentes: tendencias internacionales y patrones de desarrollo; modelos de gobernanza y estructuras organizacionales; diseño de sistemas energéticos comunitarios y estructuras tarifarias; mecanismos de financiamiento y estrategias de gestión de riesgos; y elementos adaptables al contexto colombiano.

I. Tendencias internacionales y patrones de desarrollo

Propósito: Describir cómo han evolucionado las comunidades energéticas a nivel global y los patrones dominantes que configuran su despliegue.

- La energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tecnología más común debido a su carácter modular, su costo-efectividad y su adaptabilidad tanto a contextos conectados a red como fuera de red.
- Los modelos exitosos integran el diseño técnico con la gobernanza, las estructuras tarifarias y los mecanismos financieros para garantizar la confiabilidad y la sostenibilidad

Las comunidades energéticas se han expandido a nivel global como parte de la transición hacia fuentes de energía limpias y renovables, incluyendo la solar, la hidroeléctrica y la eólica. A pesar de los compromisos en materia de sostenibilidad, las emisiones globales provenientes de la generación eléctrica continúan en aumento (IEA, 2025), y las comunidades energéticas han surgido como un mecanismo complementario para acelerar la descarbonización al tiempo que mejoran el acceso, la asequibilidad, la participación comunitaria y la generación de ingresos (Koirala et al., 2016). Estos sistemas descentralizados han transformado a los ciudadanos de consumidores pasivos en “prosumidores”, que tanto consumen como producen electricidad (de São José et al., 2021). Su evolución refleja diferencias regionales, que van desde cooperativas conectadas a la red en Europa hasta mini-redes comunitarias fuera de red en el Sur Global (IRENA, 2018).

A. Europa

Europa tiene raíces históricas en la propiedad cooperativa de la energía renovable y ha estado a la vanguardia en la aparición de comunidades energéticas. La Unión Europea reconoció formalmente el papel de las “comunidades energéticas” en su Paquete de Energía Limpia de 2019, que incluyó una revisión de la Directiva de Energías Renovables (RED II), la cual estableció un objetivo vinculante de consumo de energía renovable (UE, 2018). Según la Comisión Europea, para 2025 existen más de 8.000 comunidades energéticas en la Unión Europea, siendo los países del norte y oeste de Europa —en particular Alemania— los líderes en su adopción (Comisión Europea, 2025; Ahmed et al., 2024).

Las comunidades energéticas europeas suelen involucrar prosumidores que inyectan energía renovable a la red bajo marcos de apoyo como las tarifas de alimentación (feed-in tariffs) o los esquemas de medición neta (net metering). Aunque la mayoría de los proyectos están impulsados por objetivos de descarbonización y participación ciudadana, algunas iniciativas aisladas se centran en la autosuficiencia energética, como ocurre en ciertas comunidades insulares (Kallis et al., 2021). Con un apoyo claro de política pública y procesos de innovación social, la energía comunitaria puede escalar incluso en sistemas avanzados y completamente electrificados, generando beneficios como mayor apoyo público a las energías renovables, reducción de costos y mayor resiliencia energética a nivel local.

B. Latinoamérica

En América Latina y el Caribe, las comunidades energéticas han surgido como un mecanismo para ampliar el acceso y mejorar la confiabilidad del servicio en áreas desatendidas. A pesar de una cobertura de red casi universal, las zonas rurales dispersas, las islas remotas y las Zonas No Interconectadas (ZNI) enfrentan altos costos, interrupciones del servicio y una dependencia persistente de la generación diésel (IEA, 2024). Las iniciativas lideradas por las comunidades promueven la participación local en la generación y la gobernanza, lo que mejora la durabilidad de los proyectos, su aceptación social y su desempeño a largo plazo (Gill-Wiehl et al., 2022).

Varios países apoyan las comunidades energéticas mediante políticas públicas. El programa Comuna Energética de Chile apoya a municipios y ciudadanos en proyectos locales de energía renovable, complementado con esquemas de financiamiento competitivo. Brasil y Costa Rica se apoyan en la tradición de cooperativas eléctricas rurales, con reformas recientes que facilitan la integración de energías renovables. Colombia, por su parte, ha establecido un marco regulatorio que reconoce a las comunidades energéticas como un actor legal, tanto para sistemas conectados a la red como para sistemas aislados, particularmente en territorios rurales e insulares.

C. Asia y África

En Asia y África, las comunidades energéticas se orientan principalmente a ampliar el acceso a la electricidad. Las mini-redes comunitarias han aumentado seis veces a nivel mundial desde 2018, con un crecimiento particularmente fuerte en África Subsahariana, respaldado por más de USD 2.7 mil millones en financiamiento comprometido (SEforALL, 2024). Países como Nigeria, Kenia y Tanzania han adoptado regulaciones específicas para mini-redes y tarifas que reflejan los costos del servicio, lo que ha atraído inversión pública y privada.

En el Sudeste Asiático, Indonesia y Filipinas han implementado proyectos piloto de mini-redes comunitarias en islas remotas, a menudo involucrando a los habitantes locales en la operación y mantenimiento (O&M) (IRENA, 2018). La iniciativa “Isla Icónica” de Sumba busca alcanzar 100 % de energía renovable mediante coaliciones de múltiples actores. Los países del sur de Asia

también han desplegado sistemas comunitarios de microhidroelectricidad y sistemas solares domésticos a gran escala (Energy Mix, 2025).

D. Patrones recurrentes

Diversos factores de éxito comunes se repiten a través de la diversidad de contextos descritos anteriormente:

- **Política y regulación:** Es necesario establecer políticas y regulaciones claras para que los actores compartan una comprensión común sobre qué es una comunidad energética, quién puede participar, qué actividades están permitidas y cómo estas iniciativas interactúan con la infraestructura existente (por ejemplo, RED II, Colombia). Los responsables de política pública deben cerrar brechas regulatorias para asegurar que los esquemas comunitarios operen de manera confiable y se integren adecuadamente con el sistema eléctrico en su conjunto, legitimando así el modelo (IEA, 2024). Estos marcos son fundamentales para apoyar tanto los objetivos de política pública a nivel nacional como las iniciativas de base orientadas a ampliar el acceso a la energía en áreas desatendidas.
- **Financiamiento sostenible y modelos de negocio:** Tanto en sistemas conectados a red como fuera de red, el blended finance suele ser clave, ya que subvenciones o financiamiento público para cubrir el CAPEX inicial se combinan con tarifas o ahorros que cubren la operación y mantenimiento². Modelos innovadores como las participaciones de inversión comunitaria, las tarifas solares pay-as-you-go, o los modelos de negocios ancla en mini-redes pueden mejorar la bancabilidad de los proyectos (IRENA, 2020; The Democracy Collaborative). Las entidades públicas pueden ayudar a reducir el riesgo de inversión absorbiendo parte del riesgo y adoptando esquemas tarifarios que permitan recuperar costos mientras se atiende a usuarios de bajos ingresos (WRI, 2022).
- **Capacidad local, compromiso y gobernanza:** Un alto grado de apropiación y capacidad comunitaria es una característica definitoria de los proyectos exitosos. Los estudios de caso muestran repetidamente que cuando los residentes tienen participación en la propiedad o roles de gestión, los proyectos presentan mejores prácticas de mantenimiento y mayor duración operativa (SEADS, 2025; Gill-Wiehl et al., 2022). La capacitación comunitaria en mantenimiento técnico, gobernanza y gestión financiera fortalece la capacidad de operar el sistema y aumenta la confianza y apropiación entre los miembros (IEA, 2024). Una gobernanza transparente también garantiza rendición de cuentas e inclusión. Un consenso comunitario sólido es esencial para evitar una “tragedia de los comunes” (Nathan et al., 2021).

² Mecanismos mixtos: aproximación financiera que combina recursos públicos y capital concesional con la banca privada para reducir y/o cubrir el riesgo habilitando la capacidad de atracción de capital que de otra manera no son financiables.

- Tecnología y escala apropiadas: Los proyectos deben dimensionarse adecuadamente según las necesidades de cada comunidad e implementarse con tecnologías apropiadas. Los modelos pueden comenzar con una capacidad modesta que sea manejable para la comunidad y que pueda ampliarse con el tiempo (SEADS, 2025). Un diseño robusto previene fallas que podrían erosionar la confianza. El diseño técnico debe alinearse con la disponibilidad de recursos locales y ser resiliente a las condiciones del entorno. Incorporar usos productivos de la energía (por ejemplo, desalinización de agua) ayuda a ampliar el impacto económico local y la generación de ingresos (Pizzuti et al., 2025)

II. Estructura Organizacional y modelos de gobernanza

Propósito: Explicar cómo los arreglos de gobernanza influyen en la continuidad operativa y el desempeño a largo plazo.

- Los proyectos con roles claramente definidos, procesos de toma de decisiones transparentes y mecanismos de rendición de cuentas muestran mejores resultados operativos que aquellos con estructuras informales o ambiguas.
- La participación comunitaria mejora los resultados cuando se acompaña de procesos sostenidos de fortalecimiento de capacidades, en lugar de capacitaciones puntuales.

La forma en que se organizan las comunidades energéticas determina en gran medida su capacidad para sostener operaciones en el tiempo, gestionar riesgos y transformar la inversión en un servicio continuo. Los modelos de gobernanza varían según los marcos legales, las tradiciones de propiedad y participación, el acceso al capital, la capacidad técnica disponible y los objetivos de política pública (por ejemplo, descarbonización, seguridad energética, inclusión social o electrificación). Estas decisiones influyen en la bancabilidad, la disciplina de recaudo de ingresos, la rendición de cuentas y la resiliencia operativa.

En el contexto colombiano, la gobernanza no es un elemento “social” separado del diseño técnico y financiero. Define la autoridad en la toma de decisiones, la responsabilidad contractual, la gestión de recursos y la forma en que se distribuyen beneficios y costos. En proyectos colectivos, la sostenibilidad depende de si el arreglo institucional permite:

- (i) representación legítima y trazable,
- (ii) gestión transparente de los flujos financieros,
- (iii) asignación verificable de beneficios,
- (iv) capacidad para contratar y supervisar la operación y mantenimiento (O&M), y
- (v) mecanismos de resolución de conflictos.

Los modelos más comunes identificados en la evidencia internacional incluyen cooperativas, asociaciones o comités comunitarios, iniciativas de gobiernos locales, alianzas comunidad–sector

privado, modelos híbridos público–privados y provisión privada con participación comunitaria estructurada.

Tabla 1. Modelos de Gobernanza de CE

Modelo de Gobernanza	Descripción	Elementos Clave
Cooperativas	Entidades propiedad de sus miembros, donde los usuarios poseen y gobiernan colectivamente los activos energéticos	Control democrático; fuerte apropiación local; reinversión de excedentes; requiere capacidades administrativas, contables y de gestión.
Asociaciones comunitarias	Estructuras locales que gestionan sistemas energéticos, con mayor frecuencia en entornos rurales o fuera de red	Menor complejidad administrativa; legitimidad social; vulnerabilidad a limitaciones técnicas y a riesgos de captura o rotación del liderazgo.
Iniciativas municipales o de gobiernos locales	Proyectos liderados o propiedad de gobiernos locales, a menudo con participación ciudadana.	Capacidad institucional y posible solvencia pública; alineación con la planificación territorial; el grado de incidencia comunitaria puede variar.
Acuerdos Público Privados Comunitarios	Acuerdos entre la comunidad y promotores privados u organizaciones de apoyo (incluidas ONG)	Distribución explícita de roles y riesgos; ejecución profesional; puede mejorar el desempeño técnico y financiero; requiere gobernanza comunitaria sostenida y reglas claras de distribución de beneficios.
Modelos híbridos público-privados	Estructuras conjuntas entre autoridades públicas, actores privados y comunidades.	Financiamiento mixto y potencial de escalamiento; requieren una delimitación contractual precisa y una arquitectura clara de gestión de flujos.
Sistemas privados con participación comunitaria	Sistemas privados con participación comunitaria formal, pero sin propiedad comunitaria del activo.	Desempeño técnico consistente y acceso a capital; la comunidad tiene menor control sobre los activos y las decisiones estratégicas; requiere salvaguardas en materia de servicio, tarifas y atención a los usuarios.

A. Cooperativas

El modelo cooperativo está bien establecido en contextos donde existen marcos habilitantes y tradiciones de propiedad colectiva. En América Latina, las cooperativas eléctricas rurales en Costa Rica y Brasil ampliaron el acceso a la electricidad desde la década de 1960 y continúan operando en la actualidad (IEA, 2024). Su diseño sin fines de lucro y su gobernanza democrática (un miembro, un voto) respaldan su legitimidad y la reinversión de excedentes en expansión, mejoras en la calidad del servicio o reducción de vulnerabilidades del sistema.

En Costa Rica, las cooperativas rurales habilitadas bajo la Ley 8345 de 2003 prestan servicio en amplias áreas e incorporan energías renovables, lo que indica que el modelo puede mantenerse viable durante décadas cuando existen capacidades de gestión y marcos operativos estables (IEA, 2024). No obstante, el desempeño depende de una administración profesional, controles internos, capacidad contable y reglas claras para la gestión de cuentas por cobrar y el reemplazo de activos; sin estos elementos, las cooperativas pueden enfrentar tensiones de gobernanza, deterioro financiero o restricciones para acceder a crédito.

B. Asociaciones Comunitarias

En entornos rurales y en sistemas aislados, las comunidades con frecuencia organizan asociaciones o comités para gestionar soluciones energéticas, con esquemas de toma de decisiones colectivas más flexibles que los de las cooperativas. Estas estructuras pueden reducir la carga administrativa y facilitar la apropiación social, particularmente cuando la representación es legítima y existe claridad respecto a los roles, el recaudo de ingresos y la gestión de los fondos.

En la práctica, el punto crítico es asegurar que la simplicidad organizacional no se traduzca en debilidad operativa: cuando las responsabilidades no están formalizadas o no existe un sistema mínimo de rendición de cuentas y trazabilidad de recursos, aumentan los riesgos de discrecionalidad, conflictos internos y deterioro de los ingresos. Como resultado, la sostenibilidad suele depender del apoyo técnico continuo, procedimientos de gestión estandarizados y mecanismos básicos de auditoría social que ayuden a mantener la legitimidad y la disciplina de pago.

Estas asociaciones suelen operar mediante órganos de gobernanza elegidos, como una asamblea general, una junta directiva y comités, que gestionan el activo energético, establecen tarifas y administran la facturación y el mantenimiento a través de un fondo comunitario.

C. Iniciativas municipales o de gobiernos locales

En diversos países, particularmente en Europa y en algunas experiencias de América Latina, los gobiernos locales desempeñan un papel estructurador en las comunidades energéticas, ya sea como promotores directos, propietarios parciales o coordinadores institucionales a través de empresas municipales. En Chile, el programa Comuna Energética incentiva explícitamente a los municipios a liderar proyectos locales de energía limpia en alianza con la ciudadanía (IEA, 2024).

Este enfoque puede aportar capacidades que a menudo son escasas en las iniciativas comunitarias: estructuración de proyectos, coordinación interinstitucional, capacidad de contratación y, en algunos casos, un perfil de riesgo más favorable para movilizar recursos. No obstante, su efectividad depende de asegurar que la participación ciudadana no sea meramente nominal, sino que esté integrada en reglas claras de representación, asignación de beneficios y control social, evitando percepciones de que el proyecto es exclusivamente gubernamental o dependiente de ciclos políticos.

D. Community–private partnerships

En muchos contextos del Sur Global, desarrolladores privados u organizaciones de apoyo trabajan con las comunidades para diseñar, financiar, implementar y operar soluciones energéticas. Los roles pueden compartirse o delimitarse claramente: las comunidades aportan activos locales (tierra, organización, conocimiento territorial, gestión de usuarios), mientras que los actores privados o las ONG proporcionan experiencia en ingeniería, capital, capacidad de ejecución y, en algunos casos, plataformas de medición, facturación y recaudo.

RMI describe las “mini-redes lideradas por la comunidad”, que pueden combinar propiedad cooperativa comunitaria, participación de desarrolladores privados y la intervención de empresas de servicios públicos (RMI). Estos modelos pueden mejorar el desempeño al profesionalizar la implementación y alinear incentivos, siempre que existan reglas explícitas para la asignación de riesgos (recaudo, operación y mantenimiento —O&M—, reemplazo de activos), las condiciones del servicio, la gobernanza y la transparencia de los flujos, así como mecanismos verificables de distribución de beneficios.

Los socios externos no reemplazan la gobernanza comunitaria; esta sigue requiriendo capacidades mínimas de supervisión y legitimidad por parte de la comunidad.

E. Iniciativas privadas con participación comunitaria

Muchas soluciones descentralizadas, especialmente las mini-redes, siguen siendo de propiedad y operación privadas, incorporando la participación comunitaria a través de mecanismos de vinculación, contratación de operadores locales o comités de usuarios que apoyan la comunicación, la atención al cliente y el recaudo. En un esquema estrictamente privado, una

empresa puede instalar una mini-red solar mientras la comunidad gestiona el registro de usuarios y la recolección de pagos; el operador mantiene la propiedad del activo, mientras que la participación comunitaria reduce los costos de transacción y fortalece la apropiación del proyecto.

La evidencia proveniente de África Subsahariana sugiere que los proyectos estrictamente propiedad de la comunidad son relativamente poco frecuentes; la mayoría de las mini-redes son implementadas por entidades privadas con o sin fines de lucro (Oemmelen et al., 2025). Estos modelos pueden alcanzar un sólido desempeño técnico y financiero debido a la experiencia, las economías de escala y el acceso al capital; sin embargo, su sostenibilidad social depende de una participación comunitaria estructurada, de la reducción de asimetrías de información y de condiciones de servicio y salvaguardas creíbles.

Las tendencias de buenas prácticas apuntan a alianzas claras que eviten dos extremos: esperar que las comunidades operen de manera independiente sin las capacidades necesarias, o excluirlas completamente de los mecanismos de supervisión que sostienen la continuidad del servicio (Oemmelen et al., 2025; RMI).

III. Diseño de comunidades energéticas y estructura tarifaria

Propósito: Mostrar cómo el diseño técnico de los sistemas y los mecanismos tarifarios determinan conjuntamente la viabilidad financiera.

- Las estructuras tarifarias deben equilibrar la asequibilidad con la recuperación de costos, y la disciplina de recaudo se identifica de manera consistente como un factor clave para la sostenibilidad financiera.
- Muchos fracasos se derivan de financiamiento insuficiente para operación y mantenimiento (O&M) y de una gestión financiera débil, más que de fallas técnicas.

En Colombia, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) corresponde a la red eléctrica que conecta la mayoría de los centros urbanos y los principales corredores del país, permitiendo el despacho de energía entre regiones y la operación bajo reglas más estandarizadas para la conexión, la medición, la liquidación y la calidad del servicio. En contraste, las Zonas No Interconectadas (ZNI) comprenden municipios, corregimientos, localidades y veredas que no están conectados al SIN, donde el suministro de electricidad debe generarse y gestionarse localmente, con implicaciones directas para el diseño técnico, la continuidad del servicio, la facturación y la sostenibilidad operativa (CREG, 2012).

Desde una perspectiva territorial, los análisis regulatorios y sectoriales indican de manera consistente que las ZNI cubren aproximadamente el 52 % de la superficie del país, con poblaciones dispersas y desafíos estructurales relacionados con la logística, la operación y la calidad del servicio, así como una fuerte dependencia histórica del diésel como fuente predominante de generación local (CREG, 2012; Procuraduría General de la Nación, 2024). Esta diferenciación no

es meramente geográfica: condiciona el tipo de arquitectura tecnológica, el nivel esperado de servicio, los costos reales de provisión y la manera en que un proyecto transforma la energía en un servicio confiable con reglas verificables de recaudo de ingresos y reemplazo de activos.

A. Sistema Interconectado Nacional (SIN): auto-generación distribuida

Los proyectos comunitarios conectados al SIN tienden a estructurarse como soluciones de generación distribuida o autogeneración a pequeña escala, donde el valor se genera a través de: (i) la reducción de compras de energía durante las horas de generación y (ii) cuando existe excedente, su entrega a la red bajo el esquema aplicable de medición y liquidación. La red actúa como respaldo de confiabilidad, por lo que el sistema local es comparativamente más liviano desde la perspectiva de continuidad del servicio. Una configuración típica incluye módulos fotovoltaicos (PV), un inversor conectado a la red, equipos de interconexión y protección, y medición bidireccional. En la práctica, la viabilidad suele definirse menos por la capacidad instalada que por la ruta de interconexión y la interfaz de liquidación: nivel de voltaje, requisitos del Operador de Red de Distribución, posibles obras o adecuaciones, pruebas de puesta en servicio y condiciones para el registro de energía exportada. Estos sistemas generalmente no buscan la autosuficiencia total; utilizan la red como un amortiguador operativo, con beneficios que dependen de las tarifas evitadas y de la calidad de los sistemas de medición y facturación (CREG).

En términos de costos, la estructura se concentra en la adquisición e instalación de equipos, el cumplimiento de los requisitos técnicos de interconexión, dispositivos de protección y anti-isla, medición bidireccional y, cuando corresponde, las obras y pruebas requeridas por el Operador de Red de Distribución (CREG; Resolución CREG 174). El almacenamiento en baterías suele ser opcional porque el SIN cubre la continuidad durante la noche y en periodos de baja irradiación, reduciendo la complejidad operativa; esto no elimina la necesidad de asignar responsabilidades claras para la operación y mantenimiento (O&M) y la trazabilidad del desempeño.

Desde la perspectiva tarifaria y de facturación, la implicación central reside en las reglas de liquidación y en cómo se reconocen los flujos de valor. La medición permite distinguir dos componentes: el autoconsumo, que reduce las compras facturadas, y el excedente exportado, que se acredita o remunera de acuerdo con el esquema aplicable (CREG; Resolución CREG 174). Para efectos de modelación financiera, esto requiere separar explícitamente la proporción de beneficios derivada del ahorro frente al reconocimiento de excedentes, evitando supuestos optimistas sobre ingresos por exportación cuando la estructura del proyecto depende, en realidad, de la reducción del consumo neto.

B. Zonas No Interconectada (ZNI): auto-generación colectiva

En las Zonas No Interconectadas (ZNI), el diseño del sistema se asemeja al de una empresa de servicios públicos local: la solución debe integrar generación, distribución local, despacho,

medición, facturación y una capacidad permanente de operación y mantenimiento (O&M). Por ello, el diseño técnico suele partir de los niveles de servicio esperados, más que de una lista de equipos. Parámetros como las horas diarias de disponibilidad, la continuidad para cargas críticas (salud, telecomunicaciones, refrigeración), la calidad del voltaje y la escalabilidad prevista determinan el dimensionamiento de la generación, el almacenamiento, las redes y los sistemas de control. Una configuración típica combina generación fotovoltaica (PV) y almacenamiento con una red de distribución de baja tensión, junto con sistemas de medición y control que permiten gestionar la demanda y el recaudo de ingresos. En comunidades dispersas, corredores fluviales, entornos selváticos o islas, el objetivo es garantizar un servicio sostenido en el tiempo, no únicamente la instalación de activos.

Los costos reflejan esta naturaleza de servicio integrado. Más allá de los paneles PV y las baterías, los componentes estructurales incluyen infraestructura de distribución (líneas, postes, transformadores, equipos de maniobra), sistemas de control, medición de usuarios, comunicaciones y costos organizacionales asociados a la operación continua. Los costos unitarios suelen aumentar en asentamientos dispersos debido a alimentadores más largos, mayores pérdidas y mayores costos logísticos para mantenimiento y reparación. Cuando históricamente se ha utilizado diésel, el transporte, almacenamiento y la volatilidad en el suministro de combustible incrementan los costos marginales, lo que eleva el valor de sustituir el diésel, pero también introduce riesgos operativos que deben abordarse explícitamente en la planificación de O&M y del reemplazo de activos (OCDE, 2023).

Los parámetros del servicio suelen definirse ex ante como compromisos operativos (horas de disponibilidad, priorización de cargas críticas), y estos objetivos determinan la intensidad de CAPEX y OPEX: metas más altas requieren mayor almacenamiento, redes más robustas, sistemas de control más avanzados y mantenimiento más estricto. Desde la perspectiva tarifaria, la lógica se centra en la recuperación sostenible de costos, ya que no existe respaldo aguas arriba del SIN. Las tarifas suelen cubrir componentes de generación, distribución y comercialización, reflejando las trayectorias tecnológicas, la logística y los requerimientos de O&M (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios). Para reducir la morosidad y mejorar la previsibilidad del flujo de caja, con frecuencia se utilizan esquemas de recaudo prepago o híbridos, aunque su viabilidad depende de la capacidad de medición y control, de la aceptación social y de mecanismos adecuados de atención al usuario (IRENA).

C. Solar-Diesel Sistemas híbridos (ZNI): transición operativa del diesel a renovables

Los sistemas híbridos solar–diésel constituyen una vía común de mejora en las Zonas No Interconectadas (ZNI), dado que muchas localidades ya dependen de la generación térmica. El objetivo no es añadir energía solar de manera marginal, sino reconfigurar el diésel de fuente primaria a respaldo, mediante sistemas de control que optimicen el uso de combustible y mejoren la continuidad del servicio. Típicamente, la generación fotovoltaica (PV) cubre la demanda base durante el día, las baterías desplazan energía hacia los picos de consumo de la tarde y la noche y

mejoran la calidad de la energía, mientras que el diésel cubre periodos prolongados de baja irradiación o déficits en los picos de demanda. En Colombia, este enfoque se ha reportado en Bahía Málaga, donde un sistema híbrido permitió ampliar el servicio a 24 horas, manteniendo el diésel como respaldo para resiliencia y reduciendo el uso de combustibles fósiles, con beneficios para la continuidad del servicio y para usos productivos de la energía (Presidencia de la República, 2025).

En términos de costos, la hibridación reduce la exposición al diésel y a los costos logísticos asociados, pero introduce requerimientos de ciclo de vida que con frecuencia se subestiman: reemplazo de baterías, mantenimiento de sistemas de control, disponibilidad de repuestos críticos y capacidad sostenida de operación y mantenimiento (O&M). El desempeño económico depende del grado en que el diésel sea desplazado y de si los costos fijos y de reposición se cubren a lo largo del ciclo de vida del sistema (OCDE, 2023). El diseño tarifario y de facturación debe garantizar ingresos suficientes para cubrir O&M, el uso residual de combustible y el reemplazo de activos, lo que vuelve determinantes los mecanismos de medición, monitoreo y recaudo. En contextos remotos, los esquemas prepago u otros sistemas de pago controlado son comunes como mecanismos de mitigación del riesgo de pago, pero requieren gobernanza clara, reglas transparentes y capacidad operativa local para sostener la legitimidad y el recaudo de ingresos (IRENA; OCDE, 2023).

IV. Marco de riesgos y mecanismos de mitigación verificables en comunidades energéticas

Propósito: Identificar los riesgos comunes que enfrentan las comunidades energéticas y las estrategias utilizadas para mitigarlos.

- Entre los riesgos recurrentes se incluyen bajas tasas de recaudo, mantenimiento inadecuado, debilidades en la gobernanza e incertidumbre regulatoria.
- Una mitigación efectiva requiere planificación a lo largo del ciclo de vida, fondos de reserva para mantenimiento y reemplazos, y procedimientos operativos claros.

En las comunidades energéticas, la sostenibilidad depende menos del dimensionamiento técnico o del financiamiento inicial que de la capacidad de operar como un servicio continuo, con riesgos identificados, asignados y gestionados mediante medidas verificables. La evidencia internacional muestra que los proyectos de electrificación descentralizada y fuera de red pueden presentar bajo desempeño o volverse inoperables cuando la gestión de riesgos se incorpora tardíamente o se asume implícitamente que será resuelta únicamente mediante la instalación de infraestructura (Terrapon-Pfaff et al., 2020). En la práctica, el desempeño suele verse comprometido por combinaciones de fricciones operativas que afectan la continuidad del servicio, la confianza de los usuarios y la estabilidad de los ingresos, especialmente en zonas rurales remotas y en ZNI, donde la logística, la dispersión territorial y la menor densidad institucional elevan los costos

operativos, prolongan los tiempos de respuesta y amplifican las interrupciones (IRENA, 2018; IEA, 2024; SEforAll, 2024).

El primer riesgo estructural es el riesgo de recaudo e ingresos, que determina el efectivo disponible para sostener las operaciones, atender fallas y constituir reservas. En contextos de bajos ingresos y alta informalidad, los patrones de pago pueden ser irregulares; cuando los esquemas de recaudo no están bien adaptados a las realidades territoriales, los flujos de caja se vuelven impredecibles y los sistemas pueden entrar en una espiral de deterioro: la baja disponibilidad de efectivo conduce a mantenimiento reactivo, la calidad del servicio disminuye, la disposición a pagar se erosiona y aumentan los atrasos. La experiencia internacional documenta que los esquemas prepago y las plataformas digitales de pago pueden reducir fricciones y mejorar la previsibilidad al alinear el consumo con la capacidad de pago y disminuir los costos de recaudo (IRENA, 2020; WRI). El problema diagnóstico no es la herramienta en sí, sino si el modelo de ingresos utiliza reglas simples, es ejecutable con capacidades locales y mantiene una trazabilidad mínima que permita a la comunidad percibir coherencia entre pagos y calidad del servicio. Sin esa legitimidad, el riesgo de ingresos se convierte en un riesgo de gobernanza, no solo financiero (Gill-Wiehl et al., 2022; Nathan et al., 2021).

Un segundo riesgo central es el riesgo de operación y mantenimiento (O&M), a menudo subestimado incluso en proyectos bien financiados. Fallas menores pueden convertirse en fallas permanentes cuando no existe un responsable claro, no hay inventario de repuestos críticos o cuando las restricciones logísticas impiden una respuesta correctiva oportuna. Visitas de campo en contextos comparables de ZNI describen degradaciones asociadas a rutinas inexistentes, documentación incompleta y mantenimiento diferido, con efectos directos sobre la disponibilidad del servicio (Premium Times, 2025). La mitigación efectiva combina responsabilidades contractuales y operativas explícitas, capacidad local para el mantenimiento rutinario y rutas claras de escalamiento para fallas complejas. Estos elementos no funcionan de forma aislada: la capacitación requiere acompañamiento continuo, los contratos de servicio requieren recursos y reglas exigibles, y el monitoreo solo reduce la incertidumbre cuando desencadena decisiones y recursos para la intervención (IEA, 2024; SEADS, 2025).

Estrechamente relacionado se encuentra el riesgo de reemplazo de activos y de ciclo de vida, particularmente para componentes que se degradan antes que el resto del sistema (por ejemplo, baterías e inversores), los cuales suelen requerir reemplazo en un plazo de 5 a 10 años. Muchos proyectos logran instalar los activos pero no establecen reglas operativas y financieras para reemplazar los componentes críticos cuando corresponde, lo que conduce a deterioro del desempeño, interrupciones y pérdida de confianza. Los programas que han aprendido de experiencias tempranas exigen cada vez más provisiones explícitas y mecanismos verificables de reemplazo, para evitar que el reemplazo se convierta en una decisión discrecional cuando el flujo de caja es limitado (Terrapon-Pfaff et al., 2020; Premium Times, 2025). En la práctica, esto requiere presupuestación del ciclo de vida desde el inicio, reglas claras para la constitución de

reservas y trazabilidad en las decisiones de reemplazo, de modo que no dependan de negociaciones ad hoc o de ciclos políticos.

Un cuarto riesgo es el riesgo de demanda: los sistemas requieren niveles y patrones de consumo que permitan sostener las operaciones y el reemplazo de activos. En comunidades pequeñas o donde la capacidad de pago es limitada, el consumo puede resultar insuficiente para cubrir costos fijos incluso con tarifas asequibles. La evidencia internacional muestra que el diseño deliberado de la mezcla de usuarios, la incorporación de perfiles de consumo estables y la promoción de usos productivos de la energía pueden fortalecer la economía del sistema y la disposición a pagar (ScienceDirect, 2021; Energypedia; IRENA, 2018). El riesgo aumenta cuando la demanda se sobreestima en la etapa de prefactibilidad o cuando se asume que el crecimiento del consumo ocurrirá “naturalmente”, exponiendo a los proyectos a déficits recurrentes y gestión reactiva.

Un quinto riesgo es el riesgo de gobernanza y captura, donde conflictos internos, roles difusos o captura por élites pueden erosionar la legitimidad, comprometer la transparencia y deteriorar el recaudo y la sostenibilidad. Estudios sobre mini-redes comunitarias documentan cierres e ineficiencias impulsados por responsabilidades poco claras, disputas locales y mecanismos débiles de rendición de cuentas (Energy, Sustainability and Society, 2019; Energy, Sustainability and Society, 2024). La mitigación no consiste simplemente en crear un comité, sino en establecer un esquema mínimo viable de gobernanza: reglas de decisión, responsabilidades definidas, trazabilidad del gasto, mecanismos de resolución de conflictos e informes simples y consistentes. Cuando estas reglas se sostienen en el tiempo, funcionan como una infraestructura institucional que reduce los riesgos operativos y de ingresos (Gill-Wiehl et al., 2022; IEA, 2024).

El riesgo regulatorio y de política pública suele manifestarse menos como cambios abruptos que como incertidumbre respecto a tarifas, licencias, interacción con la red y reglas de expansión. La claridad regulatoria puede facilitar la inversión al ampliar los horizontes de planificación y reducir el costo implícito del capital; la incertidumbre actúa como un “impuesto invisible” que aumenta los costos de financiamiento y reduce el apetito por proyectos de largo plazo (SEforAll, 2024). Un elemento particularmente sensible en las mini-redes es la regla que regula la llegada de la red eléctrica, ya que determina el riesgo de activos varados y la viabilidad de integrar o compensar inversiones; la claridad en esta materia mejora la bancabilidad y reduce conflictos de mediano plazo (SEforAll, 2024).

Finalmente, en las ZNI y territorios remotos, el riesgo logístico y de cadena de suministro amplifica todos los demás al elevar los costos unitarios, aumentar los tiempos de respuesta y dificultar la disponibilidad de repuestos. Esto explica por qué soluciones técnicamente sólidas pueden fallar en la práctica cuando se diseñan como si operaran en entornos urbanos. La resiliencia depende de decisiones prácticas: definir repuestos críticos desde el inicio, establecer rutinas de mantenimiento realistas, desarrollar capacidades locales básicas y establecer acuerdos de soporte que reconozcan las restricciones territoriales (IRENA, 2018; IEA, 2024).

Para integrar esta evaluación en una herramienta de gestión de proyectos, la siguiente matriz traduce los riesgos en condiciones observables, señales de alerta temprana y medidas de mitigación, que pueden incorporarse como criterios operativos y de monitoreo.

Tabla 2. Matriz de Riesgos

Riesgo crítico	Cómo se manifiesta en la operación	Señales tempranas verificables	Medidas operativas de mitigación	Referencias
Recaudo e ingresos	Crecimiento de cartera vencida, insuficiencia de efectivo, incapacidad para financiar O&M	Aumento de cuentas en mora, caída en los pagos, conflictos de recaudo	Reglas simples de pago, reducción de fricciones transaccionales, trazabilidad de pagos, disciplina comunitaria sostenida	(IRENA, 2020); (WRI); (Nathan et al., 2021)
O&M y continuidad	Fallas pequeñas recurrentes, largos tiempos de reparación, disminución de la disponibilidad	Aumento de interrupciones, acumulación de mantenimiento pendiente, quejas persistentes	Responsables definidos, rutinas de mantenimiento, soporte técnico escalable, monitoreo vinculado a acciones correctivas	(IEA, 2024); (Premium Times, 2025)
Reposición de ciclo de vida	Degradación de baterías/inversores, fallas por falta de reemplazo	Disminución de la capacidad utilizable, bajo desempeño, eventos repetidos	Plan de reposición y provisión desde el diseño, reglas para el uso de reservas, trazabilidad de decisiones	(Terrapon-Pfaff et al., 2020); (Premium Times, 2025)
Demanda insuficiente	Bajo consumo para cubrir costos fijos, déficit estructural de caja	Bajo factor de carga, consumo estancado, ausencia de cargas estables	Mezcla deliberada de usuarios, promoción de usos productivos, anclas de consumo cuando aplique	(ScienceDirect, 2021); (EnergyPedia); (IRENA, 2018)
Gobernanza y captura	Conflictos, mala gestión, percepción de inequidad	Disputas recurrentes, ausencia de actas o informes, baja participación	Reglas mínimas de decisión, rendición de cuentas, auditoría comunitaria básica, mecanismos de resolución de conflictos	(Energy, Sustainability and Society, 2019; 2024)
Regulación y política pública	Incertidumbre que ralentiza la inversión o afecta la operación	Retrasos en permisos, reglas indefinidas, disputas de integración	Claridad procedimental, acuerdos operativos, reglas para expansión de red, certeza jurídica operativa	(SEforAll, 2024)

V. Elementos y condiciones adaptables al contexto colombiano

- Propósito:** Identificar qué lecciones globales pueden aplicarse de manera realista en Colombia.
- Las lecciones de economías emergentes son más relevantes para Colombia que los modelos europeos, porque comparten condiciones rurales, fuera de red e institucionales similares.
 - La transferibilidad depende de las características territoriales, la capacidad comunitaria, los requisitos regulatorios y la disponibilidad de financiamiento.

Colombia can draw on international practices for energy communities, but adaptation depends on whether regulatory, institutional, financial, and community conditions make the model executable at the territorial level. Transferability is less about copying instruments and more about reproducing mechanisms that reduce uncertainty across the project life cycle: clear rules for interaction with the electricity system, inter-institutional coordination pathways, sustained technical support, payment and revenue-collection structures aligned with payment capacity, and governance safeguards that sustain legitimacy and operational continuity.

A. Condiciones regulatorias para la adaptación al contexto colombiano

La Resolución CREG 101 072 de 2025 establece una base legal para las comunidades energéticas en Colombia, inspirada en directivas de la Unión Europea y en experiencias regionales como las de Brasil y Costa Rica (IEA, 2024). Esta resolución define las formas jurídicas, los objetivos y las actividades permitidas, e incluye la posibilidad de agregación virtual dentro de áreas locales de distribución (PV Magazine, 2025).

No obstante, persisten desafíos de implementación, particularmente en las Zonas No Interconectadas (ZNI), donde se espera que operen muchos modelos comunitarios y donde aún existen brechas significativas de acceso confiable a la energía (Rodríguez-Urrego & Rodríguez-Urrego, 2021). En estos contextos, la cuestión no es únicamente qué permite la regulación, sino si logra reducir suficientemente los riesgos para que desarrolladores, entidades públicas y financiadores se comprometan con inversión de capital y apoyo de largo plazo.

Tabla 3. Condiciones regulatorias para adaptación al contexto colombiano

Elemento regulatorio	Estado actual en Colombia	Brecha o condición requerida
Reconocimiento legal de las comunidades energéticas	Establecido por la Resolución CREG 101 072 (2025)	Reglas de implementación más precisas para contextos específicos de ZNI
Flexibilidad tarifaria para sistemas fuera de red	El marco de FAZNI permite tarifas que reflejan costos en ZNI	Orientaciones más claras sobre la metodología tarifaria aplicable a esquemas gestionados con participación comunitaria

Elemento regulatorio	Estado actual en Colombia	Brecha o condición requerida
Compensación ante la llegada de la red	Aún no abordado	Política explícita para proteger inversiones y evitar activos varados si la red principal se expande hacia áreas ZNI
Protocolos de coordinación interinstitucional	No existe un mecanismo formal	Acuerdos de coordinación y rutas para proyectos en áreas protegidas, territorios indígenas o zonas marinas
Estándares técnicos y de seguridad	Existen estándares generales para mini-redes	Estándares apropiados para contextos comunitarios que equilibren la seguridad con la capacidad real de implementación local

Entre las brechas identificadas, la más determinante para la inversión y el escalamiento es la política frente a la llegada de la red eléctrica. La experiencia internacional muestra que cuando las reglas no son claras sobre lo que ocurre si la red principal se expande hacia el área de servicio de un proyecto, la disposición a invertir disminuye y el costo del capital aumenta debido al riesgo de activos varados. La Regulación de Mini-redes de Nigeria (2016) ofrece una referencia: permite la conversión a operación conectada a la red o la transferencia de activos con compensación equivalente al valor depreciado restante más 12 meses de ingresos (IEA, 2016). Tanzania y Kenia han desarrollado enfoques comparables que combinan flexibilidad tarifaria, licencias simplificadas y mecanismos de compensación (SEforAll, 2024). Para Colombia, un diseño análogo para las ZNI constituye una condición clave para reducir la incertidumbre y respaldar decisiones de inversión con una perspectiva de ciclo de vida completo.

La coordinación interinstitucional es otra restricción relevante en el contexto colombiano. Muchas comunidades en ZNI se ubican en áreas protegidas, parques marinos o territorios indígenas, lo que exige articulación entre autoridades sectoriales, ambientales y territoriales. El caso del Archipiélago de La Plata en Bahía Málaga ilustra retrasos asociados a su ubicación dentro de un parque nacional y la necesidad de armonizar la infraestructura energética con la normativa ambiental (WRI, 2025). Protocolos formales de coordinación —como memorandos de entendimiento y rutas predefinidas de licenciamiento— pueden reducir los tiempos de implementación y evitar que la complejidad administrativa se convierta en el principal riesgo para los cronogramas de los proyectos.

B. Condiciones Institucionales

Un cuello de botella recurrente es la brecha entre los marcos nacionales y la capacidad de implementación a nivel local. Las comunidades energéticas requieren apoyo a lo largo de todo el ciclo de vida —no solo en la fase de instalación— incluyendo formulación, estructuración y contratación, capacitación operativa, resolución de fallas recurrentes, gestión del recaudo de ingresos, transparencia y control social. La evidencia internacional muestra que socios externos

(ONG, agencias de desarrollo, empresas especializadas) suelen aportar capacidades que no es realista asumir que las comunidades poseen desde el inicio.

Tabla 4. Condiciones Institucionales

Elemento institucional	Práctica internacional	Condición requerida en Colombia
Proveedores de asistencia técnica	ONG, agencias de desarrollo y empresas especializadas apoyan el desarrollo y la operación inicial	Red de organizaciones calificadas con presencia en ZNI, actualmente limitada
Plataformas de intercambio de conocimiento	Hubs e incubadoras difunden plantillas legales, diseños y guías de gestión	Plataforma nacional o regional para sistematizar pilotos colombianos y estandarizar aprendizajes
Capacidad de gobiernos locales	Equipos municipales dedicados coordinan con las comunidades	Formación y recursos para equipos territoriales en municipios de ZNI
Ecosistema de operadores	Operadores profesionales disponibles para alianzas o contratos de servicio	Desarrollo de empresas, cooperativas u organizaciones con capacidad operativa sostenida

Una lección consistente es que la asistencia técnica debe funcionar como un sistema y no como una intervención puntual. El programa Solar Champions de Panamá ilustra un esquema de formación estructurado: 280 horas durante siete semanas, impartidas en lenguas indígenas, que abordan instalación, mantenimiento, sostenibilidad financiera y empoderamiento de las mujeres; para 2024, 85 mujeres indígenas se habían graduado y 24 trabajaban en empresas solares (REN21, 2024). En Colombia existen iniciativas piloto; la condición para escalar consiste en sostener programas de formación comparables y estructurarlos de manera programática, con rutas explícitas para mantenimiento, reposición de activos, administración y gobernanza.

El ecosistema de operadores también resulta decisivo. La evidencia proveniente de África Subsahariana sugiere que los proyectos estrictamente propiedad de la comunidad son relativamente poco frecuentes; la mayoría de las mini-redes involucran entidades privadas (con o sin fines de lucro) que aportan experiencia profesional y acceso a capital (Oemmelen et al., 2025). Esto no implica desplazar a las comunidades; implica diseñar alianzas y acuerdos de servicio que eviten asignar a las comunidades toda la carga operativa desde el primer momento y que definan claramente expectativas de desempeño, calidad del servicio y transparencia.

C. Condiciones financieras para adaptación

El autofinanciamiento comunitario —común en algunos contextos europeos donde los ciudadanos invierten ahorros personales— no es viable en la mayoría de los territorios ZNI en Colombia. La pobreza y la limitada capacidad de pago restringen las contribuciones de capital, lo que hace indispensable el financiamiento externo para la infraestructura; al mismo tiempo, los ingresos por el servicio y los usos productivos de la energía deben sostener la operación y

mantenimiento (O&M) en el tiempo (OCDE, 2024; Cogent Engineering, 2021). La condición clave, por tanto, no es únicamente “contar con recursos”, sino estructurar flujos y reglas que permitan que los sistemas se mantengan sostenibles sin depender de subsidios permanentes.

Tabla 5. Condiciones financieras para adaptación

Elemento financiero	Evidencia internacional	Condición requerida en Colombia
Subvenciones de capital para infraestructura	Subvenciones basadas en desempeño vinculadas a resultados verificados; el programa ZEDSI de Zambia vincula los desembolsos al uso efectivo (SEforAll, 2025)	Recursos FAZNI estructurados con hitos verificables y posibilidad de complementarse con financiamiento climático internacional
Crédito concesional	Los bancos comerciales suelen estar ausentes del financiamiento directo de mini-redes (Power For All)	Líneas dedicadas a través de bancos de desarrollo con condiciones compatibles con los flujos y riesgos de las comunidades energéticas
Estructuras de financiamiento mixto (blended finance)	En 2023, el financiamiento global para mini-redes alcanzó USD 2.5 mil millones mediante combinaciones de subvenciones, deuda y capital (SEforAll, 2024)	Diseños que integren FAZNI, recursos climáticos y, progresivamente, capital privado en función de un historial de desempeño
Sistemas de pago	La medición prepago y los pagos móviles reducen el riesgo de recaudo; la expansión PAYG ha sido probada en múltiples países	Colombia cuenta con una red de corresponsales y billeteras móviles; los usuarios de billeteras aumentaron de 11,5 millones a 22,4 millones entre marzo de 2020 y marzo de 2021 (Better Than Cash Alliance, 2021); se requiere despliegue de medidores prepago y capacitación
Financiamiento para usos productivos	Equipos productivos integrados al uso de energía mejoran la demanda y los ingresos	Esquemas de crédito o arrendamiento para equipos productivos vinculados al despliegue de comunidades energéticas

Un factor habilitante adicional es la reducción global en los costos de tecnologías clave. Entre 2010 y 2024, los costos totales de instalación de la energía solar fotovoltaica a gran escala disminuyeron en 87 %, y los costos de baterías en 93 % (IRENA, 2025), lo que ha mejorado su competitividad frente al diésel en contextos remotos. En Colombia, estudios muestran la viabilidad económica de la transición del diésel hacia energías renovables en comunidades fuera de red (Garcés et al., 2023). Capturar este beneficio depende menos de la ingeniería que de incorporar desde la etapa de diseño el reemplazo de activos, la operación y mantenimiento (O&M), el recaudo de ingresos y los arreglos de gobernanza.

Para que los modelos cooperativos o comunitarios funcionen sin requerir aportes significativos de capital por parte de la comunidad, la adaptación debe apoyarse en canales alternativos de

financiamiento: subvenciones de FAZNI para infraestructura, crédito concesional para equipos y, de manera selectiva, esquemas de participación comunitaria con umbrales nominales (aportes en trabajo o pequeñas cuotas) que refuercen la apropiación sin exigir inversiones monetarias significativas. La evidencia regional de Brasil y Costa Rica muestra que el capital externo puede coexistir con la gobernanza comunitaria y generar sistemas sostenibles; el factor clave es estructurar la propiedad, los roles y las reglas de decisión de manera que se mantenga la participación comunitaria independientemente del origen del capital (IEA, 2024).

D. Condiciones comunitarias para adaptación

El éxito de una comunidad energética depende de la existencia de una organización social suficiente para gestionar activos colectivos y tomar decisiones vinculantes. La literatura destaca de manera consistente que la participación comunitaria mejora la sostenibilidad cuando es temprana, inclusiva y acompañada de fortalecimiento de capacidades, pero también advierte que la “capacidad comunitaria” no puede asumirse: debe evaluarse y, cuando sea necesario, desarrollarse antes de la puesta en operación del sistema (Gill-Wiehl et al., 2021)

Table 6. *Condiciones comunitarias para adaptación*

Elemento comunitario	Evidencia internacional	Condición requerida en Colombia
Organización social preexistente	Mayor desempeño cuando existen estructuras funcionales (consejos, asociaciones, cooperativas)	Identificar organizaciones existentes; cuando no existan, invertir en desarrollo organizacional antes del despliegue técnico
Duración y alcance de la capacitación	Solar Champions: 280 horas en siete semanas, con habilidades técnicas y de negocio (REN21, 2024)	Apoyo sostenido de duración comparable, incluyendo mantenimiento, gestión financiera y gobernanza
Estructuras de gobernanza	La transparencia y la supervisión comunitaria reducen la captura por élites	Formación estructurada en gobernanza y mecanismos de supervisión externa durante la operación inicial
Inclusión de género	Mejora la sostenibilidad y la distribución de beneficios	Inclusión deliberada de mujeres en la capacitación, el liderazgo y la toma de decisiones
Instituciones ancla	Escuelas y centros de salud aportan demanda y legitimidad	Integrar cargas ancla e involucrarlas en las reglas de operación y gobernanza

Los pilotos colombianos muestran señales relevantes de adaptación exitosa al integrar usos productivos de la energía que fortalecen la apropiación comunitaria y el flujo de caja, habilitados por condiciones locales. En Natagaima, la energía solar permite el bombeo de agua y la refrigeración de pescado; en Mingueo, la comunidad opera estaciones de carga para motocicletas eléctricas; y en La Plata, el acceso a la energía apoya el ecoturismo junto con la pesca tradicional (WRI, 2025). Experiencias en la Amazonía brasileña que vincularon sistemas solares de refrigeración con la pesca incrementaron la producción en más del 160 %, elevando los ingresos

y permitiendo contribuciones a fondos de mantenimiento (IEA, 2024). La lección operativa es clara: integrar usos productivos desde el inicio genera incentivos económicos que refuerzan la disciplina de pago, el mantenimiento y la continuidad del servicio.

La evidencia también confirma que las fallas de gobernanza constituyen un riesgo crítico. Estudios en India identifican que conflictos locales y captura por élites pueden distorsionar la participación efectiva, y que la falta de claridad en los roles genera ineficiencias y cierres de proyectos (Energy, Sustainability and Society, 2019). En Tanzania, 12 de 14 mini-redes comunitarias fallaron en cuatro años, atribuyéndose la mala gestión como causa principal (Energy, Sustainability and Society, 2024). Para Colombia, la condición habilitante no es únicamente “capacitar”, sino mantener reglas simples de contabilidad, trazabilidad y rendición de cuentas, idealmente con supervisión externa durante la fase inicial de operación.

E. Elementos que no se transfieren directamente al contexto colombiano

Algunas prácticas enfrentan barreras estructurales que impiden su aplicación literal. Los modelos europeos conectados a la red dependen de la venta de excedentes a las empresas de servicios públicos, de tarifas de alimentación (feed-in tariffs), medición neta (net metering) y agregación virtual sobre infraestructuras robustas. En ausencia de una red, estas lógicas no se aplican: en las Zonas No Interconectadas (ZNI) el sistema debe operar como un equilibrio local entre oferta y demanda, con prioridad en la continuidad del servicio y la gestión del ciclo de vida.

También existen condiciones de seguridad y acceso que diferencian el caso colombiano de gran parte de la literatura internacional. Algunas comunidades en ZNI han sido afectadas por el conflicto armado o por economías ilícitas, lo que introduce riesgos de hurto, sabotaje y restricciones de acceso para contratistas. Este contexto exige que la selección de sitios, la logística de O&M y el diseño de la gobernanza incorporen criterios de seguridad territorial como parte del riesgo operativo, y no como un elemento periférico.

Finalmente, la escala de subsidios operativos continuos disponible en países desarrollados no es replicable dadas las restricciones fiscales. Esta limitación refuerza una implicación central del diagnóstico: el diseño debe sustentarse en estructuras tarifarias realistas, ingresos provenientes de usos productivos de la energía y fondos para mantenimiento y reposición de activos que reduzcan la dependencia de apoyos recurrentes.

F. Condiciones para la viabilidad del programa

Para que el programa de comunidades energéticas escale de manera sostenida, se requiere una intervención coordinada en cuatro dimensiones. En el ámbito regulatorio, los avances recientes son significativos, pero la implementación en ZNI requiere reglas complementarias y, en particular, mecanismos claros frente a la llegada de la red, esquemas de coordinación interinstitucional para territorios ambientales e indígenas, y estándares técnicos apropiados para

modelos gestionados con participación comunitaria. Cerrar estas brechas reduce la incertidumbre y protege las inversiones.

En el plano institucional, la prioridad es construir una red de asistencia técnica y un ecosistema de operadores con presencia en ZNI, capaces de acompañar los proyectos más allá de la instalación. La brecha entre la política nacional y la capacidad local no se cierra por sí sola; requiere inversión deliberada en formación, personal, estándares y mecanismos de apoyo.

En el ámbito financiero, los niveles de pobreza hacen inevitable la movilización de capital externo para infraestructura. Los recursos de FAZNI y el financiamiento climático deben cubrir el CAPEX, mientras que las tarifas y los usos productivos deben sostener el O&M en el tiempo. Las estructuras de financiamiento mixto (blended finance) pueden ampliar la participación privada, pero su escalamiento depende de construir un historial de desempeño verificable. Innovaciones en recaudo, como los esquemas prepago, reducen el riesgo de flujo de caja y deberían considerarse una práctica estándar cuando sea aplicable (Better Than Cash Alliance, 2021; IRENA, 2020).

A nivel comunitario, las condiciones mínimas deben evaluarse caso por caso: existencia de una organización funcional, disposición a participar en procesos de formación, suficiente cohesión para gestionar activos compartidos y reglas claras para la toma de decisiones y el control social. Cuando estas condiciones no existen, el desarrollo organizacional debe preceder al despliegue técnico. La evidencia de programas intensivos como Solar Champions sugiere que una formación profunda —que incluya componentes técnicos, financieros y de gobernanza— aumenta la probabilidad de sostenibilidad (REN21, 2024).

En conjunto, estas condiciones son alcanzables, pero requieren coherencia en el diseño: las soluciones técnicas por sí solas no son suficientes. Las comunidades energéticas sostenibles emergen cuando los marcos regulatorios, el soporte institucional, las estructuras financieras y la capacidad comunitaria se alinean dentro de un mismo modelo operativo. Los pilotos iniciales en Colombia muestran que esta alineación es posible; escalar dependerá de sistematizar las condiciones que hicieron viables esos casos y convertirlas en el estándar del programa.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE EXPERIENCIAS LOCALES E INTERNACIONALES

Propósito: Comparar experiencias globales y colombianas, y extraer lecciones que puedan orientar modelos escalables en Colombia.

- Los casos internacionales y colombianos destacan de manera consistente la importancia de la claridad en la gobernanza, la planificación de la operación y mantenimiento (O&M), tarifas realistas y mecanismos sólidos de recaudo.
- Los pilotos colombianos reflejan patrones globales, mostrando que la instalación técnica rara vez es el principal desafío; la verdadera dificultad está en la operación de largo plazo.

Mensaje clave: Las lecciones provenientes de economías emergentes (Brasil, India, Kenia) son más relevantes para Colombia que los modelos europeos, ya que comparten desafíos rurales, fuera de red e institucionales similares. Los proyectos exitosos evolucionan de pilotos aislados hacia modelos escalables al abordar adecuadamente la operación y mantenimiento (O&M) y la disciplina de recaudo.

Esta sección compara experiencias internacionales y colombianas de comunidades energéticas con el fin de extraer lecciones aplicables al diseño y la implementación en Colombia. El objetivo es identificar patrones de éxito, modos recurrentes de falla y decisiones de diseño que explican la sostenibilidad operativa y financiera en distintos contextos, incluyendo esquemas conectados al SIN y sistemas aislados en territorios rurales y Zonas No Interconectadas (ZNI).

La comparabilidad se explica menos por la tecnología que por la capacidad de prestar un servicio continuo: claridad de roles, mecanismos para recaudar y distribuir beneficios, arreglos de operación y mantenimiento (O&M) y de reposición de activos, así como estructuras institucionales que reduzcan el riesgo de ejecución. Por ello, los casos se evalúan a través de un enfoque común de “exigibilidad” (enforceability), que enfatiza la alineación de actores, la gestión de flujos y la mitigación de riesgos dominantes (desempeño, demanda, recaudo, logística y cambios regulatorios).

La premisa diagnóstica es que el aprendizaje transferible suele encontrarse más en mecanismos que en formas. Instrumentos como desembolsos basados en desempeño, esquemas prepago, fondos de reposición, contratos de servicio con niveles de atención definidos y modelos de gobernanza con rendición de cuentas transparente tienden a ser replicables cuando se adaptan a la capacidad local y a las restricciones regulatorias. En contraste, las prácticas vinculadas a estructuras de mercado específicas —como incentivos basados en la venta de excedentes en sistemas altamente interconectados o subsidios operativos permanentes— requieren ajustes sustantivos para ser viables en contextos rurales y en las ZNI de Colombia.

Con base en esta lógica, la sección se estructura en dos componentes. Primero, presenta una lectura integrada de la experiencia internacional y nacional, destacando tipologías, arreglos institucionales, modelos operativos, resultados y factores condicionantes. Segundo, consolida aprendizajes comparativos y criterios de transferibilidad que alimentan el árbol de decisión, el análisis de condiciones habilitantes y el diseño financiero y operativo en las fases posteriores.

I. Experiencia local e internacional

Propósito: Identificar patrones compartidos entre casos globales y colombianos.

- Los casos internacionales enfatizan la gobernanza, la operación y mantenimiento (O&M), el diseño tarifario y la disciplina de recaudo como factores centrales para la sostenibilidad.
- Los pilotos colombianos muestran dependencias similares, lo que refuerza que estos factores son universales a través de distintos contextos.

El análisis comparativo de las experiencias de comunidades energéticas en Europa, América Latina, África y Asia muestra una doble realidad. Por un lado, se repiten patrones relativamente estables sobre los factores que permiten que los proyectos sean sostenibles en el tiempo. Por otro lado, existen diferencias profundas asociadas al punto de partida de cada región (nivel de electrificación, capacidad institucional, disponibilidad de capital y objetivos de política pública), que modifican la forma en que se diseñan la gobernanza, las tarifas, los mecanismos de financiamiento y la gestión de riesgos. Interpretar estas convergencias y divergencias es clave para que Colombia incorpore el aprendizaje internacional de manera selectiva, evitando transferir supuestos que no se ajustan a la ruralidad y a las Zonas No Interconectadas (ZNI).

Tabla 7. Experiencias de Comunidades Energéticas

Dimensión	Patrón consistente	Variación clave	Posición de Colombia
Gobernanza	La participación comunitaria mejora los resultados; el reconocimiento legal claro facilita un crecimiento ordenado.	Cooperativas formales; operadores privados con interfaz comunitaria; comités informales.	Asociaciones comunitarias apoyadas por ONG; la regulación proporciona base legal, pero la capacidad de gobernanza aún es incipiente.
Diseño técnico	Las configuraciones híbridas con solar se han consolidado; el diésel permanece como respaldo.	Europa: generación distribuida conectada a red; África y Asia: mini-redes aisladas.	En ZNI predominan las mini-redes aisladas; son comunes las configuraciones solar-batería-diésel.

Dimensión	Patrón consistente	Variación clave	Posición de Colombia
Tarifas y recaudo	El diseño tarifario busca equilibrar asequibilidad y recuperación de costos; el prepago reduce el riesgo de recaudo.	Tarifas que reflejan costos; tarifas uniformes que requieren subsidios permanentes.	Históricamente, tarifas uniformes vía subsidios FAZNI/FOES; la nueva regulación podría habilitar mayor flexibilidad local.
Financiamiento	Los subsidios de capital suelen ser decisivos; el crédito comercial sigue siendo limitado; el financiamiento mixto está creciendo.	Europa: inversión de miembros e incentivos públicos; África: donantes; América Latina: disponibilidad internacional fragmentada.	FAZNI provee una base doméstica; es necesario combinar recursos públicos con financiamiento climático internacional.
Gestión de riesgos	Los riesgos de ingresos, O&M y reposición deben abordarse desde el diseño, no como correctivos posteriores.	Instrumentos sofisticados (p. ej., first loss) concentrados en África; modelos más simples en otros contextos.	La gestión formal de riesgos está poco desarrollada; los primeros pilotos muestran fallas cuando el ciclo de vida no se planifica desde el inicio.
Roles institucionales	Mandatos claros y coordinación sencilla aceleran el despliegue.	Modelos de una sola agencia; coordinación multiagencial cuando hay superposición con áreas protegidas.	Panorama institucional complejo: Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ambiente, Parques Nacionales, gobiernos locales y autoridades indígenas.

El hallazgo más consistente entre distintos contextos es que las comunidades energéticas que atienden poblaciones de bajos ingresos requieren apoyo financiero externo sostenido para lograr simultáneamente equidad social y viabilidad operativa. Una revisión de 2025 sobre mini-redes en África señaló explícitamente que alcanzar sostenibilidad financiera y social sin subsidios sigue siendo excepcionalmente difícil (Fajardo et al., 2025). Este hallazgo se confirma al analizar cooperativas en Costa Rica, mini-redes en aldeas de Kenia o proyectos piloto en las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. El patrón observado es que el apoyo externo cubre los costos de capital iniciales, mientras que los ingresos tarifarios contribuyen a la operación; los sistemas prepago se han convertido en una práctica estándar para reducir el riesgo de recaudo en comunidades dispersas. La dependencia histórica de Colombia de FAZNI y del Fondo de Energía Social (FOES) para subsidiar el servicio diésel fuera de red refleja esta lógica (SAIS Perspectives, 2020), y mantener apoyos similares para comunidades energéticas basadas en renovables será esencial para llegar a poblaciones marginadas.

La participación comunitaria mejora consistentemente los resultados, pero el fortalecimiento de capacidades requerido suele subestimarse. La participación local desde el inicio genera confianza, facilita la implementación y sostiene los sistemas al permitir resolver problemas a nivel local. Comunidades colombianas que ayudaron a diseñar y ahora gestionan sus sistemas energéticos

reportan el uso de la electricidad para nuevas actividades generadoras de ingresos y empleo (WRI, 2025). Sin embargo, la participación por sí sola no es suficiente. Comunidades en Colombia han señalado que periodos cortos de capacitación no las prepararon adecuadamente para la complejidad del sistema (WRI, 2025), lo cual coincide con la experiencia internacional, donde los proyectos se debilitan una vez finaliza el apoyo técnico inicial. Una evaluación integral de proyectos fuera de red en África subsahariana encontró que 17 de 29 se volvieron inoperables en seis meses, siendo causas comunes la capacitación insuficiente y la falta de planificación del mantenimiento (Terrapon-Pfaff et al., 2020). Los programas exitosos tratan el fortalecimiento de capacidades como un acompañamiento continuo, con fondos de reserva para mantenimiento incorporados en los presupuestos desde el inicio, en lugar de una intervención puntual seguida de retiro.

Las decisiones tecnológicas también muestran una convergencia global hacia configuraciones solares híbridas, con la participación de la energía fotovoltaica en mini-redes aumentando del 14 % al 59 % entre 2018 y 2024 (SEforAll, 2024). Esta convergencia implica que Colombia puede beneficiarse del conocimiento técnico acumulado y de la caída en los precios de los equipos, sin necesidad de desarrollar soluciones pioneras. Los países que han establecido marcos legales claros para las comunidades energéticas, como la Ley 8345 de Costa Rica para cooperativas y la Resolución CREG 101 072 de 2025 en Colombia (PV Magazine, 2025), han observado un crecimiento más ordenado y mayor confianza de los inversionistas que aquellos donde las comunidades operan en ambigüedad legal. El desafío restante es la planificación del ciclo de vida: las baterías requieren reemplazo cada cinco a diez años, y los proyectos que no presupuestan este aspecto enfrentan fallas del sistema, independientemente de lo bien diseñados que hayan sido inicialmente. Pilotos colombianos en San Bernardo y La Plata ya han experimentado problemas de mantenimiento cuando los costos del ciclo de vida no se abordaron desde el inicio (WRI, 2025).

Las motivaciones regionales también difieren. En Europa, las comunidades energéticas priorizan la descarbonización y la participación ciudadana en contextos donde los hogares ya cuentan con electricidad confiable de la red (Ahmed et al., 2024). En África y Asia, los programas se orientan principalmente a la electrificación rural y al acceso por primera vez (SEforAll, 2024). Colombia se sitúa en un terreno distinto: enfatiza el acceso de última milla para poblaciones indígenas y afrocolombianas marginadas, dentro de un marco de Transición Energética Justa, lo que configura la selección de proyectos y las métricas de éxito de manera diferente a los precedentes europeos y africanos.

Estas diferentes motivaciones generan entornos habilitantes distintos. En Europa, los ciudadanos pueden invertir ahorros personales; los programas africanos suelen beneficiarse de una fuerte presencia de organismos multilaterales y donantes. Colombia cuenta con financiamiento doméstico a través de FAZNI, pero carece tanto de la capacidad fiscal para subsidios al nivel europeo como de la concentración de donantes que apoya la expansión africana. En el plano institucional, algunos países africanos han simplificado el despliegue mediante modelos de agencia única, mientras que en Colombia muchas comunidades en ZNI se superponen con áreas

protegidas, parques marinos y territorios indígenas, lo que requiere coordinación entre múltiples entidades. El proyecto de La Plata experimentó retrasos porque su ubicación dentro de un parque nacional exigía la articulación de varias autoridades (WRI, 2025). Las condiciones de seguridad en algunas zonas ZNI, asociadas al conflicto armado y economías ilícitas, añaden riesgos que rara vez se abordan en la literatura técnica internacional.

Para Colombia, la implicación es que las soluciones técnicas probadas, los principios de gobernanza y las innovaciones en pago pueden adoptarse, pero las rutas de financiamiento y los mecanismos de coordinación institucional deben adaptarse a las condiciones locales. Entre los factores habilitantes se encuentran el nuevo marco regulatorio, el financiamiento establecido de FAZNI, los recursos solares favorables y los primeros pilotos que demuestran la integración de usos productivos. Entre las restricciones se incluyen el capital comunitario limitado que requiere apoyo externo sostenido, la complejidad multiinstitucional, periodos de capacitación que han resultado demasiado cortos y brechas de mantenimiento que ya han generado problemas operativos. Abordar estas restricciones de manera sistemática determinará si el programa logra escalar con sostenibilidad.

II. Casos de referencia internacionales

Propósito: Presentar ejemplos globales que ilustren modelos diversos y su relevancia.

- Los casos europeos operan en contextos con infraestructura eléctrica robusta y alta capacidad institucional, que difieren de muchos territorios colombianos.
- Brasil, India, Kenia e Indonesia ofrecen lecciones más aplicables para entornos rurales y fuera de red similares a las ZNI de Colombia.

Para fundamentar el análisis comparativo en ejemplos concretos, esta sección presenta una selección de casos internacionales de comunidades energéticas con resultados documentados y verificables. La intención no es clasificar mejores prácticas, sino ilustrar diversas combinaciones de tecnología, arreglos institucionales y esquemas operativos, y extraer lecciones relevantes para Colombia, particularmente para territorios rurales y Zonas No Interconectadas (ZNI).

Los casos fueron seleccionados para representar rutas de implementación contrastantes: (i) sistemas aislados con alta penetración de energías renovables y reglas operativas que protegen la continuidad del servicio; (ii) modelos conectados a red que capturan valor mediante el autoconsumo y la compensación de excedentes; (iii) esquemas que integran usos productivos de la energía para fortalecer la sostenibilidad y el recaudo; y (iv) arreglos de gobernanza que van desde la propiedad comunitaria y las cooperativas hasta la operación privada con una interfaz comunitaria estructurada. En conjunto, estos casos destacan las condiciones habilitantes detrás del desempeño (gobernanza, reglas de distribución de beneficios, disposiciones de operación y mantenimiento —O&M— y reposición de activos, y capacidad de coordinación) y los elementos que requieren adaptación para el contexto colombiano.

A continuación, se describen seis casos de referencia, organizados según su mecanismo central de sostenibilidad y su relevancia práctica para el diseño de comunidades energéticas en Colombia.

Tabla 8. Casos internacionales de comunidades energéticas

Caso	Ubicación	Tecnología	Gobernanza	Resultados clave	Fuente
Isle of Eigg	Escocia, Reino Unido	Solar fotovoltaica (PV), eólica, hidroeléctrica, baterías y respaldo diésel (184 kW en total)	Empresa propiedad de la comunidad (Eigg Electric Ltd.)	Electricidad 24/7 con 95% de energías renovables; un límite de 5 kW por hogar asegura distribución equitativa.	Isle of Eigg; EU Clean Energy Islands
Cooperativa RevoluSolar	Río de Janeiro, Brasil	Solar PV en techos (26 kWp)	Cooperativa en favelas apoyada por ONG	Primera cooperativa solar en Brasil; más de 25 familias con reducción en sus facturas; capacitación para instaladores locales.	350.org; RioOnWatch
RESEX Solar	Amazonas, Brasil	Solar PV que reemplaza generadores diésel	Alianza comunitaria con apoyo de ONG	La producción de pescado aumentó más del 160% gracias a la refrigeración; se establecieron fondos comunitarios de mantenimiento.	IEA, 2024
Coopeguanacaste	Guanacaste, Costa Rica	Distribución conectada a red con generación hidroeléctrica, solar y eólica	Cooperativa eléctrica rural (desde 1965)	Más de 90.000 miembros; 99,7% de electrificación en su área; logró generación 100% renovable.	Madriz-Vargas et al., 2016; Eos-GNSS
Mera Gao Power	Uttar Pradesh, India	Microredes solares DC (300 W por aldea)	Empresa privada con clientes comunitarios	Más de 1.500 microredes que atienden a más de 100.000 personas; USD 1–2 por hogar al mes para iluminación.	IGC; Comisión Europea

Caso	Ubicación	Tecnología	Gobernanza	Resultados clave	Fuente
Talek Solar Mini-Grid	Condado de Narok, Kenia	Sistema híbrido solar-batería (50 kW) con respaldo diésel	Propiedad del gobierno del condado, operación privada (PowerGen)	1.500 personas atendidas; crecimiento poblacional del 40% en el centro poblado; habilitó negocios vinculados al turismo.	New Climate Institute

A. Isle of Eigg, Escocia

La isla de Eigg representa un ejemplo pionero de autonomía energética completa para una comunidad aislada. Esta pequeña isla de aproximadamente 100 habitantes operaba exclusivamente con generadores diésel hasta 2008, cuando la comunidad estableció Eigg Electric Ltd. como una empresa de propiedad comunitaria. El sistema integra tres generadores hidroeléctricos, cuatro turbinas eólicas y paneles solares con almacenamiento en baterías, proporcionando suministro continuo por primera vez en la historia de la isla. El respaldo diésel aún está disponible, pero representa solo el 5 % de la generación.

La relevancia para Colombia radica en demostrar que incluso comunidades muy aisladas pueden operar redes basadas en energías renovables con alta confiabilidad. Entre los factores clave de éxito se encuentran un fuerte liderazgo comunitario, subvenciones externas para cubrir los costos de capital y reglas operativas claras, incluyendo límites de consumo por hogar que aseguran una distribución equitativa sin sobrecargar el sistema. El caso de Isle of Eigg muestra que el éxito técnico y la autosuficiencia comunitaria pueden lograrse simultáneamente cuando las estructuras de gobernanza están bien diseñadas.

B. RevoluSolar Cooperative, Brazil

RevoluSolar opera en las favelas de Babilônia y Chapéu Mangueira (asentamientos urbanos informales) con vista a Copacabana. Esta iniciativa utiliza la política de medición neta (net metering) de Brasil para reducir las facturas de electricidad de las familias miembros. El modelo cooperativo no requiere un pago inicial por parte de los miembros; la generación solar compensa las facturas con la empresa de servicios públicos, y parte de los ahorros se reinvierte en un fondo cooperativo para nuevas instalaciones.

Para Colombia, RevoluSolar ilustra cómo la organización social combinada con políticas de apoyo puede ofrecer beneficios económicos y empoderamiento a comunidades marginadas. Aunque las zonas fuera de red en Colombia no pueden utilizar la medición neta con las empresas de servicios públicos, el principio de inversión comunitaria conjunta para beneficios compartidos es transferible. El proyecto también destaca el valor de los programas de formación: la cooperativa

ofrece cursos para que miembros de la comunidad se capaciten como instaladores solares, generando empleo local y capacidad técnica.

C. RESEX Solar, Amazonía Brasileira

En la Amazonía brasileña, RESEX Solar reemplazó generadores diésel por sistemas fotovoltaicos, permitiendo que una comunidad pesquera alimentara por primera vez equipos de refrigeración. La producción anual de pescado aumentó más del 160 %, mejorando significativamente los ingresos de los hogares. Los ingresos adicionales permitieron a la comunidad establecer fondos de mantenimiento, creando una base para la sostenibilidad a largo plazo y demostrando el potencial transformador de vincular el acceso a la energía con usos productivos.

RESEX Solar es directamente análogo a comunidades colombianas en la Amazonía y el Pacífico, donde la pesca constituye una actividad económica central. El piloto colombiano en Natagaima, donde la energía solar se utiliza para el bombeo de agua y la refrigeración de pescado, refleja este enfoque. Este caso refuerza por qué la planificación del mantenimiento debe incorporarse desde el inicio: incluso sistemas bien diseñados pueden fallar sin apoyo operativo continuo.

D. Coopeguanacaste, Costa Rica

Como una de las cuatro cooperativas eléctricas rurales que operan en Costa Rica desde la década de 1960, Coopeguanacaste demuestra que el modelo cooperativo puede escalar con éxito y mantenerse efectivo durante décadas. Creciendo de 229 miembros en 1965 a más de 90.000 en la actualidad, la cooperativa gestiona la distribución en 3.696 km² y ha alcanzado 99,7 % de electrificación en su área de servicio. Inversiones recientes en generación hidroeléctrica, solar y eólica han permitido alcanzar un suministro eléctrico 100 % renovable.

Históricamente, Colombia no ha contado con cooperativas eléctricas de escala comparable, pero la experiencia costarricense sugiere que permitir que las comunidades energéticas evolucionen hacia empresas cooperativas de mayor escala puede generar servicios públicos sostenibles y arraigados en el territorio. Entre los factores habilitantes se encuentran la Ley 8345, que proporciona un marco legal favorable, décadas de desarrollo de gestión profesional dentro del movimiento cooperativo y financiamiento inicial suficiente, como el proporcionado por el programa Alianza para el Progreso.

E. Mera Gao Power, India

Mera Gao Power representa un enfoque del sector privado para la electrificación de muy bajo costo. La empresa, financiada por tres fondos de inversión de impacto por un total de USD 2,5 millones, ha instalado más de 1.500 microrredes solares de corriente continua (DC) en Uttar Pradesh, cada una atendiendo entre 10 y 20 hogares con costos inferiores a USD 1.000 por sistema. El modelo de negocio utiliza prepago semanal y se enfoca en servicios básicos:

iluminación LED y carga de teléfonos móviles. Aunque estos sistemas no alimentan electrodomésticos de mayor consumo, cubren necesidades esenciales a costos extremadamente bajos.

Para las comunidades más pobres o pequeñas de Colombia, este modelo sugiere que sistemas solares DC básicos podrían proporcionar iluminación y comunicaciones como primer paso, con microredes más grandes posteriormente a medida que crezcan la demanda y las capacidades. Sin embargo, el programa colombiano en general ha buscado un alcance mayor, integrando usos productivos que requieren capacidades de generación más robustas.

F. Talek Solar Mini-Grid, Kenya

La mini-red de Talek ilustra un enfoque híbrido de gobernanza en el que la infraestructura es de propiedad pública, pero operada por un actor privado. Puesta en marcha en 2015 por GIZ, el sistema solar-batería de 50 kW fue transferido al Gobierno del Condado de Narok, que contrató a PowerGen para su operación y mantenimiento. El proyecto presta servicio a aproximadamente 1.500 personas en un centro poblado cercano a la Reserva Nacional Maasai Mara.

Su relevancia para Colombia radica en demostrar que la energía comunitaria puede alinearse con actividades económicas locales, en este caso el ecoturismo. Tras la electrificación, la localidad experimentó un crecimiento poblacional del 40 %, impulsado por nuevos negocios orientados a los turistas. Para comunidades colombianas cercanas a áreas protegidas o con potencial turístico, una alineación similar entre acceso a energía y oportunidades económicas podría fortalecer la sostenibilidad del proyecto.

III. Casos de comunidades energéticas en Colombia

Propósito: Resumir los pilotos colombianos y sus características operativas.

- La mayoría de los pilotos colombianos utilizan sistemas solares o híbridos e incorporan participación comunitaria en la gobernanza o en la operación.
- Los desafíos de sostenibilidad se relacionan con el financiamiento de la operación y mantenimiento (O&M), el desempeño en el recaudo de pagos y la limitada capacidad técnica local.

El programa de comunidades energéticas de Colombia se lanzó en 2023 y, para octubre de 2024, aproximadamente 100 comunidades energéticas estaban activas en todo el país (WRI, 2025). Los primeros pilotos abarcan diversas geografías y modelos operativos, y proporcionan evidencia temprana tanto de resultados positivos en acceso y bienestar como de fricciones recurrentes asociadas con el mantenimiento, la gobernanza operativa y la sostenibilidad financiera a lo largo del ciclo de vida.

En conjunto, estos casos permiten observar cómo los elementos que el diagnóstico identifica como críticos se manifiestan en la práctica: continuidad del servicio, claridad de responsabilidades, disciplina de recaudo cuando aplica, capacidades locales y mecanismos verificables de operación y mantenimiento (O&M) y de reposición de activos.

Tabla 9. Comunidades Energéticas en Colombia

Comunidad	Tecnología	Usos productivos	Resultados clave	Principales desafíos
Archipiélago de La Plata (Bahía Málaga, Costa Pacífica)	Mini-red híbrida solar-diésel; sistemas solares domiciliarios	Turismo, pesca, refrigeración	293 familias con energía 24/7; liderazgo femenino en la gestión	Problemas de mantenimiento por negligencia del contratista; coordinación con la Autoridad de Parques Nacionales
Mingueo (La Guajira, Caribe)	Sistema solar fotovoltaico de 12 paneles con batería	Carga de motocicletas eléctricas y transporte	Estación comunitaria de carga en operación; movilidad más limpia para el transporte local	Piloto de pequeña escala; el desafío es expandirse hacia conexiones domiciliarias
Resguardo indígena Tamirco (Natagaima, Tolima, región andina)	Arreglo solar de 20 paneles con baterías de plomo-ácido	Piscicultura: bombeo de agua, refrigeración, iluminación	Aumento en la producción de pescado; fondo comunitario rotatorio para mantenimiento	Ubicación remota limita el acceso a apoyo externo; incertidumbre sobre el financiamiento para el reemplazo de baterías
Santa Cruz del Islote / Isla Múcura (Archipiélago de San Bernardo, Caribe)	Sistema híbrido solar-diésel	Turismo, pesca	Mejora inicial del servicio	Fallas de mantenimiento por el operador contratado; interrupciones frecuentes; la comunidad busca reconocimiento formal como comunidad energética

A. La Plata Archipelago, Bahía Malaga

Ubicado dentro del Parque Nacional Natural Uramba Bahía Málaga, en la costa pacífica de Colombia, el Archipiélago de La Plata está conformado por cuatro comunidades afrocolombianas insulares que históricamente dependían de generadores diésel que proporcionaban solo cuatro horas de electricidad al día. Una mini-red híbrida solar-diésel instalada en 2025 ahora suministra energía las 24 horas a cerca de 300 familias, mejorando significativamente la calidad de vida y permitiendo nuevas actividades económicas.

El proyecto demuestra el potencial del acceso a la energía para apoyar tanto las actividades pesqueras como el ecoturismo. Los residentes ahora pueden refrigerar las capturas y ofrecer

servicios básicos a visitantes, ampliando oportunidades de ingreso. La gobernanza se ha fortalecido a través del Consejo Comunitario de Comunidades Negras, donde el liderazgo femenino ha desempeñado un papel esencial en la gestión del sistema.

Los principales desafíos han surgido en torno al mantenimiento. El contratista privado inicialmente responsable de mantener el sistema no atendió adecuadamente las baterías y los inversores, lo que generó problemas operativos hacia finales de 2025. Actualmente, la comunidad trabaja con entidades gubernamentales para abordar estas dificultades y formalizar la microred bajo el marco regulatorio de comunidades energéticas, con el fin de asegurar financiamiento y apoyo técnico dedicados. El proyecto también enfrentó retrasos durante su construcción debido a su ubicación en un área protegida, lo que requirió coordinación con las autoridades de Parques Nacionales.

B. Mingueo, La Guajira

En el corregimiento caribeño de Mingueo, un proyecto piloto lanzado en noviembre de 2023 estableció una estación comunitaria de carga mediante un sistema solar fotovoltaico de 12 paneles con almacenamiento en baterías. En lugar de abastecer directamente a los hogares, el proyecto funciona principalmente como estación de carga para motocicletas eléctricas, respondiendo a las necesidades de transporte de los residentes que dependen de las motocicletas para sus medios de vida.

Este enfoque ilustra una integración creativa entre acceso a la energía y generación de ingresos. El proyecto convirtió algunas motocicletas a gasolina en eléctricas y ofrece carga solar, reduciendo costos de combustible y contaminación. Miembros de la comunidad han sido capacitados en mantenimiento de sistemas solares y adaptación de vehículos eléctricos, fortaleciendo la capacidad técnica local.

El principal desafío es la escala. El piloto actual cubre necesidades básicas, pero no proporciona conexiones eléctricas domiciliarias. La expansión hacia una microred más amplia requerirá inversión adicional y una infraestructura de distribución más compleja. No obstante, el modelo de colaboración multiactor —que involucra una ONG, una empresa de energías renovables, el Ministerio de Minas y Energía y la Universidad de La Guajira— demuestra un enfoque de alianza que podría facilitar su escalamiento.

C. Tamirco Resguardo Indígena, Natagaima

El Resguardo Indígena Tamirco, en Tolima, ejemplifica la integración entre acceso a la energía y agricultura productiva. Un arreglo solar de 20 paneles con baterías de plomo-ácido alimenta el bombeo de agua desde una cisterna de 15 metros, la iluminación de estanques piscícolas y cuatro refrigeradores para conservar el pescado antes de su venta. El sistema ha fortalecido la cooperativa piscícola comunitaria, mejorando tanto la seguridad alimentaria como los ingresos.

Destaca la creación de mecanismos locales innovadores de financiamiento. Un Fondo Rotatorio cubre los costos de mantenimiento del sistema solar, mientras que un Fondo de Ahorro Privado ofrece líneas de crédito a los miembros de la cooperativa para necesidades productivas y sociales. Ambos fondos se capitalizan destinando 5 % de los ingresos provenientes de la pesca, generando una vía hacia la autosuficiencia financiera. Este enfoque cuenta con el apoyo de la ONG Grupo Semillas, aunque es gestionado directamente por la comunidad.

Los desafíos se relacionan con la ubicación remota y la sostenibilidad a largo plazo de los fondos comunitarios. Si ocurren fallas mayores en el equipo, los recursos acumulados podrían resultar insuficientes. No obstante, el modelo de Tamirco representa un enfoque prometedor de propiedad local y planificación financiera que otras comunidades podrían adaptar.

D. Santa Cruz del Islote and Isla Múcura

Las islas del Archipiélago de San Bernardo muestran claramente el costo de no asegurar un O&M verificable. Un sistema híbrido solar-diésel mejoró inicialmente el servicio, pero su operación se deterioró debido a mantenimiento inadecuado y fallas asociadas con la gestión del operador contratado, generando interrupciones recurrentes. La dependencia del suministro de diésel y la falta de cumplimiento oportuno en componentes críticos ilustran cómo un arreglo contractual débil —sin incentivos ni supervisión efectivos— puede conducir a una pérdida de desempeño, incluso cuando el CAPEX ya ha sido ejecutado.

El caso refuerza la necesidad de proporcionar a las comunidades capacidades mínimas de monitoreo, control y respuesta ante incumplimientos, así como de estructurar mecanismos que eviten que el servicio quede cautivo de un tercero sin consecuencias. La búsqueda de reconocimiento formal como comunidad energética también refleja una motivación práctica: acceder a rutas de apoyo y financiamiento que permitan estabilizar el O&M, sostener la reposición de activos y ordenar la gobernanza del servicio.

En conjunto, los casos colombianos reflejan avances tangibles en continuidad del suministro y generación de valor cuando la energía se conecta con medios de vida (piscicultura, turismo, movilidad). Al mismo tiempo, confirman que el principal riesgo no está en la instalación, sino en la operación sostenida: O&M insuficiente, capacitación de corta duración, responsabilidades difusas y ausencia de provisiones para reposición tienden a traducirse en degradación del servicio y pérdida de confianza.

Dado el objetivo de escalar a miles de comunidades y añadir capacidad renovable mediante este enfoque (PV Magazine, 2025), las lecciones de los pilotos apuntan a prioridades claras: fortalecer estándares y contratos de O&M, formalizar mecanismos de reserva y reposición, ampliar la formación práctica y garantizar coordinación interinstitucional ágil, especialmente en territorios rurales, ZNI y zonas con restricciones ambientales o administrativas (WRI, 2025).

IV. Comparison of Outcomes, Barriers, and Enabling Factors

Propósito: Sintetizar las lecciones transversales entre casos sobre los factores que impulsan o limitan el éxito.

- Una gobernanza sólida, tarifas realistas y apoyo técnico continuo son habilitadores comunes en los casos exitosos.
- Entre las barreras se incluyen procesos institucionales fragmentados, financiamiento limitado para operación y mantenimiento (O&M) y una débil capacidad organizativa comunitaria.

La integración de las experiencias internacionales y colombianas revela patrones consistentes en los resultados, barreras comunes que limitan el desempeño operativo y factores habilitantes que respaldan la sostenibilidad en el tiempo. Esta comparación permite separar tres elementos que a menudo se confunden: los resultados observables en el servicio y en el ámbito socioeconómico; las barreras estructurales que impiden que los proyectos se mantengan operativos con calidad; y las condiciones habilitantes que permiten que un piloto se convierta en un modelo escalable.

En Colombia, el valor comparativo es doble: por un lado, confirma aprendizajes globales ampliamente documentados sobre mini-redes y energía comunitaria; por otro, pone en evidencia fricciones propias de territorios rurales y ZNI, donde la logística, los requisitos de coordinación interinstitucional y las limitaciones de capacidad local amplifican riesgos que en contextos conectados a red se gestionan con menores costos de transacción.

En términos de resultados, la evidencia internacional y nacional converge en que el impacto central es la mejora del servicio eléctrico: acceso donde antes no existía o aumentos sustanciales en continuidad y calidad donde el servicio era precario. Casos como Isle of Eigg muestran que el suministro 24/7 basado mayoritariamente en energías renovables es factible en entornos aislados; en Colombia, el Archipiélago de La Plata evidencia mejoras comparables, pasando de unas pocas horas diarias de suministro diésel a un servicio continuo mediante un esquema híbrido. Los efectos más transformadores tienden a materializarse cuando la electricidad respalda capacidades productivas y organizativas. La refrigeración en cadenas pesqueras, el bombeo para actividades agroproductivas y la movilidad eléctrica pueden aumentar ingresos y reducir costos, al tiempo que refuerzan la legitimidad del sistema mediante beneficios visibles en la vida cotidiana.

Los resultados sociales también muestran convergencia: la participación sostenida fortalece el sentido de apropiación, reduce conflictos y mejora la disciplina operativa. Los programas que combinan electrificación con formación han generado empleos verdes y capacidades locales; en Colombia, señales comparables se observan en el liderazgo comunitario y en el fortalecimiento de la gobernanza cuando existen reglas claras y mecanismos básicos de rendición de cuentas. Los beneficios ambientales son transversales: sustituir diésel por energía solar y almacenamiento

reduce emisiones y disminuye los riesgos asociados al transporte y manejo de combustibles; en Colombia estos beneficios se vinculan directamente con los objetivos climáticos nacionales y con la Transición Energética Justa.

Tabla 10. Análisis de Resultados

Categoría de resultado	Evidencia internacional	Evidencia en Colombia
Acceso y confiabilidad del servicio eléctrico	Las mini-redes han proporcionado electricidad por primera vez a aldeas en África y Asia; Isle of Eigg alcanzó suministro 24/7 con 95% de energías renovables.	El Archipiélago de La Plata pasó de 4 horas diarias con diésel a servicio 24/7 con un sistema híbrido solar; múltiples comunidades reportan mayor confiabilidad del servicio.
Desarrollo económico local	Una comunidad pesquera en la Amazonía brasileña aumentó su producción en más de 160% mediante refrigeración.	La piscicultura en Natagaima se apoya en bombeo solar y cadena de frío; Mingueo habilita servicios de transporte eléctrico.
Empoderamiento social	Programas de formación en Panamá y Brasil han desarrollado capacidad técnica local y creado empleos verdes.	El liderazgo femenino es evidente en La Plata y San Bernardo; se han fortalecido las estructuras de gobernanza comunitaria.
Beneficios ambientales	La transición global de diésel a solar en mini-redes reduce emisiones y elimina derrames de combustible.	Los proyectos colombianos están explícitamente vinculados a la meta de reducción de emisiones del 51% para 2030.

Las barreras también muestran una fuerte convergencia, y el patrón más relevante es que los cuellos de botella no se ubican únicamente en la tecnología. Incluso con tecnología adecuada, los proyectos fracasan si la infraestructura no puede convertirse en un servicio: quién realiza el mantenimiento, cómo se gestionan y controlan los flujos, quién toma las decisiones, cómo se asignan los beneficios, cómo se gestionan los atrasos en pagos y qué ocurre cuando se presentan incumplimientos o fallas.

La brecha de capacidades aparece cuando la formación es corta o discontinua y cuando las personas capacitadas no logran sostener rutinas de operación, contabilidad, recaudo y control social. El financiamiento para operación, mantenimiento (O&M) y reposición de activos suele ser el punto ciego más perjudicial: cuando no se establecen provisiones y reglas explícitas, el sistema se degrada, la disponibilidad del servicio disminuye y la confianza se erosiona, lo que a su vez afecta los ingresos y la legitimidad.

En las ZNI, la logística amplifica todos estos factores: repuestos, técnicos y tiempos de respuesta convierten fallas menores en interrupciones prolongadas. En Colombia, además, existe una barrera distintiva: la complejidad de la coordinación interinstitucional en territorios étnicos, áreas protegidas y zonas marinas, que introduce retrasos y mayores costos de transacción.

Finalmente, una gobernanza frágil o capturada puede desviar el proyecto incluso cuando existen tecnología y recursos, ya que la percepción de inequidad y la falta de claridad en los roles tienden a traducirse en conflictos y abandono operativo.

Tabla 11. Análisis de Barreras

Barrera	Detalles	Evidencia
Brechas de capacidad y formación	Las comunidades enfrentan dificultades para resolver fallas técnicas, así como para gestionar contabilidad y gobernanza una vez finaliza la formación inicial.	Comunidades colombianas reportaron que una capacitación de 3 meses fue insuficiente; brechas similares han sido identificadas en programas de mini-redes en África.
Financiamiento de O&M	Los ingresos por tarifas en comunidades de bajos ingresos rara vez cubren completamente el mantenimiento, el reemplazo de equipos y los costos administrativos.	El financiamiento fue identificado como un desafío persistente en todos los pilotos colombianos; los costos de reemplazo de baterías generan especial preocupación.
Restricciones de capital inicial	Escalar hacia múltiples comunidades requiere movilizar capital significativo que los inversionistas comerciales perciben como riesgoso.	La cautela de la inversión privada está documentada a nivel global; Colombia depende principalmente de fondos públicos y apoyo de donantes.
Mantenimiento y soporte técnico	Las comunidades remotas carecen de acceso a técnicos y repuestos; las reparaciones pueden convertirse en crisis operativas.	Fallas del sistema en San Bernardo debido a negligencia del contratista; retrasos cuando el equipo falla en ubicaciones aisladas.
Coordinación institucional	Dependiendo del territorio, múltiples autoridades deben alinearse para la implementación de los proyectos.	La construcción en La Plata se retrasó por la coordinación con Parques Nacionales; la fragmentación regulatoria se reporta como una barrera.
Desafíos de gobernanza comunitaria	Disputas locales, captura por élites o roles poco claros pueden desviar los proyectos.	Se reportan casos de desconfianza o faccionalismo; se enfatiza la necesidad de procesos de decisión inclusivos.

Los factores habilitantes aparecen como el inverso de estas barreras, pero no como “buenas prácticas” genéricas: funcionan cuando se convierten en reglas verificables y rutinas sostenidas. Un marco claro de política pública proporciona legitimidad y reduce la incertidumbre para los actores territoriales, operadores y financiadores, pero solo si se traduce en procedimientos exigibles, roles definidos y responsabilidades claras. El acceso a recursos debe cubrir tanto la instalación como el mantenimiento del servicio, incorporando provisiones para O&M y reposición de activos, para evitar que el programa acumule infraestructura sin continuidad operativa.

El fortalecimiento de capacidades funciona cuando es continuo, con acompañamiento y refuerzos periódicos, y cuando se acompaña de mecanismos de administración, transparencia y control social. La propiedad y el liderazgo comunitario sostienen la operación y el recaudo, especialmente cuando existen reglas claras para la distribución de beneficios y la toma de decisiones. La integración con usos productivos es un habilitador crítico porque alinea la sostenibilidad del sistema con el bienestar económico. Finalmente, las alianzas multiactor son una condición práctica para escalar: combinan la legitimidad comunitaria con capacidades técnicas, administrativas y de gestión de riesgos que difícilmente existen plenamente en territorios remotos desde el inicio.

Tabla 12. Análisis de Habilitadores

Factor habilitante	Cómo funciona	Evidencia
Sólido respaldo de política pública	La participación del gobierno aporta legitimidad, recursos y claridad regulatoria.	La inclusión de las comunidades energéticas en el Plan Nacional de Desarrollo; primeras leyes dedicadas en América Latina.
Acceso a financiamiento	Subvenciones adecuadas y financiamiento concesional permiten la adquisición de equipos de calidad y una implementación adecuada.	El financiamiento global para mini-redes superó los USD 2.5 mil millones en 2023; proyectos colombianos apoyados por FAZNI y aliados.
Fortalecimiento de capacidades y apoyo continuo	Mentoría continua, soporte técnico y capacitaciones de refuerzo respaldan la gestión comunitaria.	Cooperativas exitosas pertenecen a federaciones que brindan apoyo; alianzas colombianas con universidades y ONG.
Propiedad y liderazgo comunitario	Líderes locales generan confianza, aseguran el cumplimiento y sostienen la participación.	Gestión transparente de fondos en Natagaima; liderazgo femenino en comunidades de la Costa Pacífica.
Integración con usos productivos	Vincular la energía con los medios de vida alinea el éxito económico de la comunidad con el éxito del proyecto.	Integración de piscicultura, transporte y turismo en pilotos colombianos; patrones similares a nivel global.
Alianzas multiactor	Combinar las fortalezas de la comunidad, el gobierno, las ONG y el sector privado distribuye responsabilidades y aprovecha capacidades.	Colaboración en Mingueo entre ONG, empresas, ministerios y universidades; modelos exitosos globales involucran asociaciones similares.

En conjunto, la comparación sugiere una implicación directa para la expansión del programa en Colombia: el éxito a escala dependerá menos de “replicar tecnología” y más de estandarizar el paquete operativo e institucional que sostiene la continuidad del servicio. Esto incluye claridad contractual y de roles, estándares verificables de O&M, reglas de reposición y de reservas, mecanismos de transparencia y control social, y rutas interinstitucionales que reduzcan fricciones en territorios con restricciones ambientales y de gobernanza. Cuando estos elementos se alinean

con propiedad comunitaria y usos productivos, los resultados en acceso y desarrollo local dejan de ser atributos de algunos pilotos y pasan a convertirse en resultados replicables y sostenibles.

ECOSISTEMA COLOMBIANO PARA EL DESARROLLO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Propósito: Mapear el panorama territorial, institucional y operativo que configura el desarrollo de las comunidades energéticas en Colombia.

- El SIN y las ZNI difieren fundamentalmente en estructuras de costos, obligaciones regulatorias, mecanismos de financiamiento y modelos de negocio viables.
- Múltiples instituciones desempeñan roles clave, pero los desafíos de coordinación y los procesos fragmentados generan barreras estructurales.

Mensaje clave: El contexto colombiano es altamente heterogéneo, con una división fundamental entre el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI). La coordinación entre los múltiples actores institucionales (MME, CREG, IPSE, entre otros) sigue siendo un desafío estructural, especialmente para proyectos ubicados en territorios étnicos o áreas protegidas.

Esta sección caracteriza el ecosistema colombiano que habilita, condiciona y, en muchos casos, determina la viabilidad real de las comunidades energéticas más allá del diseño técnico. El diagnóstico parte del reconocimiento de que el desarrollo de comunidades energéticas no depende de un solo actor ni de un único instrumento: se configura como una interacción entre lineamientos y criterios nacionales, rutas de registro y focalización, programas sectoriales de estructuración e implementación, capacidades de ejecución en el territorio y mecanismos de articulación con el mercado regulado (conexión, medición, comercialización y tratamiento de excedentes). En este marco, el ecosistema se entiende como un conjunto de reglas, instituciones y capacidades que permiten que las iniciativas comunitarias se transformen en proyectos operables y, posteriormente, en servicios energéticos sostenibles.

En Colombia, el marco habilitante ha avanzado hacia definiciones operativas más claras para el reconocimiento institucional. Por ejemplo, el registro especial exige que las soluciones con FNCER se enmarquen técnicamente en figuras reguladas como el Autoconsumo Colectivo (CA) o la Generación Distribuida Colectiva (GDC), y establece procedimientos, tiempos de validación y criterios asociados para la acreditación en el registro. Esta orientación es relevante porque, en la práctica, no solo define un lenguaje común, sino que también condiciona decisiones de diseño, documentación y trazabilidad que suelen ser determinantes al momento de articular apoyos públicos o rutas de financiamiento.

Al mismo tiempo, el ecosistema está marcado por una brecha recurrente entre el volumen de iniciativas potenciales y la proporción que logra materializarse en proyectos estructurados, implementados y sostenibles. En esta brecha influyen factores como la capacidad de

estructuración (prefactibilidad, ingeniería, modelo operativo), la formalización y representación legal, los requisitos de elegibilidad y acompañamiento, y la existencia de arreglos de operación y mantenimiento con una fuente de pago definida. Programas sectoriales como EN-Comunidad muestran el dinamismo de la demanda y el esfuerzo de estructuración: la convocatoria reportó cientos de postulaciones y un proceso de selección y ampliación de iniciativas, junto con componentes de formalización, formulación y fortalecimiento organizacional.

Con base en lo anterior, este capítulo describe el estado de avance del ecosistema a partir de una lectura aplicada: identifica en qué punto del “ciclo de madurez” se encuentran hoy las iniciativas, qué tipologías predominan en la práctica y qué señales de preparación y articulación institucional tienden a distinguir las iniciativas con mayor probabilidad de implementación sostenible.

I. Estatus del progreso e identificación de tipologías de comunidades energéticas

Propósito: Mapear las iniciativas actuales y las tipologías presentes en Colombia.

- Colombia cuenta con pilotos diversos tanto en el SIN como en las ZNI, siendo los sistemas basados en energía solar la configuración más común.
- El progreso en las ZNI es más lento debido a mayores costos, restricciones logísticas y limitada presencia institucional.

El estado de avance de las comunidades energéticas en Colombia puede caracterizarse como un ecosistema en expansión, con una cartera creciente de iniciativas y un proceso aún en consolidación para convertirlas en proyectos plenamente estructurados y operables. En particular, se observan dos señales simultáneas: (i) un aumento significativo de iniciativas que buscan reconocimiento y acceso a programas, y (ii) una mayor formalización de las rutas institucionales (registro, verificación y certificación), que elevan el estándar de documentación y coherencia técnica. La creación y desarrollo del RUCE y la regulación del procedimiento de registro especial reflejan esta transición hacia una arquitectura de reconocimiento más operativa, con tiempos de validación definidos y requisitos de consistencia técnica.

Al mismo tiempo, el despliegue programático muestra que el ecosistema ha priorizado, en una primera fase, mecanismos para organizar y preparar iniciativas, además de estructurar proyectos con participación comunitaria. EN-Comunidad, por ejemplo, fue diseñado para crear y/o fortalecer empresas de servicios energéticos con participación comunitaria y definió desde su convocatoria a quién se dirige, qué documentos respaldan la postulación y qué tipos de soluciones energéticas pueden enmarcarse. Adicionalmente, las comunicaciones institucionales han señalado resultados asociados con la formalización de figuras organizativas, la realización de estudios técnicos y la estructuración de proyectos en el marco de la implementación del programa, lo que evidencia el esfuerzo por cerrar brechas tempranas de estructuración.

El avance puede ordenarse en cinco estados prácticos que ayudan a diferenciar el nivel real de estructuración y los cuellos de botella típicos en cada etapa:

Tabla 13. Progreso y cuellos de botella

Estado de avance	Qué lo caracteriza	Evidencia típica en el ecosistema
Iniciativa identificada	Interés local y organización inicial	Intención, acuerdos básicos, postulación
Iniciativa elegible	Cumple condiciones mínimas de coherencia formal y técnica	Documentos de representación, definición de beneficiarios, coherencia con figuras como CA y GDC cuando aplica (Gestor Regulatorio CREG)
Proyecto en estructuración	Cuenta con elementos de prefactibilidad y ruta de implementación	Estudios básicos, diseño preliminar, costos y cronograma
Proyecto estructurado	Está listo para evaluación, cofinanciación o financiamiento	Paquete técnico-financiero y modelo operativo definido
Operación sostenible	Servicio continuo con O&M y reposición resueltos	Reglas de operación, recaudo/beneficios, reposición planificada

Dentro de esta evolución, las tipologías identificadas en la práctica colombiana pueden agruparse operativamente según el grado de colectividad y la relación con las figuras técnicas y comerciales requeridas para el reconocimiento institucional y su articulación. Esto permite organizar el diagnóstico sin depender de etiquetas generales:

- Iniciativas colectivas orientadas al reconocimiento regulatorio y a la articulación: proyectos que se estructuran para operar bajo figuras como CA o GDC, buscando trazabilidad y coherencia técnica para su registro y para una eventual articulación con instrumentos programáticos o financieros.
- Modelos de provisión o gestión comunitaria del servicio con apoyo programático: iniciativas que se fortalecen a través de convocatorias orientadas a crear o consolidar capacidades organizativas y de prestación del servicio con participación comunitaria, incluyendo procesos de formalización, formulación y acompañamiento.
- Iniciativas en etapa temprana con énfasis territorial: propuestas en fase inicial de idea o prefactibilidad, donde el principal desafío no es la tecnología sino la estructuración del “paquete mínimo” (gobernanza, roles, modelo operativo, evidencia técnica y ruta de financiamiento) que permita su evaluación.

En conjunto, el ecosistema muestra avances claros en la construcción de rutas institucionales y en la activación de programas sectoriales que amplían la cartera de iniciativas y fortalecen

capacidades. Al mismo tiempo, el diagnóstico sugiere que el desafío central es acelerar la transición de iniciativas elegibles a proyectos estructurados y, especialmente, a esquemas de operación sostenible, donde la consistencia técnica, la formalización, la trazabilidad y el diseño operativo (incluyendo O&M y reposición de activos) se convierten en condiciones decisivas para que el ecosistema pase de la masificación de iniciativas a la consolidación de modelos replicables.

II. Actores clave y rol institucional

Propósito: Clarificar los mandatos y las interacciones de las instituciones involucradas en las comunidades energéticas.

- MME, CREG, UPME, IPSE, FENOGÉ, XM y SSPD tienen roles definidos pero interdependientes en materia de política pública, regulación, planeación, financiamiento y supervisión.
- La coordinación resulta desafiante porque los mandatos se superponen y los procesos de aprobación se encuentran fragmentados entre distintas entidades.

El desarrollo y escalamiento de las comunidades energéticas en Colombia depende de un marco institucional en el que las funciones de política pública, regulación, planeación, implementación, financiamiento, operación del mercado y supervisión se complementan entre sí, pero que también pueden generar fricciones si no se articulan desde el diseño. En un diagnóstico, esta lectura del ecosistema es clave porque permite entender no solo “quiénes son los actores”, sino también qué decisiones controlan, qué restricciones enfrentan y, sobre todo, qué condiciones habilitan o bloquean que un proyecto alcance una operación sostenible. En particular, el ecosistema colombiano está marcado por dos realidades que tensionan el despliegue: por un lado, la necesidad de alinear nuevas figuras de participación comunitaria con las reglas del mercado eléctrico y su arquitectura de medición, liquidación y comercialización; y por otro, las brechas territoriales en capacidades institucionales y costos de transacción, especialmente en la ruralidad dispersa y en las ZNI.

A nivel de política pública sectorial, el MME actúa como orientador de lineamientos y guías de instrumentos habilitantes para las comunidades energéticas, incluyendo definiciones operativas y criterios de focalización y priorización para orientar los recursos públicos. En este marco, los instrumentos de registro y focalización se convierten en una condición práctica de acceso a beneficios, convocatorias y apoyos, y contribuyen a estandarizar el “mínimo verificable” que se espera de una iniciativa para ser considerada dentro del universo elegible. Esta función es crítica porque conecta la narrativa de la Transición Energética Justa con decisiones administrativas concretas: quién puede ser priorizado, qué territorios o poblaciones se busca atender y qué evidencia mínima debe existir para justificar el uso de recursos públicos (MME, 2024).

En el plano regulatorio, la CREG define las reglas que convierten el concepto de comunidad en un arreglo operable dentro del sistema eléctrico, al establecer cómo estas iniciativas se integran con modalidades de participación, fronteras comerciales, medición, liquidación y, cuando aplica, el

tratamiento de excedentes y la representación ante agentes del mercado. La Resolución CREG 101 072 de 2025 se reconoce como un hito en este frente al habilitar esquemas comunitarios con mecanismos de generación y comercialización colectiva, incluyendo figuras como la autogeneración colectiva y la generación distribuida colectiva, así como desarrollos como la agregación virtual bajo condiciones definidas (CREG, 2025). Este rol es decisivo para la bancabilidad: cuanto mayor sea la claridad regulatoria y la operacionalización de responsabilidades, menor será la prima de riesgo percibida por financiadores y operadores; cuanto mayor sea la ambigüedad, mayor será el costo de transacción y la probabilidad de fricciones en la ejecución.

En planeación, la UPME cumple una función estructural al producir información, planes, lineamientos técnicos y análisis que orientan decisiones de expansión, confiabilidad e infraestructura, lo cual incide en la viabilidad de conexión en el SIN, la priorización de intervenciones y la consistencia técnica requerida desde etapas tempranas. Para las comunidades energéticas, este rol se traduce en dos efectos prácticos: reduce la incertidumbre técnica al proveer referencias y marcos para dimensionamiento y planeación, y fortalece la trazabilidad del caso de negocio cuando el proyecto requiere dialogar con criterios de expansión, confiabilidad y costos del sistema (UPME, 2025).

En la implementación y promoción de soluciones para las ZNI, el IPSE es un actor central debido a su mandato y experiencia en la estructuración y acompañamiento de soluciones energéticas en territorios no interconectados. En la práctica, su papel es crítico porque en las ZNI la sostenibilidad no depende únicamente del CAPEX, sino de la continuidad operativa bajo restricciones logísticas y capacidades locales: esquemas de O&M, repuestos, capacitación, gobernanza para el recaudo y mecanismos de soporte técnico. Un diagnóstico que ignore esta dimensión tiende a sobreestimar la viabilidad real de modelos replicables, dado que las condiciones de operación y reposición en ZNI son el principal determinante de la continuidad del servicio (IPSE, 2025).

Desde la perspectiva del financiamiento público sectorial, FENOGÉ opera como un vehículo para canalizar recursos hacia la transición energética, la eficiencia energética y las FNCER, generalmente mediante esquemas programáticos y convocatorias con criterios de elegibilidad, cofinanciación y verificación. Su relevancia para las comunidades energéticas es doble: permite cerrar brechas de preinversión y financiar CAPEX inicial, y contribuye a crear una cartera de proyectos bajo estándares relativamente homogéneos de formulación, lo cual reduce fricciones transaccionales en fases posteriores (FENOGÉ, 2025).

En materia de planeación y coordinación intersectorial, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) influye como articulador de la política pública y del marco nacional de planeación, incluyendo lineamientos y prioridades que afectan la implementación territorial de iniciativas de transición y desarrollo. Para las comunidades energéticas, este rol se expresa en la coherencia entre instrumentos nacionales, metas de política y la viabilidad de articulación territorial con entidades subnacionales. Su contribución es especialmente relevante cuando el diseño busca integrar energía con productividad, inclusión y cierre de brechas territoriales, permitiendo

entender las comunidades energéticas como una intervención de desarrollo y no solo como un proyecto tecnológico (DNP, 2025).

En la operación del sistema y la administración del mercado, XM es un actor clave porque gestiona funciones asociadas a la operación del SIN y a la administración de componentes del mercado eléctrico que impactan la medición, la liquidación y la coordinación operativa. Para las comunidades energéticas, este rol es relevante en la medida en que los esquemas colectivos, la representación de fronteras y la liquidación requieren coherencia con las reglas del mercado y una arquitectura robusta de información. En términos prácticos, la claridad en la interacción con el mercado y la trazabilidad de los flujos y de la medición reduce riesgos de desempeño e ingresos, elementos centrales para el financiamiento (XM, 2025).

En supervisión y control, la SSPD actúa como autoridad de inspección, vigilancia y control sobre los prestadores de servicios públicos, lo cual incide en el cumplimiento, la protección de los usuarios y la estabilidad del servicio. En las iniciativas comunitarias, esta dimensión suele subestimarse, pero es crítica: la sostenibilidad reputacional e institucional de una comunidad energética también depende de operar bajo reglas claras de prestación, atención, calidad y manejo de información. La supervisión introduce incentivos para la formalización operativa y la robustez de los procesos, condiciones habilitantes para el escalamiento (SSPD, 2024).

Finalmente, en el ecosistema financiero, los bancos de desarrollo y los mecanismos de garantía operan como “puentes” entre la política pública y el crédito formal. Bancóldex y Finagro, junto con instrumentos de garantía como el Fondo Agropecuario de Garantías (FAG) y el Fondo Nacional de Garantías (FNG), no necesariamente financian directamente comunidades energéticas en todos los casos, pero pueden hacerlo cuando existe un titular elegible, flujos trazables y un arreglo operativo que controle los riesgos dominantes (por ejemplo, recaudo, O&M y reposición). La evidencia normativa y operativa muestra que, cuando estos instrumentos se activan, lo hacen generalmente a través de intermediación financiera y bajo requisitos de documentación y elegibilidad que elevan el estándar de estructuración de los proyectos, reforzando la importancia de la preparación y la arquitectura contractual desde el inicio (Bancóldex, 2025; Finagro, 2025).

Tabla 14. Análisis del ecosistema

Componente del ecosistema	Actor(es)	Rol institucional	Impacto directo en las comunidades energéticas
Política sectorial y focalización	MME	Define lineamientos, criterios de focalización y condiciones habilitantes	Elegibilidad, priorización y articulación con instrumentos públicos (MME, 2024)
Regulación y reglas operativas	CREG	Define reglas de participación, medición, liquidación y esquemas colectivos	Reduce o incrementa la incertidumbre operativa y de mercado (CREG, 2025)
Planeación	UPME	Planeación e información técnica para expansión y decisiones del sistema	Viabilidad técnica, conexión y trazabilidad del caso de negocio (UPME, 2025)
Implementación en ZNI	IPSE	Promoción e implementación de soluciones para ZNI	Sostenibilidad operativa bajo restricciones logísticas (IPSE, 2025)
Financiamiento público sectorial	FENOGÉ	Canaliza recursos programáticos para transición energética/FNCER	Cierra brechas de preinversión y CAPEX inicial (FENOGÉ, 2025)
Coordinación de política pública	DNP	Planeación nacional y coordinación intersectorial	Integración con objetivos de desarrollo territorial (DNP, 2025)
Operación del sistema y mercado	XM	Funciones de operación y administración del mercado (según corresponda)	Consistencia de medición, liquidación y trazabilidad operativa (XM, 2025)
Supervisión y control	SSPD	Inspección, vigilancia y control	Formalización operativa, cumplimiento y protección del usuario (SSPD, 2024)
Financiamiento y garantías	Bancóldex, Finagro, FAG, FNG	Crédito de desarrollo y mitigación de garantías (según el instrumento)	Acceso a crédito formal cuando existe un titular elegible y riesgos controlados (Bancóldex, 2025; Finagro, 2025)

III. Brechas técnicas, operacionales y de gobernanza

Propósito: Identificar las debilidades que limitan la escalabilidad y la sostenibilidad.

- Entre las brechas se incluyen procedimientos operativos poco claros, capacidad técnica local limitada y debilidades en la gobernanza dentro de las comunidades.
- Los altos costos de transacción surgen de procesos institucionales fragmentados y de la complejidad regulatoria.

El diagnóstico del ecosistema colombiano muestra que las brechas que más restringen el desarrollo de las comunidades energéticas no se encuentran únicamente en la disponibilidad de

tecnología o en el acceso a recursos, sino también en la capacidad de convertir un proyecto en un servicio continuo con reglas claras de operación, gestión verificable y sostenibilidad financiera a lo largo del ciclo de vida. En esta transición aparecen cuellos de botella recurrentes que se expresan en altos costos de transacción, retrasos, incertidumbre para operadores y financiadores y deterioro de la legitimidad local. En territorios rurales y ZNI, estas brechas suelen amplificarse por restricciones logísticas y menor densidad institucional, lo que hace necesario diseñar arreglos operativos más simples, robustos y verificables desde el inicio (IPSE, 2025).

Una primera brecha es la traducción incompleta del marco habilitante en decisiones operativas. La ruta de registro y focalización, así como los requisitos asociados con la configuración técnica del proyecto, introducen exigencias que impactan el diseño desde fases tempranas. La Resolución 40509 de 2024 establece condiciones para el Registro de Comunidades Energéticas y vincula la posibilidad de registro a configuraciones técnicas específicas, como Autogenerador Colectivo o Generador Distribuido Colectivo, lo que condiciona el arreglo técnico y comercial adoptado (MME, 2024). Sin embargo, en la práctica persiste una brecha entre el cumplimiento formal de los requisitos y la preparación real para operar: documentación incompleta, trazabilidad insuficiente de la estructura organizativa y falta de estandarización de la información necesaria para validar la viabilidad y continuidad del servicio.

La segunda brecha está asociada con las interacciones operativas y comerciales con el sistema de distribución. La Resolución CREG 101 072 de 2025 busca armonizar aspectos operativos y comerciales para la integración de las comunidades energéticas en el Sistema Energético Nacional, incluyendo condiciones de aplicación para actividades colectivas, áreas SIN y ZNI, y definiciones relevantes para conexión y operación bajo esquemas colectivos (CREG, 2025). A pesar de estos avances, persisten fricciones en la implementación, como tiempos y costos de conexión, coordinación con agentes del mercado y complejidad de la arquitectura de medición y liquidación cuando se pretende operar colectivamente. Estas fricciones elevan el costo de transacción y aumentan el riesgo de cronograma, afectando el momento de entrada en operación y, por lo tanto, la estabilidad de los flujos necesarios para sostener el O&M.

Una tercera brecha es la subestimación sistemática del O&M y de la reposición de activos como condición para la continuidad del servicio. En particular, en las ZNI la sostenibilidad técnica depende de la logística de repuestos, el mantenimiento preventivo, las capacidades locales y el soporte técnico oportuno. Cuando estos elementos no se resuelven, la falla tecnológica se convierte rápidamente en una falla institucional y financiera: disminuye la disponibilidad del sistema, se erosionan los beneficios percibidos, caen los ingresos y se deteriora la confianza local. El papel del IPSE en la estructuración e implementación de proyectos sostenibles y en el monitoreo de las ZNI refleja precisamente la centralidad de estos componentes para garantizar continuidad y calidad del servicio (IPSE, 2025).

La cuarta brecha corresponde a la gobernanza operativa y la legitimidad del arreglo comunitario, especialmente crítica en esquemas colectivos. Los proyectos tienden a fracasar cuando no existe

claridad verificable sobre representación, reglas de decisión, gestión de recursos, distribución de beneficios y mecanismos de resolución de conflictos. Esta brecha se manifiesta en disputas internas, baja disciplina de pago y dificultades para sostener decisiones necesarias pero impopulares, como cuotas para el fondo de reposición, priorización de cargas críticas o penalizaciones por mora. En instrumentos programáticos que buscan fortalecer la prestación del servicio con participación comunitaria, como la convocatoria EN-Comunidad, la exigencia de capacidad jurídica, representación y documentación refleja la importancia de contar con una base organizativa mínima para operar y gestionar recursos con trazabilidad (FENOGE, 2025).

La quinta brecha se relaciona con la capacidad de ejecución y la gestión contractual. Incluso cuando existen fuentes de apoyo o financiamiento, la ejecución requiere habilidades para gestionar proveedores, asegurar la calidad de la instalación, formalizar acuerdos operativos y mantener reportes y evidencias para desembolsos o auditorías. La falta de estandarización contractual y de instrumentos simples de control —como matrices de responsabilidad y protocolos de atención a usuarios— incrementa el riesgo operativo y dificulta la articulación con actores externos. En proyectos colectivos, esta brecha se profundiza cuando el ejecutor real y el titular elegible no coinciden, o cuando la gestión de los flujos no está separada de la operación, aumentando el riesgo de uso ineficiente o no verificable de los recursos.

Finalmente, se identifica una brecha transversal de cartera y preparación (pipeline and readiness). Muchas iniciativas no alcanzan estándares mínimos de prefactibilidad técnica y financiera, lo que limita su elegibilidad real, aumenta las iteraciones con entidades públicas y operadores y reduce la probabilidad de movilizar capital. Esta brecha aparece como un “filtro invisible”: existe voluntad y necesidad local, pero la ausencia de información básica y de un paquete de estructuración estandarizado impide que el proyecto avance en tiempos y costos razonables. La experiencia internacional y programática sugiere que cerrar esta brecha requiere procesos de preparación con productos claros, incluyendo caracterización de la demanda, diseño preliminar, ruta regulatoria, estimación de CAPEX y OPEX, y un esquema definido de O&M y reposición de activos.

Tabla 15. Análisis de brechas

Brecha crítica	Cómo se manifiesta	Efecto en el proyecto	Referencias de política o institucionales asociadas
Traducción operativa del marco habilitante	Requisitos y documentación sin estandarización, preparación incompleta para la validación	Retrasos, desistimientos, baja trazabilidad para acceder a apoyos	Registro y condiciones del RCE, criterios y plazos (MME, 2024)
Fricciones operativas y comerciales en esquemas colectivos	Complejidad en conexión, medición y aspectos comerciales, coordinación con agentes	Mayor costo de transacción, riesgo de cronograma y de entrada en operación	Integración operativa y comercial en SIN/ZNI, reglas AGRC/GDC (CREG, 2025)
O&M y reposición no financiados ni operacionalizados	Ausencia de fondos, falta de repuestos, baja capacidad local de mantenimiento	Degradación del servicio, caída de ingresos, deterioro del recaudo	Enfoque de sostenibilidad y monitoreo en ZNI (IPSE, 2025)
Gobernanza y administración no verificables	Reglas de decisión débiles, baja transparencia, conflictos internos	Legitimidad frágil, mora en pagos, captura de la gestión, riesgo de abandono	Requisitos de participación comunitaria y capacidad jurídica en convocatorias (FENOGE, 2025)
Capacidad limitada de ejecución y gestión contractual	Contratos y responsabilidades difusos, control débil de proveedores	Sobrecostos, fallas técnicas recurrentes, incertidumbre para terceros	Reglas operativas y comerciales para la integración de comunidades energéticas (CREG, 2025)
Pipeline insuficiente y baja preparación	Falta de prefactibilidad, demanda no caracterizada, supuestos no trazables	Baja elegibilidad real, dificultad para movilizar capital	Requisitos de registro e información para comunidades energéticas (MME, 2024)

IV. Consideraciones diferenciadas para territorios rurales y ZNI

Propósito: Resaltar las condiciones particulares en las zonas rurales y fuera de red.

- Las ZNI enfrentan CAPEX y OPEX más elevados, barreras logísticas y una dependencia histórica de la generación diésel.
- Estas zonas pueden requerir regulación más flexible y mecanismos específicos de financiamiento público.

El análisis del ecosistema colombiano muestra que “ruralidad” y “ZNI” no son sinónimos y, por lo tanto, requieren enfoques diferenciados de diseño, operación y financiamiento. Las ZNI corresponden a municipios, corregimientos, localidades y caseríos que no están conectados al SIN, condición reconocida en el marco sectorial y utilizada como base para la focalización de

subsidios y esquemas de prestación del servicio (MME, 2022; Corte Constitucional, 2017). A su vez, la evidencia institucional disponible indica que las ZNI cubren una proporción significativa del territorio nacional y concentran un alto número de localidades atendidas por prestadores que operan con tecnologías diésel y, cada vez más, con soluciones basadas en fuentes no convencionales (Superservicios, 2024). Al mismo tiempo, existe ruralidad dentro del SIN con desafíos de dispersión, pobreza energética, costos de transacción y restricciones de recaudo, pero con un entorno regulatorio y comercial distinto debido a su relación con el mercado regulado, el operador de red y el comercializador.

La diferenciación más decisiva es la estructura de la prestación del servicio y, con ella, la asignación de riesgos operativos. En el SIN, los proyectos comunitarios que se enmarcan como autogeneración colectiva o generación distribuida colectiva deben “convivir” con un sistema formal de comercialización y medición, con fronteras comerciales, procedimientos de conexión y reglas explícitas de integración al Sistema de Distribución Local (CREG, 2025). En las ZNI, aunque el marco reciente busca habilitar también la integración de comunidades energéticas en sus sistemas de distribución, la operación cotidiana suele estar dominada por restricciones logísticas y por la realidad de prestadores con esquemas de generación local, a menudo híbridos, donde la continuidad y el costo dependen más del abastecimiento, los repuestos y la capacidad de O&M que de los procedimientos de conexión al SIN (CREG, 2025; IPSE, 2022). Esto tiene implicaciones directas: en el SIN, la fricción se concentra en conectabilidad, medición, liquidación y tratamiento de excedentes; en las ZNI, la fricción se concentra en continuidad del servicio, cadena de suministro, soporte técnico y reposición de activos críticos.

Un segundo elemento diferenciador es la economía política de la asequibilidad y los subsidios. En Colombia, el régimen de subsidios y contribuciones se fundamenta en criterios de solidaridad y redistribución que exigen distinguir en la factura los componentes tarifarios y los factores de subsidio para los estratos 1 y 2, y bajo condiciones definidas para el estrato 3, apoyados por fondos de solidaridad a nivel territorial y nacional (Ley 142 de 1994). En las ZNI, además, los subsidios cumplen un papel particularmente estructurante para cerrar brechas de acceso y mejorar las horas de prestación del servicio, mediante mecanismos y reportes específicos que condicionan la transferencia y liquidación de recursos (MME, 2022; Superservicios, 2020). En la práctica, esto implica que el “valor económico” que una comunidad energética puede capturar mediante ahorros no es homogéneo: en entornos con consumo subsidiable y tarifas reguladas, los ahorros marginales pueden ser menores que el costo promedio del servicio, reduciendo el espacio de caja disponible para cubrir O&M, reposición o servicio de deuda. Por ello, el diseño financiero en la ruralidad y en las ZNI debe partir de una lectura realista de la tarifa evitada efectiva, de la estructura de subsidios aplicable y de la capacidad del esquema para financiar los costos del ciclo de vida sin comprometer la asequibilidad.³

³ Estrato: Sistema de clasificación socioeconómica de Colombia (1-6) utilizado para determinar tarifas de servicios públicos y subsidios, en el cual los hogares de estratos 1 a 3 reciben tarifas subsidiadas.

Un tercer elemento diferenciador es la densidad institucional y la posibilidad de construir “rutas de acceso” al financiamiento. El marco del Registro de Comunidades Energéticas y los criterios de focalización y priorización buscan precisamente dirigir recursos estatales hacia proyectos comunitarios, con variables asociadas a pobreza multidimensional y pobreza energética, entre otras, y con un procedimiento de registro que condiciona el acceso a beneficios (MME, 2024). Esta arquitectura habilitante tiende a ser más “activable” en territorios rurales del SIN, donde existe mayor presencia institucional y capacidad de soporte documental, mientras que en las ZNI la carga de formalización, reporte y trazabilidad puede convertirse en una barrera adicional si no está acompañada de asistencia técnica y mecanismos de gestión de recursos que reduzcan la fricción transaccional. En las ZNI, la evidencia institucional sugiere que la articulación con entidades especializadas es crítica, dado que la estructuración de soluciones energéticas suele requerir diagnósticos territoriales finos y selección tecnológica ajustada a la dispersión, accesibilidad y condiciones de operación (IPSE, 2022).

A continuación, se presenta un resumen de las diferenciaciones operativas más relevantes para el diagnóstico, organizado por dimensiones de decisión:

Tabla 16. Análisis de decisión por dimensión

Dimensión	Ruralidad en el SIN	ZNI
Integración regulatoria y comercial	Reglas de conexión, medición y liquidación dentro del Sistema de Distribución Local; énfasis en fronteras comerciales y excedentes (CREG, 2025).	Integración al sistema de distribución en ZNI también habilitada, pero con mayor peso de restricciones operativas y de prestadores locales (CREG, 2025; Superservicios, 2024).
Riesgo dominante	Conectividad, medición, asignación de beneficios y fricciones comerciales con el OR/comercializador.	Continuidad del servicio, logística de O&M, disponibilidad de repuestos y reposición temprana de activos (IPSE, 2022).
Asequibilidad y subsidios	Los ahorros dependen de la tarifa evitada efectiva; el espacio de caja puede ser limitado en consumos subsidiados (Ley 142 de 1994).	Los subsidios y reglas de reporte condicionan la sostenibilidad del esquema; cambios en horas/consumo subsidiado afectan el flujo de caja del sistema (MME, 2022; Superservicios, 2020).
Diseño técnico prioritario	Optimización de conexión, medición y control; robustez para operar en red y gestionar eventuales excedentes.	Robustez operativa y mantenimiento desde el inicio; soluciones híbridas y planes de repuestos adecuados al territorio (IPSE, 2022).
Ruta de financiamiento más plausible	Mayor potencial para estructurar deuda intermediada si existe un prestatario elegible y gobernanza/flujos verificables; necesidad de trazabilidad regulatoria (CREG, 2025).	Mayor dependencia de cofinanciación, concesionalidad y provisiones obligatorias para O&M/reposición; necesidad de reducir costos de transacción y asegurar la gestión de flujos (Superservicios, 2020; IPSE, 2022).

Dimensión	Ruralidad en el SIN	ZNI
Gobernanza y recaudo	La disciplina de pago depende de reglas claras de asignación de beneficios y trazabilidad; el sistema formal puede apoyar la verificación.	La disciplina de pago se basa en la legitimidad local y la continuidad del servicio; fallas de O&M deterioran más rápidamente el recaudo.

Estas diferencias no implican la existencia de dos modelos completamente separados, sino dos “configuraciones de riesgo” que requieren énfasis distintos. En la ruralidad conectada al SIN, el habilitador crítico suele ser la claridad regulatoria-operativa, traducida en esquemas de medición, liquidación y asignación de responsabilidades con el operador de red y el comercializador, alineados con los procedimientos previstos para autogeneración colectiva y generación distribuida (CREG, 2025).

En las ZNI, el habilitador crítico suele ser la sostenibilidad del ciclo de vida, donde el diseño técnico debe subordinarse a una estrategia verificable de O&M, reposición y logística, en coordinación con el prestador y con entidades de apoyo que estructuren soluciones ajustadas a las particularidades territoriales (IPSE, 2022; Superservicios, 2024).

En ambos casos, el marco de registro y focalización desempeña un papel transversal al ordenar la elegibilidad y orientar recursos; sin embargo, su activación efectiva depende de la asistencia técnica, la reducción de fricciones documentales y la existencia de mecanismos de administración de recursos con trazabilidad, especialmente en territorios con menor densidad institucional (MME, 2024).

MARCO REGULATORIO APLICABLE Y LEGISLACIÓN EN COLOMBIA

Propósito: Interpretar el marco legal y regulatorio que rige las comunidades energéticas y sus implicaciones para la implementación.

- Colombia ha establecido recientemente una arquitectura regulatoria integral para las comunidades energéticas.
- La implementación efectiva depende de la claridad operativa en medición, liquidación, reporte y requisitos de gobernanza.

Mensaje clave: Existe ahora una arquitectura regulatoria robusta (Decreto 2236 de 2023, Resolución CREG 101 072 de 2025), pero su aplicación práctica requiere mayor claridad en medición, liquidación y en la interfaz entre la gobernanza comunitaria y las obligaciones comerciales.

Esta sección presenta el marco de política pública y regulación aplicable a las comunidades energéticas en Colombia, con énfasis en su implementación y financiamiento. El objetivo no es compilar exhaustivamente el universo normativo, sino interpretar el marco legal y regulatorio como un conjunto de condiciones operativas que determinan si una iniciativa comunitaria puede estructurarse, entrar en operación y sostenerse en el tiempo. En ese sentido, el análisis traduce las reglas sectoriales en decisiones prácticas sobre diseño técnico, modalidad regulatoria aplicable, arreglo institucional, responsabilidades contractuales y mecanismos de sostenibilidad financiera.

La viabilidad regulatoria no depende únicamente de la existencia de reglas habilitantes, sino de su aplicabilidad a arreglos colectivos en aspectos críticos: conexión y operación; medición y liquidación; relación con el operador de red y el comercializador; tratamiento de excedentes; y articulación con los esquemas de subsidios y contribuciones. Estas definiciones determinan quién puede actuar como titular elegible, qué obligaciones y riesgos asume cada actor y qué requisitos deben cumplirse para activar instrumentos públicos o financieros. Cuando estas variables no se resuelven durante la estructuración, emergen fricciones comunes: incertidumbre en los roles, retrasos procedimentales, costos de transacción no previstos y debilitamiento del esquema de recaudo y de O&M.

Estas tensiones tienden a ser más pronunciadas en territorios rurales y ZNI, donde la implementación enfrenta restricciones logísticas adicionales, capacidades institucionales limitadas y mayores exigencias de continuidad operativa para proteger la legitimidad social y la disciplina de pago. Por ello, la lectura normativa se complementa con una perspectiva de exigibilidad (enforceability): se identifican los puntos en los que el diseño debe anticipar

requisitos, evidencia mínima y mecanismos de administración y trazabilidad que reduzcan la incertidumbre para actores públicos, operadores y financiadores.

Con base en esta lógica, la sección se organiza en cuatro componentes:

- (i) el marco general del sector eléctrico y de las FNCER;
- (ii) las disposiciones específicas para comunidades energéticas, incluyendo actores autorizados y condiciones de registro;
- (iii) el esquema de subsidios y tarifas y sus implicaciones para la sostenibilidad financiera en SIN y ZNI; y
- (iv) las implicaciones regulatorias para el diseño y la operación de proyectos, destacando fricciones, brechas y criterios verificables que alimentan el árbol de decisiones y las fases posteriores de diseño financiero.

I. Regulación general del sector energético y FNCER

Propósito: Presentar la base legal para las energías renovables y la generación distribuida.

- La Ley 1715 estableció el marco para las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).
- Regulaciones posteriores definen incentivos, estándares técnicos y mecanismos de participación.

El sector eléctrico colombiano opera bajo un esquema de desintegración funcional que distingue las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, enmarcado en el régimen de servicios públicos domiciliarios y en la regulación económica y de calidad del servicio. Este diseño busca garantizar eficiencia, continuidad y cobertura, e incorpora mecanismos de solidaridad mediante subsidios y contribuciones para usuarios vulnerables, lo cual resulta particularmente relevante al evaluar modelos comunitarios en territorios con baja capacidad de pago y alta sensibilidad a la continuidad del servicio (Ley 142 de 1994).

Desde una perspectiva operativa, la Ley 143 establece el régimen del servicio de energía eléctrica y define las actividades del sector, así como conceptos clave para las transacciones y la relación con los usuarios finales: el mercado mayorista, la actividad de comercialización y la distinción entre usuarios regulados y no regulados, con implicaciones directas para la estructura tarifaria y la previsibilidad de los flujos de ingresos (Ley 143 de 1994). En paralelo, la creación y dinámica del Mercado de Energía Mayorista se consolidó como parte de la reestructuración sectorial derivada de las Leyes 142 y 143, habilitando un entorno competitivo para el intercambio de grandes bloques de energía dentro del SIN, con segmentación entre contratos bilaterales y la bolsa de energía (Superservicios, s.f.).

Dentro de este marco, los roles que condicionan la participación de esquemas comunitarios pueden entenderse de la siguiente manera, desde una perspectiva aplicada:

- **Generación:** produce energía para el sistema, ya sea en esquemas centralizados o distribuidos; cuando la generación se ubica cerca del consumo y a menor escala, se vuelve especialmente sensible a las reglas de conexión, medición y tratamiento de excedentes (Ley 143 de 1994).
- **Transmisión:** transporta energía a través de las redes asociadas al Sistema de Transmisión Nacional (STN), determinando parte de los cargos por uso de red y las condiciones de despacho en el SIN (Ley 143 de 1994).
- **Distribución (Operador de Red):** gestiona y opera las redes locales, habilita (o condiciona) la conexión de usuarios y recursos energéticos distribuidos, y se convierte en un actor determinante en términos de tiempos, costos y requisitos técnicos del proyecto (Ley 143 de 1994).
- **Comercialización:** compra y vende energía a los usuarios finales y gestiona la facturación y el recaudo; por lo tanto, su rol es crítico para la estabilidad de los flujos y para cualquier arquitectura de recaudo que busque sostener O&M y reposición de activos (Ley 143 de 1994).

Para efectos del diagnóstico, la distinción entre usuarios regulados y no regulados se considera una restricción financiera de primer orden⁴⁵. En el caso de los usuarios regulados, la compra de electricidad está sujeta a tarifas definidas bajo metodologías regulatorias, lo que tiende a estabilizar la señal tarifaria, aunque no elimina los riesgos de recaudo. Para los usuarios no regulados, las compras se realizan a precios libremente negociados, generalmente para demandas elevadas, lo que puede habilitar esquemas contractuales más flexibles pero introduce otros riesgos comerciales. Esta diferenciación afecta directamente el diseño de ingresos, el tratamiento del riesgo y la capacidad de estructurar contratos que respalden deuda o esquemas de pago por servicio (Ley 143 de 1994).

De igual forma, el régimen de subsidios y contribuciones establecido por la Ley 142 introduce un componente estructural para la sostenibilidad del servicio en territorios de menores ingresos: afecta el ingreso efectivo asociado al consumo básico o de subsistencia, influye en la capacidad de pago percibida y condiciona el espacio real de caja disponible cuando el modelo busca apalancar inversión a partir de ahorros tarifarios. En las comunidades energéticas, esta relación adquiere especial relevancia porque parte del “valor” del proyecto puede materializarse como ahorro, pero dicho ahorro puede ser menor de lo que sugieren promedios agregados si los beneficiarios se encuentran dentro de rangos subsidiados (Ley 142 de 1994).

Finalmente, el marco habilitante para las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) constituye la base normativa para integrar tecnologías renovables y soluciones

⁴ Usuario regulado: Consumidores cuyas tarifas son definidas por la CREG.

⁵ Usuario no regulado: Grandes consumidores (con consumos superiores a 55 MWh/mes) que negocian directamente en el mercado mayorista de energía.

distribuidas en el sistema energético nacional. La Ley 1715 regula la integración de energías renovables no convencionales, promoviendo su desarrollo y uso, e incorporando elementos como almacenamiento, uso eficiente de la energía y su participación tanto en el mercado eléctrico como en las ZNI. Posteriormente, la Ley 2099 modifica y fortalece las disposiciones asociadas a la transición energética, ampliando su alcance y alineando el marco con objetivos de eficiencia y descarbonización (Ley 1715 de 2014; Ley 2099 de 2021).

II. Condiciones específicas para comunidades energéticas

Propósito: Resumir los instrumentos legales que definen y regulan formalmente las comunidades energéticas.

- El Decreto 2236 (2023) y la Resolución 14136 (2024) establecen los requisitos y crean el registro RUCE.
- La Resolución CREG 101 072 (2025) define las reglas operativas para las comunidades energéticas tanto en el SIN como en las ZNI.

El Artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026) incorpora la figura de comunidades energéticas como un esquema asociativo que permite a personas naturales y jurídicas, bajo derecho público o privado, desarrollar proyectos orientados a la generación, comercialización y uso eficiente de la energía mediante Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos (Congreso de la República, 2023). Esta disposición habilitante define un marco amplio de acción para iniciativas con participación comunitaria; sin embargo, su aplicación práctica depende de su traducción en modalidades técnicas y comerciales reconocidas dentro del sector eléctrico, así como en procedimientos sectoriales específicos.

El Decreto 2236 de 2023 regula parcialmente este mandato y especifica objetivos, principios y condiciones operativas para su despliegue (Presidencia de la República, 2023). Desde una perspectiva técnico-regulatoria, la norma articula la operación de las comunidades energéticas, entre otras vías, mediante esquemas como la autogeneración colectiva (AC) y la generación distribuida colectiva (GDC), aplicables dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI), según corresponda (Presidencia de la República, 2023). En consecuencia, la figura de comunidad energética no opera como una modalidad técnica independiente, sino como un arreglo asociativo que debe materializarse a través de esquemas técnicos habilitados y mediante una arquitectura de responsabilidades coherente con los roles del mercado y el marco regulatorio vigente.

En cuanto a la participación, el marco permite estructurar comunidades con composición mixta de usuarios y beneficiarios, incluyendo hogares, unidades productivas, organizaciones comunitarias (por ejemplo, juntas de acción comunal, asociaciones y cooperativas), organizaciones sin ánimo de lucro y entidades públicas. Esta amplitud está condicionada al cumplimiento de las reglas establecidas en el Decreto 2236 de 2023 y a que el proyecto se

encuadre dentro de los esquemas técnicos habilitados (AC o GDC) u otras modalidades reconocidas por la regulación aplicable (Congreso de la República, 2023; Presidencia de la República, 2023; MME, 2024). Como apoyo interpretativo, el documento ABC de Comunidades Energéticas emitido por el Ministerio de Minas y Energía (MME) ofrece una lectura divulgativa que facilita traducir estas definiciones al lenguaje operativo, especialmente para comprender la relación entre comunidades energéticas, autoconsumo colectivo y generación distribuida colectiva (MME, s.f.).

El marco también incorpora instrumentos administrativos para el reconocimiento formal de las comunidades energéticas y, cuando corresponde, para orientar la priorización de recursos públicos. En este contexto, el MME administra el registro de comunidades energéticas, operado por la Dirección de Energía Eléctrica a través de su portal institucional (MME, 2024). La inscripción en el registro no equivale a la viabilidad técnica o financiera del proyecto; sin embargo, funciona como habilitador regulatorio para acceder a beneficios y, en ciertos casos, como respaldo para avanzar en trámites asociados a la conexión o integración bajo esquemas como AC o GDC (MME, 2024).

El registro establece una progresión de estados que diferencian iniciativas en fase inicial de aquellas en operación. Las comunidades energéticas iniciales registran información básica sobre el acuerdo asociativo y cuentan con doce (12) meses para completar la documentación de soporte para la puesta en marcha, con posibilidad de una única prórroga de hasta seis (6) meses. Las comunidades energéticas en operación presentan el conjunto completo de documentos y certificaciones requeridos. La Dirección de Energía Eléctrica valida la información del formulario, emite el certificado correspondiente y asigna un Número Único de Reconocimiento e Identificación Nacional (NURIN) destinado a la gestión de beneficios y seguimiento, dentro de los plazos establecidos por la regulación (MME, 2024).

Para iniciativas que buscan orientación o asignación de recursos públicos, la regulación incorpora criterios de focalización y priorización y prevé instancias interinstitucionales destinadas a validar dichos criterios y recomendar priorizaciones, principalmente en el marco de convocatorias publicadas por el Ministerio (MME, 2024). La regulación también delimita el alcance de dicha focalización y excluye ciertas tipologías gubernamentales (por ejemplo, municipios energéticos o comunidades energéticas educativas), sin perjuicio de que existan otras rutas de intervención pública para estas iniciativas (MME, 2024). En la práctica, estos componentes son relevantes porque ordenan el acceso al apoyo programático y, al mismo tiempo, incrementan la necesidad de trazabilidad documental y cumplimiento procedimental desde la fase de estructuración.

Desde una perspectiva normativo-operativa, los requisitos de registro cumplen una doble función: establecer una base mínima de gobernanza y trazabilidad (composición, representación, reglas de decisión y administración de la solución) y reducir riesgos técnicos y de cumplimiento que afectan directamente la bancabilidad del proyecto (capacidad instalada, seguridad eléctrica, punto de conexión y condiciones de puesta en servicio) (MME, 2024). En particular, para

comunidades energéticas basadas en uso eficiente de la energía, se exige demostrar una línea base y los ahorros logrados, reportando tecnologías implementadas y la proporción de ahorro; bajo esta modalidad no se requieren certificados de capacidad instalada, punto de conexión ni informes de inspección RETIE, y el Ministerio provee formatos y guías específicas (MME, 2024). Para proyectos con infraestructura eléctrica sujeta a verificación, se exige documentación de puesta en servicio o un informe de inspección conforme al RETIE como evidencia de seguridad eléctrica, con efectos directos sobre los riesgos operativos, incidentes y fallas que incrementan los costos de operación y mantenimiento (MME, 2024). Cuando existe conexión a red, se requiere certificado del Operador de Red (en el SIN) o del distribuidor (en ZNI) que evidencie el trámite o la concesión del punto de conexión; para proyectos fuera de red, se presentan materiales de soporte y un informe de puesta en servicio firmado por el responsable de administrar, operar y mantener la solución (MME, 2024). También se exige un certificado de capacidad instalada o nominal (kW) emitido por un profesional calificado, que sirve como base de trazabilidad para dimensionamiento, proyecciones energéticas y verificación regulatoria; en sistemas fotovoltaicos corresponde a la suma de las capacidades nominales de los inversores en corriente alterna (MME, 2024). Asimismo, se incorpora el certificado de cumplimiento de la Escuela de Transición Energética Justa, aplicable a comunidades constituidas total o parcialmente con recursos públicos y también a iniciativas de capital privado entregadas a la comunidad para su administración y beneficio, como evidencia de capacidades mínimas y alineación con las directrices del Ministerio para la operación comunitaria (MME, 2024). Finalmente, el contrato o acuerdo asociativo se consolida como documento fundacional, ya que define el propósito y objetivo, el número de usuarios que integran la comunidad (distinguiendo personas naturales y jurídicas), el número de beneficiarios y, cuando corresponda, la actividad productiva o social asociada; este instrumento también se convierte en un insumo base para procesos de debida diligencia y estructuración financiera (MME, 2024).

El marco reciente complementa lo anterior con instrumentos administrativos adicionales: el Registro Único de Comunidades Energéticas (RUCE), creado mediante la Resolución MME 40136 de 2024, y los criterios de focalización para orientar recursos públicos destinados a comunidades energéticas, definidos por la Resolución MME 40137 de 2024 (MME, 2024a; MME, 2024b). Desde una perspectiva operativa, estos instrumentos afectan el cronograma de estructuración, los requisitos de elegibilidad para apoyos y la arquitectura de trazabilidad necesaria para movilizar recursos públicos y de financiamiento combinado, por lo que deben considerarse como condicionantes desde las etapas tempranas del diseño institucional y financiero.

III. Esquemas subsidiados, tarifas y sostenibilidad financiera

Propósito: Explicar cómo las estructuras tarifarias y los subsidios afectan la viabilidad de las comunidades energéticas.

- El sistema tarifario basado en estratos socioeconómicos complica los esquemas colectivos que incluyen hogares de diferentes niveles socioeconómicos.
- Los subsidios existentes fueron diseñados para servicios gestionados por empresas de servicios públicos, por lo que pueden requerir adaptaciones para aplicarse a sistemas gestionados por comunidades.

En Colombia, para los usuarios del mercado regulado, la tarifa de electricidad que enfrenta el usuario final es publicada por el comercializador o por el comercializador–operador, y normalmente se expresa en COP/kWh, complementada por un cargo fijo por factura. La tarifa aplicable depende simultáneamente del tipo de usuario (residencial o no residencial), de la estratificación residencial (estratos 1 a 6), del estatus de contribución o exención para ciertos usos no residenciales, y de la relación entre el consumo mensual y el bloque de consumo de subsistencia. Para las comunidades energéticas, estas variables no son secundarias: determinan la “tarifa evitada” efectiva utilizada para cuantificar el beneficio económico del autoconsumo y, por lo tanto, definen el espacio real de caja disponible para sostener la operación y mantenimiento (O&M), la reposición de activos y, cuando corresponda, el servicio de deuda o pagos por uso/servicio (Comercializador/Operador, 2025; CREG, 2025).

Desde una perspectiva operativa, el diseño financiero de las comunidades energéticas conectadas al SIN debe reconocer que los ahorros no constituyen un concepto único ni constante. El beneficio marginal del autoconsumo cambia según el bloque de consumo y el tipo de usuario. Además, el costo unitario publicado generalmente refleja una estructura de componentes regulados (energía, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas/restricciones y otros cargos asociados), mientras que el cargo fijo permanece incluso cuando parte del consumo es desplazado por generación en sitio. Por esta razón, la modelación financiera requiere desagregar el “beneficio evitado” en:

- (i) la porción variable que se reduce mediante el autoconsumo, y
- (ii) los costos que permanecen únicamente por el hecho de estar conectado y facturado, evitando sobreestimar los ahorros disponibles para financiar CAPEX o OPEX (CREG, 2025; Comercializador/Operador, 2025).

A. Tarifas residenciales por estrato y bloques de consumo

Colombia aplica un sistema tarifario residencial diferenciado basado en una estratificación socioeconómica de seis niveles de los hogares. Bajo este esquema, los grupos de menores ingresos (estratos 1–3) reciben subsidios explícitos sobre el consumo de electricidad, los hogares de ingresos medios (estrato 4) pagan tarifas que reflejan el costo total del servicio, y los grupos de mayores ingresos (estratos 5–6) enfrentan recargos que contribuyen a financiar los subsidios cruzados del sistema.

Los subsidios están limitados a un bloque de consumo de subsistencia definido, que representa la porción de la demanda mensual considerada esencial; por encima de este nivel, todos los hogares enfrentan tarifas significativamente más altas. Esta estructura busca garantizar cierto nivel de asequibilidad para los servicios energéticos básicos, al mismo tiempo que mantiene señales de precio para niveles más altos de consumo.

Una explicación más detallada de este esquema se presenta en el apéndice.

B. Tarifas no residenciales (commercial, industrial)

En el segmento no residencial, las categorías tarifarias (comercial/industrial, oficial, exento, áreas comunes, entre otras) suelen enfrentar tarifas efectivas más altas que los usuarios residenciales subsidiados y, en muchos territorios, presentan comportamientos de recaudo relativamente más estables, debido a flujos de ingreso más previsibles o a mecanismos institucionales de pago.

Para las comunidades energéticas, esto convierte a las cargas ancla no residenciales en un elemento financiero clave: incrementan el valor marginal del autoconsumo y pueden sostener mejor los costos recurrentes de operación y mantenimiento (O&M) y reposición, reduciendo el riesgo para la sostenibilidad del servicio.

En el ejemplo tarifario citado (diciembre de 2025), se distinguen varias categorías no residenciales relevantes para el diseño de comunidades energéticas, incluyendo industrial y comercial, oficial y exento de contribución, así como áreas comunes con y sin contribución. Esto demuestra que la clasificación del usuario afecta directamente el valor del kWh y, por lo tanto, la bancabilidad del esquema cuando el modelo se basa en ahorros o pagos por servicios energéticos (Comercializador/Operador, 2025; CREG, 2025).

C. Estructura de costo unitario y cargo fijo (Relevante para modelación financiera)

La estructura del costo unitario (UC) y el cargo fijo son variables críticas de modelación, porque determinan qué parte del gasto en electricidad puede convertirse en ahorros efectivos bajo esquemas de autoconsumo colectivo o generación distribuida, y qué parte permanece inevitable debido a la continuidad de la conexión al mercado regulado. Un error común en la modelación consiste en asumir que cada kWh autogenerado equivale al UC total publicado, cuando en la práctica la factura combina componentes que se comportan de manera distinta e incluye un cargo fijo que persiste incluso con reducciones significativas en las compras a la red. Esto afecta directamente las estimaciones de beneficio económico, capacidad de pago, bancabilidad de los flujos de caja y sostenibilidad del O&M y de la reposición de activos.

El UC publicado está compuesto por varios componentes regulados con diferentes determinantes de costo: el componente de compra de energía y comercialización varía con el consumo, mientras que el uso de redes, pérdidas, restricciones y otros cargos reconocidos pueden no disminuir proporcionalmente en el corto plazo. Desde una perspectiva conservadora, los ahorros deberían

estimarse como ahorros marginales sobre el componente variable efectivamente desplazado, excluyendo los costos residuales que persisten por el hecho de seguir siendo un usuario conectado. En esquemas colectivos, pequeñas desviaciones en los supuestos sobre el ahorro unitario se amplifican a lo largo del número de usuarios y del ciclo de vida del sistema, generando con frecuencia flujos de caja sobreestimados que posteriormente se traducen en déficits de O&M, reservas insuficientes y presión sobre el recaudo comunitario.

El cargo fijo constituye una condición estructural del flujo de caja. Para las comunidades energéticas, esto significa que la “tarifa evitada efectiva” siempre es menor que el UC publicado, ya que equivale a los ahorros variables menos los costos fijos y administrativos que permanecen. Esta distinción es central para el diseño financiero: determina si el proyecto puede sostenerse únicamente con ahorros o si requiere ingresos complementarios (como cargos por servicio, cargas ancla no residenciales, cofinanciación o mecanismos de mitigación) para sostener la operación. También afecta las estructuras internas de pago, que deben calibrarse con base en ahorros netos reales, evitando establecer cargos que superen la reducción observable en la factura, una causa frecuente de mora y deterioro de la gobernanza.

Incorporar el UC y el cargo fijo con este nivel de detalle mejora la trazabilidad y la credibilidad ante actores financieros y regulatorios. Explica por qué proyectos técnicamente sólidos a menudo no logran sostener esquemas de deuda o de pago por servicio cuando la mayor parte del consumo permanece dentro de bloques subsidiados o cuando los ahorros marginales son menores de lo esperado. Por ello, el UC y el cargo fijo deben tratarse como parámetros de control del modelo: los supuestos sobre componentes evitables deben ser explícitos, incluirse escenarios de sensibilidad, y establecerse vínculos con decisiones de diseño como segmentación de usuarios, cargas ancla y reservas para O&M y reposición, garantizando que los flujos de caja proyectados reflejen el comportamiento real de facturación en el mercado regulado.

IV. Implicaciones regulatorias para el diseño y operación

Propósito: Mostrar cómo la regulación configura las decisiones técnicas, financieras y de gobernanza.

- Los procedimientos de medición, liquidación y reporte requieren mayor claridad operativa para los esquemas comunitarios.
- Las estructuras de gobernanza comunitaria deben alinearse con las obligaciones comerciales establecidas por las reglas del mercado eléctrico.

En el contexto colombiano, el marco regulatorio y de política pública asociado a las comunidades energéticas genera implicaciones directas sobre la forma en que los proyectos se diseñan, implementan y sostienen en el tiempo. Estas implicaciones condicionan decisiones estructurales clave: la modalidad técnica y regulatoria aplicable (y su compatibilidad con el SIN o las ZNI), la ruta de conexión y los requisitos del operador de red, el esquema de medición y facturación para

arreglos colectivos, y el tratamiento económico de los beneficios (ahorros y, cuando corresponda, excedentes).

El marco también introduce requisitos procedimentales y de trazabilidad que afectan los cronogramas, los costos de transacción y la elegibilidad para apoyos públicos, y exige una asignación explícita y verificable de roles entre la comunidad, el comercializador, el operador de red y el proveedor de O&M. Cuando estas definiciones no se resuelven adecuadamente, las fricciones tienden a concentrarse en puntos críticos: retrasos y sobrecostos en la conexión, dificultades en la liquidación y distribución de beneficios, debilitamiento del recaudo y vacíos en O&M y reposición, que terminan afectando la continuidad del servicio.

Con este enfoque, a continuación, se presentan las principales implicaciones, organizadas por bloques para traducir la regulación en criterios operativos aplicables al diseño técnico, la estructuración institucional y la sostenibilidad financiera de los proyectos.

A. Decisiones regulatorias y técnicas en el diseño con impacto directo en la obligatoriedad de cumplimiento

La regulación aplicable a las comunidades energéticas opera como un conjunto de condiciones de exigibilidad que deben verificarse desde la etapa de estructuración. Esto implica que el proyecto debe definirse no solo como una solución tecnológica, sino como un servicio energético con responsabilidades, flujos y reglas verificables.

En proyectos dentro del SIN, la modalidad técnica (autogeneración o generación distribuida, individual o colectiva) determina los requisitos de conexión, operación y tratamiento de excedentes, y condiciona el diseño de los esquemas de medición, facturación y asignación de beneficios. Por ello, el diseño debe confirmar la modalidad desde etapas tempranas, anticipar el punto de conexión y los requisitos del operador de red, e integrar el esquema de medición y facturación como parte del diseño financiero.

En contextos colectivos, la medición y asignación de beneficios es un aspecto crítico: cuando no es claro quién recibe qué y por qué, la legitimidad del proyecto se deteriora y el riesgo de recaudo aumenta. Por lo tanto, la prefactibilidad debe incorporar una regla de asignación trazable y operativamente manejable, con supuestos conservadores sobre la disponibilidad de información, los costos de transacción y la capacidad de gestión local (CREG, 2025; MME, 2024).

B. Interferencias operacional con el operador de red y el comercializador: fricciones frecuentes y mitigación

La operación de un esquema comunitario conectado a la red depende de la coordinación con el operador de red y el comercializador, particularmente en aspectos como la conexión, el acceso a la información de medición, la facturación, las liquidaciones y la gestión de fallas. En el

diagnóstico, las principales fricciones surgen en la gestión de estas interfaces: tiempos y costos de conexión subestimados, requisitos técnicos comunicados tardíamente, acceso limitado a datos oportunos y cargas administrativas que elevan los costos de transacción para actores con capacidades limitadas. Estas fricciones afectan los cronogramas, la rentabilidad percibida y la sostenibilidad financiera.

Por lo tanto, la estructuración debe prever acuerdos operativos mínimos sobre intercambio de información, protocolos de servicio, mecanismos de conciliación y resolución de discrepancias. Cuando el modelo depende de excedentes o reglas complejas de distribución de beneficios, estas necesidades se intensifican, aumentando la importancia de soluciones de medición y control que reduzcan la ambigüedad y la discrecionalidad (CREG, 2025; UPME, 2024).

C. Contratación de O&M, trazabilidad y control comunitario como mitigador de riesgos

Los mecanismos de contratación de O&M y de trazabilidad funcionan como mitigadores regulatorio-financieros, al traducir la gobernanza y la rendición de cuentas en rutinas operativas. Arreglos claros de operación y mantenimiento (O&M), obligaciones de reporte y mecanismos básicos de control social reducen el riesgo de ejecución, mejoran el cumplimiento de los estándares de servicio y fortalecen la confianza entre reguladores, financiadores y usuarios. Cuando estos elementos son débiles o inexistentes, el cumplimiento regulatorio se vuelve frágil, las fallas operativas se acumulan y se debilita la elegibilidad del proyecto para acceder a apoyo público o financiero.

Como complemento, la transparencia activa y la trazabilidad operativa funcionan como mitigadores de riesgo en esquemas colectivos: repositorios de actas, informes periódicos de desempeño (producción, disponibilidad, recaudo) y trazabilidad entre datos, decisiones y ejecución. Este enfoque reduce asimetrías de información, fortalece la legitimidad y la disciplina de pago, y disminuye el riesgo de conflictos internos o captura de decisiones. En comunidades energéticas, la transparencia no es solo una buena práctica de gobernanza: es un mecanismo de control que protege el flujo de caja y reduce la probabilidad de deterioro operativo temprano (MME, 2024; GIZ, 2024).

A continuación, se presentan los criterios operativos de elegibilidad para una comunidad energética:

- I. Elegibilidad regulatoria: modalidad aplicable y territorio (SIN/ZNI).
- II. Ruta de registro: cumplimiento procedimental y capacidad de reporte.
- III. Acceso a apoyo público: criterios de focalización y restricciones en el uso de recursos.
- IV. Conectabilidad: factibilidad, costos, tiempos y requisitos del operador de red/distribuidor.
- V. Medición y liquidación: esquema compatible y tratamiento definido de excedentes.

- VI. Estructura contractual: responsabilidades explícitas entre operador de red, comercializador, comunidad y proveedor de O&M.
- VII. Gobernanza y transparencia: evidencia de rendición de cuentas y trazabilidad.
- VIII. Riesgo de recaudo: arquitectura de cobro, mora esperada y factores mitigantes.
- IX. Sostenibilidad de O&M: plan de mantenimiento, soporte técnico y fondo de reposición.

INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y MECANISMOS PARA LA MOVILIZACIÓN DE CAPITAL

Propósito: Mapear las opciones de financiamiento e identificar las brechas que afectan la bancabilidad de las comunidades energéticas.

- El financiamiento de CAPEX está disponible a través de múltiples instrumentos nacionales e internacionales, pero los mecanismos para O&M y mitigación de riesgos siguen siendo limitados.
- Las condiciones de financiamiento varían ampliamente según el instrumento, la escala del proyecto y el contexto territorial.

Mensaje clave: Existe una brecha significativa entre la disponibilidad de financiamiento para CAPEX (inversión inicial) y la escasez de instrumentos para OPEX (gastos operativos) y mitigación de riesgos.

La sostenibilidad de las comunidades energéticas requiere estructuras de financiamiento combinado (blended finance) y la creación de reservas dedicadas para O&M (operación y mantenimiento) que garanticen la continuidad del servicio a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Esta sección analiza el acceso a instrumentos financieros desde una perspectiva multiactor, reconociendo que la movilización de capital para las comunidades energéticas no recae únicamente en la organización comunitaria que impulsa un proyecto. En la práctica, la estructuración y sostenibilidad de estos modelos depende de la articulación entre comunidades, entidades públicas en el territorio, operadores y desarrolladores energéticos, bancos y fondos de desarrollo, y cooperación internacional, cada uno con capacidades, restricciones y mandatos distintos para canalizar recursos. El propósito del capítulo es identificar las herramientas públicas, privadas y comunitarias disponibles, así como establecer qué tan viables son en el contexto colombiano, bajo qué condiciones operan y qué barreras estructurales limitan su uso efectivo, con especial énfasis en territorios rurales y Zonas No Interconectadas (ZNI).

En Colombia, los principales obstáculos para financiar comunidades energéticas tienden a concentrarse en la transición entre la formulación del proyecto y el desembolso efectivo de recursos. El desafío no es únicamente la existencia formal de instrumentos, sino también su compatibilidad con los requisitos de elegibilidad, formalización y representación legal, así como con exigencias de garantías y contrapartidas, condiciones financieras (plazos, moneda y estructura de pagos) y estándares de trazabilidad y reporte en el uso de recursos. A lo anterior se suman riesgos que resultan decisivos para financiadores y operadores: la estabilidad del esquema de recaudo, la claridad en los roles y responsabilidades contractuales, la capacidad de operación y mantenimiento, la reposición de activos críticos y la gestión de conflictos o incumplimientos. En contextos rurales y ZNI, estas restricciones tienden a intensificarse debido a mayores costos

logísticos, menor densidad institucional, baja penetración bancaria y mayores costos de transacción para comunidades y entidades territoriales.

El análisis parte de una premisa diagnóstica: la viabilidad financiera de una comunidad energética se construye mediante un proceso de ensamblaje institucional y financiero, en el que la estructura de capital, los incentivos y los mecanismos de mitigación de riesgos deben ser coherentes con las capacidades reales del territorio. En este sentido, las rutas de financiamiento resultan más viables cuando los instrumentos se combinan y las responsabilidades se alinean. Los recursos públicos y los programas sectoriales pueden cubrir componentes de preinversión, cofinanciación y asistencia técnica; los bancos de desarrollo y fondos especializados pueden aportar condiciones concesionales y mecanismos de mitigación de riesgo; los operadores y desarrolladores pueden estructurar la ejecución y reducir riesgos técnicos y de O&M; y los mecanismos comunitarios, cuando existen, pueden aportar anclaje local y disciplina de pago, siempre que se integren en reglas claras de administración, transparencia y gobernanza. Esta lectura permite evaluar los instrumentos no como opciones aisladas, sino como piezas que pueden —o no— integrarse en rutas de implementación viables.

Con base en esta lógica, el capítulo se organiza en cuatro partes. Primero, presenta un mapeo de instrumentos financieros nacionales e internacionales relevantes para comunidades energéticas, incluyendo subsidios y cofinanciación, crédito concesional y comercial, líneas de banca de desarrollo, garantías, leasing, blended finance y first-loss, fondos climáticos, esquemas fiduciarios y mecanismos comunitarios. Segundo, desarrolla un benchmarking que permite ordenar estos instrumentos según su alineación con el propósito del programa, flexibilidad operativa, exigibilidad y sostenibilidad financiera. Tercero, analiza las condiciones de acceso y las restricciones del mercado que explican por qué algunos instrumentos no llegan a utilizarse en la práctica aun cuando están disponibles. Finalmente, consolida un conjunto de instrumentos priorizados y combinaciones plausibles que sirven como insumo directo para el análisis de condiciones habilitantes y brechas, la construcción del árbol de decisión y el diseño financiero en fases posteriores.

I. Mapeo de Instrumentos de financiación locales e internacionales

Propósito: Catalogar las fuentes de financiamiento relevantes para las comunidades energéticas.

- Las herramientas nacionales incluyen FAZNI, FENOGE, PRONE, el Sistema General de Regalías (SGR) y líneas de crédito de la banca de desarrollo.
- Las fuentes internacionales incluyen el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Mundial / ESMAP, KfW, el Green Climate Fund y programas de cooperación bilateral.

El mapeo de instrumentos financieros se desarrolló como un ejercicio de caracterización aplicada para identificar y ordenar los mecanismos que pueden movilizar recursos hacia comunidades energéticas en Colombia, reconociendo que su viabilidad financiera generalmente depende de la articulación de apoyos complementarios y no de una sola fuente de financiamiento. En términos

operativos, el mapeo se enfoca en comprender cómo funcionan los instrumentos en la práctica, qué componentes del ciclo del proyecto pueden cubrir y cuáles son las condiciones de acceso que determinan su uso efectivo. Este enfoque permite distinguir entre la disponibilidad “nominal” de un instrumento y su aplicabilidad real, especialmente en proyectos que enfrentan desafíos recurrentes de elegibilidad, formalización, capacidad de ejecución, intermediación financiera y costos de transacción.

Desde la perspectiva de la Transición Energética Justa, el mapeo cumple un papel técnico central: permite identificar qué instrumentos se adaptan mejor a contextos con baja penetración bancaria, altos costos logísticos y riesgos operativos concentrados en el recaudo, la operación y mantenimiento (O&M) y la reposición de activos. También facilita anticipar qué instrumentos requieren anclajes institucionales y esquemas explícitos de mitigación de riesgos para volverse operativos, como garantías sustitutivas de colateral, cofinanciación pública focalizada, estructuras de gestión y trazabilidad de recursos, o desembolsos condicionados a resultados verificados. En Colombia, esta lógica se conecta con el marco habilitante de las comunidades energéticas, donde el registro y la focalización regulatoria funcionan como habilitadores para acceder a beneficios e instrumentos programáticos, incluyendo la condición de que la configuración técnica del proyecto se enmarque en figuras como Autogeneración Colectiva o Generación Distribuida Colectiva.

El mapeo se estructuró con el objetivo de producir una base comparable y utilizable, evitando una simple compilación descriptiva. Para ello, cada instrumento se analizó bajo dos criterios simultáneos: primero, su función financiera dentro de una estructura de capital; y segundo, la ruta de acceso más viable según el tipo de actor que puede activarlo. En la práctica, esta distinción es decisiva, porque muchos instrumentos relevantes para comunidades energéticas no están diseñados para ser tomados directamente por una organización comunitaria, sino por entidades territoriales, empresas del sector real, desarrolladores, cooperativas financieras o intermediarios.

Tabla 17. Caracterización de variables

Variable	Contenido de caracterización
Naturaleza	Cofinanciación o subsidio, crédito directo o intermediado, redescuento, garantía, asistencia técnica, desembolsos por resultados.
Administrador y canal	Entidad administradora y modalidad de acceso, ya sea directa o a través de un intermediario financiero o socio.
Beneficiario elegible	Actores elegibles y restricciones de elegibilidad.
Etapas elegibles	Preinversión, CAPEX, puesta en marcha, OPEX, reposición, expansión.
Conceptos elegibles	Estudios, ingeniería, equipos, obras, capital de trabajo, O&M, fortalecimiento, verificación.

Variable	Contenido de caracterización
Condiciones de acceso	Requisitos técnicos y documentales, límites sobre la antigüedad del gasto, contrapartidas, trazabilidad.
Principal fricción operativa	Complejidad del procedimiento, tiempos, necesidad de viabilidad previa, seguimiento y verificación, costos de transacción.

Con base en la evidencia recopilada, los instrumentos se agruparon en una tipología funcional que permite traducir el mapeo en criterios operativos para el diseño financiero. Esta tipología no se construye a partir de la etiqueta del instrumento, sino de su función económica y operativa dentro del ciclo del proyecto: qué componente habilita (preparación, inversión, puesta en marcha, operación, reposición o expansión) y qué riesgo contribuye a reducir o redistribuir (desarrollo, desempeño, recaudo, colateral, costo financiero, riesgo político-regulatorio o riesgo institucional). En la práctica, esta clasificación facilita la comparación de mecanismos heterogéneos bajo un marco común y, de manera crítica, permite identificar qué combinaciones son necesarias para cerrar brechas específicas en cada etapa, particularmente en proyectos comunitarios con transacciones pequeñas, alta fragmentación y fricciones de acceso.

La evidencia internacional sobre electrificación descentralizada y mini-redes muestra que la bancabilidad rara vez se logra a partir de una sola fuente: los esquemas que movilizan capital de manera sostenida tienden a estructurarse como paquetes de instrumentos que combinan preparación de proyectos, apoyo no reembolsable o cierre de la brecha de viabilidad, deuda concesional o intermediada, y mecanismos explícitos de mitigación de riesgos (garantías, seguros o tramos de first-loss). Esta lógica responde a un hecho operativo: los principales riesgos que obstaculizan el financiamiento no se concentran únicamente en el CAPEX, sino en la transición hacia operaciones sostenibles (por ejemplo, recaudo, O&M, reposición y desempeño), especialmente en territorios rurales y ZNI. El documento de referencia global compilado por el equipo también muestra una tendencia creciente de movilización de recursos hacia estos modelos, con financiamiento comprometido del orden de miles de millones de dólares y un aumento del componente privado en la última década, lo que refuerza la relevancia de estructurar mecanismos escalables y estandarizables.

Para que la tipología sea utilizable en el análisis comparativo posterior, cada categoría se presenta con cuatro elementos consistentes:

- Qué habilita en la práctica,
- La etapa del proyecto en la que es más crítica,
- El principal riesgo que gestiona, y
- Ejemplos referenciales incluidos en el mapeo (nacionales o internacionales).

Esta estructura también permite evitar dos errores comunes en los diagnósticos financieros: asumir que un instrumento “aplica” simplemente porque existe, o suponer que la organización comunitaria siempre será el tomador directo del instrumento.

Tabla 18. Funciones del Capital movilizado

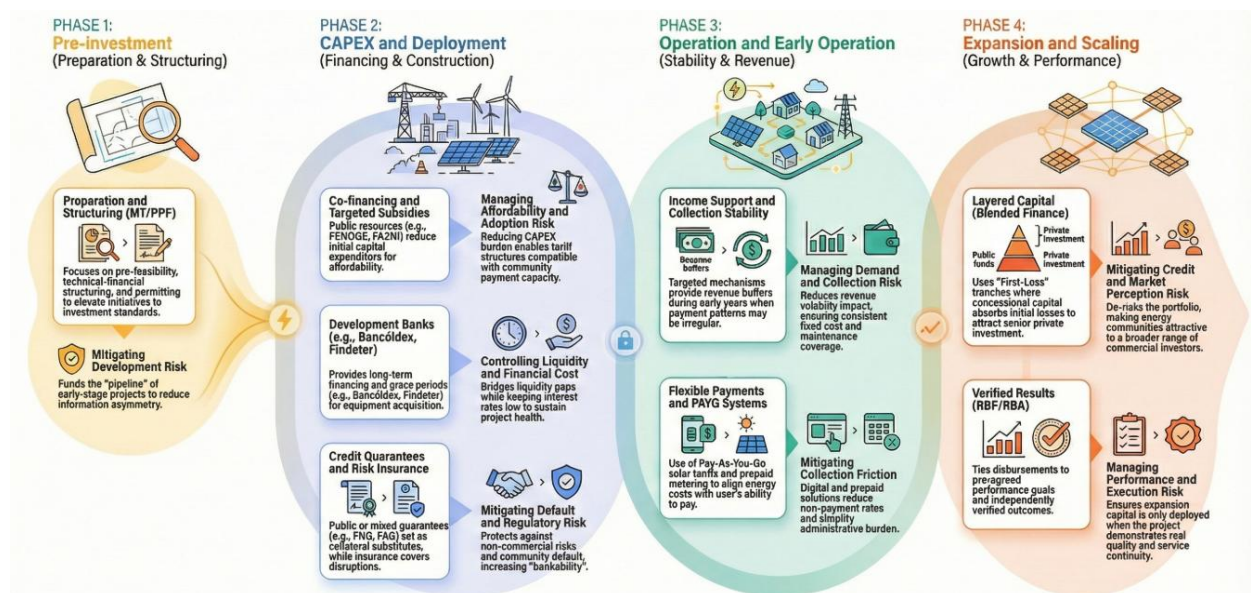
Función financiera	Qué habilita en la práctica	Etapas principales	Gestión de riesgo	Ejemplos
Preparación y estructuración (MT/PPF)	Estudios de prefactibilidad y factibilidad, estructuración técnico-financiera, fortalecimiento organizacional, permisos y estándares de evaluación	Preinversión	Riesgo de desarrollo (pipeline)	Project Preparation Facility del GCF; Energy Communities Facility (UE) para planes de negocio y pre-desarrollo
Cofinanciación/subsidio (incluye cierre de la brecha de viabilidad)	Reducción del CAPEX y, en algunos casos, de costos de puesta en marcha; mejora la asequibilidad y la viabilidad manteniendo tarifas compatibles con la TEJ	CAPEX y puesta en marcha	Asequibilidad y adopción	EN-Comunidad (FENOGE) y mecanismos programáticos sectoriales
Deuda concesional e intermediada / redescuento	Financiamiento de inversión y capital de trabajo asociado con plazos y periodos de gracia más compatibles con activos energéticos; canalización a través de intermediarios	CAPEX y expansión	Costo financiero y liquidez	Bancóldex “Energía Solar se Reactiva”; Findeter Energía y eficiencia
Leasing y financiamiento de activos	Facilita la adquisición de activos con pagos asociados al uso; reduce barreras de inversión inicial cuando existe un tomador formal	CAPEX / despliegue	Restricción de liquidez y CAPEX inicial	Modalidades habilitadas en productos de instituciones financieras y entidades de segundo piso según elegibilidad
Garantías de crédito (públicas/mixtas)	Sustitución parcial de colateral, reducción de pérdida esperada y ampliación del acceso a crédito formal; mejora de condiciones de tasa y plazo	CAPEX y capital de trabajo	Incumplimiento y colateral	FAG (Finagro); FNG (Garantías Empresariales)

Función financiera	Qué habilita en la práctica	Etapas principales	Gestión de riesgo	Ejemplos
First-loss / estructuras por capas (capital estructurado)	Absorbe primeras pérdidas para atraer capital privado y habilitar blended finance; mejora el perfil riesgo-retorno del portafolio	CAPEX / escalamiento	Riesgo crediticio y de desempeño percibido por el mercado	Estructuras de blended finance y fondos climáticos que utilizan tramos concesionales o first-loss
Seguros y garantías frente a riesgo político-regulatorio	Cubre riesgos no comerciales (cambios regulatorios, eventos políticos, interrupciones contractuales) y reduce incertidumbre para inversionistas	CAPEX / operación	Riesgo político-regulatorio	Referencias internacionales utilizadas en infraestructura y electrificación descentralizada
Pagos por resultados verificados (RBF/RBA/Performance Pays)	Pagos condicionados a resultados verificables y metas acordadas; fortalecen la disciplina de ejecución y desempeño y pueden apalancar coinversión	Despliegue / expansión	Desempeño y ejecución	Referencias de ESMAP sobre RBF/RBA en energía y electrificación descentralizada
Apoyo a ingresos / estabilidad del recaudo (selectivo)	Mecanismos que reducen la volatilidad de ingresos (por ejemplo, apoyo bajo demanda o continuidad de pago) cuando el riesgo de recaudo es dominante	Operación temprana	Riesgo de demanda/recaudo	Esquemas utilizados en portafolios de mini-redes (referencial)
Anclaje de pago flexible y recaudo (PAYG / prepago / medición inteligente)	Alinea pagos con consumo y capacidad de pago; reduce la morosidad mediante control (prepago/activación) y trazabilidad del consumo	Operación	Riesgo de recaudo	PAYG como mecanismo ampliamente utilizado en off-grid y mini-redes, apoyado en pagos digitales y control del servicio

Esta tipología permite orientar el uso del mapeo hacia decisiones concretas de diseño financiero: identificar qué instrumentos habilitan el pipeline (preinversión), cuáles cierran brechas de viabilidad (CAPEX/asequibilidad), cuáles reducen riesgos que bloquean el financiamiento (colateral, desempeño, riesgo político-regulatorio) y cuáles estabilizan la operación (por ejemplo, recaudo y reposición de activos).

En el marco de las comunidades energéticas, el punto crítico no es únicamente “financiar el activo”, sino sostener el servicio en el tiempo. Por esta razón, el análisis posterior prioriza combinaciones de instrumentos que integren desde el inicio elementos de preparación del proyecto, asignación clara de responsabilidades y mecanismos explícitos de mitigación de riesgos. Este enfoque permite que la estructura financiera no solo cubra la inversión inicial, sino que también proteja la continuidad operativa, el mantenimiento y la reposición de activos a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Figura 1. Etapas del ciclo financiero de comunidades energéticas



A. Instrumentos y mecanismos relevantes aplicables a comunidades energéticas

El componente nacional del mapeo se organizó distinguiendo entre:

- (i) mecanismos habilitantes y programáticos del sector energético, que ordenan la elegibilidad y canalizan recursos públicos para la estructuración e implementación, y
- (ii) mecanismos financieros no exclusivos de las comunidades energéticas, que pueden activarse si se estructuran rutas de acceso consistentes con la elegibilidad, la capacidad de ejecución y una asignación explícita de riesgos.

Esta distinción es relevante porque, en la práctica, muchos de los instrumentos que podrían movilizar recursos hacia comunidades energéticas no fueron diseñados para ser tomados directamente por una organización comunitaria.

En primer lugar, el marco habilitante y de focalización cumple una función práctica: ordenar el reconocimiento formal, la priorización y la trazabilidad de los proyectos, lo que afecta directamente la posibilidad de articulación con instrumentos programáticos. La Resolución 40509 de 2024 se incorpora en el análisis como una referencia central para el registro y la focalización de comunidades energéticas, en la medida en que define criterios y procedimientos que condicionan el acceso al apoyo público y la coherencia técnico-regulatoria de la solución. En paralelo, instrumentos programáticos del sector como EN-Comunidad de FENOGE constituyen mecanismos no reembolsables orientados a fortalecer capacidades y cerrar brechas de estructuración, delimitando beneficiarios, documentación y requisitos. Este tipo de instrumento es particularmente relevante en la fase temprana, donde la principal restricción suele ser la falta de estructuración técnica, legal y financiera suficiente para cumplir estándares de evaluación y ejecutar recursos sin aumentar desproporcionadamente los costos de transacción.

En segundo lugar, se caracterizaron líneas de financiamiento intermediado y de redescuento por su potencial para financiar inversiones energéticas con plazos y periodos de gracia más compatibles con la naturaleza de los activos. En estos casos, la aplicabilidad a comunidades energéticas depende menos de la existencia del producto financiero y más de la posibilidad de estructurar una entidad elegible con capacidad para gestionar flujos, cumplir requisitos y administrar riesgos operativos. Por ello, en el diagnóstico se consideran plausibles aquellas rutas donde el tomador del instrumento pueda ser un actor territorial, un aliado privado local, un operador o un esquema estructurado de ejecución, permitiendo resolver las restricciones típicas de elegibilidad, contrapartidas, antigüedad del gasto y trazabilidad.

En tercer lugar, se incorporaron mecanismos asociados al financiamiento rural y a garantías, ya que parte del potencial de las comunidades energéticas está anclado a la productividad rural y a usos productivos que fortalecen la capacidad de pago. En este frente, el Manual de Servicios de Finagro incorpora el destino “Fuentes No Convencionales de Energía Renovable”, lo que habilita operaciones de crédito cuando existe un sujeto rural elegible y un canal intermediado. Adicionalmente, las garantías del Fondo Agropecuario de Garantías (FAG) reducen las barreras de colateral en segmentos rurales, mientras que el Fondo Nacional de Garantías (FNG) amplía las rutas de acceso para tomadores empresariales (micro, pequeñas y medianas empresas) a través de intermediarios financieros.

En conjunto, estas rutas nacionales refuerzan una conclusión diagnóstica relevante: la movilización efectiva de capital suele depender de la capacidad de estructurar “rutas de activación” que alineen el instrumento financiero con un tomador elegible, un ejecutor con capacidades y un esquema operativo coherente con la percepción de riesgo del mercado.

Los mecanismos presentados a continuación representan una selección de instrumentos nacionales identificados en el ejercicio de mapeo como los más relevantes para las comunidades energéticas, considerando su alineación funcional con la tipología presentada anteriormente y su accesibilidad práctica bajo las condiciones regulatorias actuales. Con base en esta categorización, la Tabla 19 resume los principales mecanismos nacionales identificados como relevantes para las comunidades energéticas, junto con sus condiciones operativas.

Tabla 19. Tipos de mecanismos

Con base en esta categorización, la Tabla 19 resume los principales mecanismos nacionales identificados como relevantes para las comunidades energéticas, junto con sus condiciones operativas.

A continuación, se presenta una lista exhaustiva de los mecanismos aplicables en el contexto de comunidades energéticas en Colombia.

Mecanismo	Función	Administrador	Etapas principales	Condición operativa ⁶
Registro de Comunidades Energéticas (Res. 40509/2024)	Preparación y estructuración	MME	Preinversión	Define procedimientos y criterios, condicionando la elegibilidad y la articulación con instrumentos programáticos; requiere coherencia técnico-regulatoria cuando corresponda.
EN-Comunidad	Cofinanciación (no reembolsable)	FENOGGE	Preinversión y CAPEX	Delimita beneficiarios y requisitos; reduce la brecha de estructuración. Fricción típica: carga documental, tiempos de evaluación y trazabilidad en la ejecución.
Energía Solar se Reactiva	Deuda intermediada	Bancóldex	CAPEX	Plazos y periodos de gracia. Fricción típica: necesidad de un tomador elegible, soportes de inversión, límites en la antigüedad del gasto e intermediación financiera.
Energía y eficiencia energética	Redescuento	Findeter	CAPEX y capital de trabajo	Plazos y periodos de gracia. Fricción típica: requisitos de viabilidad, pre-estructuración, intermediación y trazabilidad; útil cuando existe un ancla institucional o ejecutor con capacidad.

⁶ Condición operativa se refiere a los factores habilitantes que deben considerarse al aplicar el mecanismo referido.

Mecanismo	Función	Administrador	Etapas principales	Condición operativa ⁶
Destino FNCER (Finagro)	Garantías de crédito	Finagro	CAPEX	Habilita crédito para FNCER en zonas rurales. Fricción típica: elegibilidad rural, canal intermediado, requisitos del intermediario y coherencia con el flujo productivo.
Garantía FAG	Garantías de crédito	Finagro	CAPEX y capital de trabajo	Reduce barreras de colateral en segmentos rurales. Fricción típica: reglas de cobertura, comisiones, elegibilidad y articulación con el crédito subyacente.
Garantías Empresariales	Garantías de crédito	FNG	CAPEX y capital de trabajo	Garantías para MIPYMES a través de intermediarios. Fricción típica: acceso condicionado al producto financiero del intermediario, evaluación crediticia y requisitos de formalización.

B. Instrumentos transferibles y referencias internacionales de operación

El componente internacional del mapeo tiene como objetivo identificar referencias operativas cuya lógica de diseño ha demostrado ser efectiva en la movilización de capital hacia comunidades energéticas, mini-redes y esquemas de electrificación descentralizada. El criterio de transferibilidad no se basa en replicar arreglos institucionales específicos, sino en capturar mecanismos que resuelven fallas recurrentes que también se observan en Colombia: preparación técnica y financiera insuficiente para alcanzar estándares de inversión; alta incertidumbre en etapas tempranas que impide apalancar deuda; elevados costos de transacción para operaciones pequeñas y dispersas; y riesgos dominantes concentrados en la recaudación, operación y mantenimiento (O&M) y reposición de activos. Desde esta perspectiva, el valor del componente internacional consiste en aportar un conjunto de “piezas” replicables por función, es decir, por lo que habilitan y por el riesgo que ayudan a gestionar, más que por su denominación institucional.

En la etapa de preinversión, la referencia internacional más consistente es el uso de Project Preparation Facilities (PPF) asociadas a fondos climáticos y multilaterales, que financian estudios de prefactibilidad y factibilidad, estructuración técnico-financiera, acompañamiento para permisos y fortalecimiento de capacidades para cumplir estándares de evaluación. Estas facilidades cumplen una función habilitadora: convierten iniciativas en proyectos bancables, reduciendo asimetrías de información y riesgo de desarrollo para los financiadores. En este marco, la Project Preparation Facility del Green Climate Fund se utiliza como referencia por su papel global en el apoyo a la preparación de proyectos climáticos antes de su aprobación, incluyendo soporte técnico y financiero para su estructuración.

Adicionalmente, en Europa existen instrumentos más focalizados y “ligeros” específicamente dirigidos a comunidades energéticas, cuyo objetivo es acelerar tareas de pre-desarrollo y elaboración de planes de negocio, reduciendo tiempos y costos de transacción. Un ejemplo es la Energy Communities Facility, concebida como un mecanismo de subvención orientado a planes de negocio y a los componentes técnico-jurídicos necesarios para avanzar hacia la implementación. La transferibilidad de estas referencias no depende de replicar su gobernanza institucional, sino de incorporar su lógica: financiación ágil y estandarizada de preinversión, con productos claramente definidos que eleven los proyectos a un nivel comparable y evaluable.

En cuanto al cierre de la brecha de viabilidad y la protección de la asequibilidad, la evidencia internacional reafirma la relevancia de los mecanismos de viability gap funding para proyectos comunitarios en los que la tarifa no puede reflejar plenamente los costos sin afectar la equidad y el acceso. El elemento transferible no es la figura exacta del subsidio, sino su estructura: reglas claras de elegibilidad, criterios de priorización territorial, trazabilidad en el uso de los recursos y un diseño que conecte la cofinanciación con condiciones de sostenibilidad operativa, evitando que el apoyo se agote en el activo sin garantizar la continuidad del servicio. En proyectos comunitarios, esta cofinanciación suele operar como un ancla de bancabilidad, permitiendo estructurar deuda o coinversión sobre un CAPEX reducido y un perfil de ingresos más realista.

En materia de mitigación de riesgos, las referencias internacionales enfatizan que la movilización de capital en electrificación descentralizada requiere instrumentos explícitos de de-risking que actúen sobre riesgos que el mercado privado no asume eficientemente. Tres familias de mecanismos destacan por su relevancia para un diagnóstico aplicable:

- Garantías de crédito o coberturas parciales de riesgo, que sustituyen colateral y reducen pérdidas esperadas, habilitando condiciones de deuda más compatibles con activos energéticos.
- Estructuras de capital por capas y mecanismos de first-loss, en los que un tramo concesional absorbe las primeras pérdidas para mejorar el perfil riesgo-retorno del capital senior y atraer coinversión privada.
- Seguros o garantías para riesgos no comerciales (por ejemplo, riesgo político o regulatorio), utilizados en infraestructura para reducir la incertidumbre en entornos donde la estabilidad normativa y el cumplimiento contractual son determinantes para la inversión.
- La principal lección transferible es de carácter metodológico: no se trata de acumular instrumentos, sino de identificar el riesgo dominante del proyecto o del portafolio y seleccionar el mecanismo que efectivamente lo desplaza, asegurando además que exista un actor ancla capaz de activarlo y gestionar sus requerimientos.

En el ámbito de la financiación condicionada a resultados, la literatura internacional documenta el uso de results-based financing (RBF) y results-based aid (RBA) para alinear incentivos y reducir el riesgo de desempeño mediante desembolsos vinculados a resultados preacordados y verificados de manera independiente. Este enfoque resulta particularmente relevante cuando el

riesgo crítico no se limita a la inversión inicial, sino también a la ejecución con calidad y la sostenibilidad operativa, ya que introduce disciplina de desempeño y puede complementar otros instrumentos (por ejemplo, cofinanciación o deuda) al reducir la incertidumbre sobre la entrega de resultados. En este diagnóstico se incorpora como referencia el trabajo de ESMAP, que sistematiza diseños y consideraciones para RBF/RBA en energía y electrificación descentralizada. El elemento transferible a Colombia radica en la lógica contractual y de verificación: pagos contingentes asociados a hitos verificables, respaldados por un pagador confiable y mecanismos de medición que minimicen disputas.

Finalmente, en lo relativo a la estabilización de ingresos y recaudo, la experiencia internacional con modelos pay-as-you-go (PAYG) y variantes de prepago se reconoce como un mecanismo operativo que puede reducir la morosidad al alinear los pagos con el consumo y permitir el control del servicio mediante sistemas de medición y gestión. Sin embargo, su transferibilidad es selectiva: requiere infraestructura de medición y control, capacidades tecnológicas y comerciales por parte del operador, canales de pago funcionales y aceptación social del esquema. Por lo tanto, más que presentarse como un estándar, PAYG se incorpora como una referencia que puede resultar pertinente en contextos específicos, particularmente cuando el riesgo dominante es el recaudo y existen capacidades para operar un modelo de control y gestión de pagos.

En conjunto, estas referencias internacionales fortalecen el diagnóstico al mostrar que la movilización de capital para comunidades energéticas suele lograrse mediante arreglos financieros compuestos: preparación estandarizada para reducir el riesgo de desarrollo; cofinanciación para cerrar brechas de viabilidad sin comprometer la asequibilidad; mecanismos de mitigación de riesgos (garantías, first-loss y coberturas de riesgos no comerciales) para atraer deuda y coinversión; y, cuando resulta pertinente, esquemas basados en resultados o mecanismos operativos que estabilicen el flujo durante la operación. Esta lectura internacional se utiliza en el informe como un marco de referencia para evaluar la aplicabilidad real de instrumentos en Colombia, evitando aproximaciones nominales y concentrando la priorización en combinaciones implementables que reduzcan fricciones de acceso y aborden los riesgos dominantes en ruralidad y ZNI.

Con base en este análisis, la Tabla 20 resume las referencias operativas internacionales identificadas como más relevantes para su transferibilidad al contexto colombiano. Las referencias incluyen tanto facilidades internacionales concretas como tipologías de mecanismos más generales, presentadas de manera ilustrativa con el fin de resaltar lógicas de diseño transferibles, más que instrumentos específicos para su replicación directa.

Table 20. Mecanismos financieros

Referencia mecanismo /	Función principal	Etapas principales	Gestión de riesgo dominante	del	Elemento replicable para el diseño en Colombia
Project Preparation Facility (GCF)	Preparación y estructuración	Preinversión	Riesgo desarrollo (pipeline)	de	Financiamiento de preinversión y estructuración para elevar iniciativas a estándares de inversión y reducir asimetrías de información.
Energy Communities Facility	Preparación (plan de negocio y pre-desarrollo)	Preinversión	Riesgo desarrollo y costos de transacción	de y de	Instrumento ágil para llevar comunidades a planes de negocio evaluables, con productos estandarizados y menor fricción operativa.
Viability Gap Funding / cofinanciación (referencial)	Cierre de la brecha de viabilidad	CAPEX	Asequibilidad y bancabilidad	y	Cofinanciación con criterios de elegibilidad, priorización territorial y trazabilidad, conectada con la sostenibilidad de O&M y reposición de activos.
Garantías y coberturas parciales de riesgo	De-risking para deuda	CAPEX	Crédito colateral	/	Sustitución de colateral y reducción de pérdidas esperadas para habilitar deuda formal con condiciones compatibles con activos energéticos.
First-loss / capital por capas	Finanzas combinadas y apalancamiento	CAPEX / escalamiento	Riesgo percibido por el capital privado		Tramo concesional que absorbe primeras pérdidas, mejora el perfil riesgo-retorno y atrae capital senior para el escalamiento de portafolios.
Seguros o de garantías de riesgo comercial	Coberturas de riesgos comerciales	CAPEX / operación	Riesgo político-regulatorio / institucional	/	Mecanismos para reducir incertidumbre institucional y contractual en infraestructura, mejorando el apetito de inversión en fases críticas.
RBF/RBA (ESMAP)	Pagos por desempeño	Despliegue / expansión	Desempeño / ejecución	/	Pagos contingentes a resultados verificables para disciplinar la ejecución y apoyar la expansión, con verificación independiente.
PAYG / prepago (selectivo)	Estabilización del recaudo	Operación	Demanda recaudo	/	Mecanismo operativo de control del servicio y recaudo que estabiliza flujos; requiere infraestructura de medición/control y capacidad operativa del operador.

II. Benchmark de instrumentos y mecanismos

Propósito: Comparar cómo diferentes instrumentos apoyan el CAPEX, OPEX y la mitigación de riesgos.

- La mayoría de los instrumentos priorizan el financiamiento de inversión (CAPEX) y ofrecen un apoyo limitado para operación y mantenimiento (O&M) o financiamiento del ciclo de vida de los activos.
- Los incentivos difieren en términos de elegibilidad, escala y aplicabilidad para modelos basados en comunidades.

La evaluación comparativa se diseñó como un ejercicio de análisis aplicado que permite pasar de un universo amplio de mecanismos potencialmente relevantes a una ordenación técnica basada en su utilidad real para movilizar capital hacia comunidades energéticas en Colombia. Para ello, se adoptaron referencias metodológicas utilizadas en el ámbito de la financiación para el desarrollo y las finanzas combinadas (blended finance), las cuales recomiendan evaluar los instrumentos no solo por su “tipo” (subsidio, crédito o garantía), sino también por su capacidad para corregir fallas de mercado, generar adicionalidad y desbloquear transacciones que no ocurrirían bajo condiciones comerciales estándar. En este enfoque, la concesionalidad se entiende como un recurso estratégico que debe asignarse de manera focalizada: cuanto mayor sea el nivel de riesgo o mayor la brecha de asequibilidad, mayor será la necesidad de mecanismos concesionales o de mitigación; y, a medida que el proyecto madura y el riesgo se reduce, la estructura debería permitir una transición hacia financiamiento con mayor participación de capital en condiciones comerciales.

Adicionalmente, la metodología incorpora el principio de “asignación eficiente del riesgo”, propio del diseño de estructuras financieras y de asociaciones público-privadas: cada riesgo debe ser gestionado por el actor que tenga la mayor capacidad para controlarlo o mitigarlo al menor costo, evitando transferir riesgos que son inherentemente institucionales, tecnológicos o financieros a la comunidad o al usuario final. Esta lógica resulta particularmente relevante en las comunidades energéticas, donde la bancabilidad suele verse afectada por riesgos dominantes como el recaudo y los ingresos, la operación y mantenimiento (O&M), la reposición de activos y la estabilidad regulatoria. En consecuencia, el análisis prioriza mecanismos que desplacen o redistribuyan explícitamente estos riesgos, en lugar de mecanismos que únicamente proveen recursos sin modificar la estructura de riesgos subyacente.

Sobre esta base, la comparación se estructura en dos capas complementarias. La primera corresponde a un ejercicio de clasificación por actores del ecosistema, que permite identificar quién puede realmente activar cada mecanismo y bajo qué arquitectura institucional puede operar. Esta capa distingue entre el actor ancla o tomador elegible (quien cumple los requisitos formales y contractuales), el actor ejecutor (quien implementa el CAPEX y responde por el desempeño), y el gestor de flujos (quien asegura la trazabilidad, custodia y reglas de desembolso

cuando corresponde). El objetivo es evitar una lectura nominal de la disponibilidad de instrumentos y, en su lugar, construir rutas plausibles de acceso que reflejen los mandatos, capacidades y restricciones de los actores del ecosistema.

Tabla 21. Clasificación de grupos de interés

Variable	Contenido de evaluación
Actor ancla (tomador elegible)	Quién puede solicitar y recibir el recurso cumpliendo con los requisitos formales de elegibilidad y capacidad contractual (por ejemplo: entidad territorial, empresa de servicios energéticos, cooperativa financiera, entidad pública sectorial, fondo u operador).
Actor implementador	Quién ejecuta el CAPEX y es responsable por los entregables técnicos o el desempeño operativo (por ejemplo: desarrollador, operador, empresa instaladora u organización comunitaria con apoyo técnico).
Gestor de flujos y trazabilidad	Quién tiene la custodia de los recursos, ordena los desembolsos o garantiza la trazabilidad y reportabilidad (por ejemplo: patrimonios autónomos, fiducias, entidad pública ejecutora o intermediario financiero).
Desplazamiento del riesgo dominante	Riesgo principal que el mecanismo reduce o redistribuye (desarrollo, crédito/colateral, desempeño y O&M, demanda/recaudo, regulatorio o cambiario).
Condición mínima habilitante	Requisito sin el cual el mecanismo no puede activarse (por ejemplo: preparación del proyecto, contratos de O&M, sistemas de medición y control, registro y criterios de focalización, verificación).

La segunda capa corresponde a una matriz de calificación operativa que traduce el marco anterior en criterios comparables de aplicabilidad. La evaluación considera, en particular, la implementabilidad (probabilidad de alcanzar el desembolso bajo condiciones reales de documentación, tiempos y carga transaccional), la efectividad en la mitigación de riesgos (grado en que el instrumento reduce el riesgo dominante que limita la bancabilidad), la escalabilidad y estandarización (potencial para operar mediante portafolios con menores costos de transacción) y la coherencia con los objetivos de la Transición Energética Justa (protección de la asequibilidad, equidad territorial y sostenibilidad operativa).

Con base en la tipología funcional utilizada en el mapeo (preparación y estructuración; cofinanciación; deuda concesional/intermediada; garantías y coberturas; desembolsos por resultados; mecanismos operativos de recaudo), la evaluación permite ordenar los mecanismos no por su etiqueta financiera, sino por su función transaccional dentro del ciclo del proyecto y por su ruta de activación más plausible. Esto facilita derivar implicaciones concretas: qué combinaciones son necesarias para cerrar brechas en preinversión, CAPEX, puesta en marcha y operación, y qué instrumentos deben tratarse como habilitadores previos (pre-enablers) en lugar de como fuentes principales de financiamiento.

El resultado de esta comparación se expresa como una priorización diagnóstica por niveles, entendida como un ordenamiento inicial (por ejemplo, apetito de riesgo, factores críticos de bloqueo, tiempos y restricciones reales), sin alterar la lógica del marco analítico. La priorización enfatiza los mecanismos con mayor capacidad para habilitar pipeline, reducir riesgos dominantes y facilitar el escalamiento. Las entrevistas presentadas en la sección de anexos amplían y complementan los niveles de priorización definidos.

Tabla 22. Matriz de priorización

Tipología funcional del mecanismo	Nivel de prioridad	Justificación principal en el diagnóstico
Preparación y estructuración (AT, PPF)	Alta prioridad	Condición habilitante para convertir iniciativas en proyectos bancables; reduce el riesgo de desarrollo y los costos de transacción; mejora la elegibilidad frente a deuda, garantías y cofinanciación.
Cofinanciación y cierre de la brecha de viabilidad (subsidios focalizados, cofinanciación)	Alta prioridad	Factor determinante para hacer compatible el CAPEX con la asequibilidad y la TEJ; permite viabilizar modelos en los que la tarifa no cubre los costos sin afectar el acceso; debe conectarse con la sostenibilidad operativa.
Garantías y coberturas parciales de riesgo	Alta prioridad	Instrumento eficiente para movilizar crédito al sustituir colateral y reducir la pérdida esperada; desplaza riesgos que el mercado tiende a no asumir; relevante para habilitar deuda intermediada (OCDE).
Deuda concesional o intermediada (banca de desarrollo, redescuento, DFIs)	Prioridad media-alta	Funciona cuando existe un tomador elegible con flujos claros y una estructura creíble de recaudo y O&M; su desempeño depende críticamente de la preparación previa y de la mitigación de riesgos.
Desembolsos condicionados a resultados (RBF/RBA)	Prioridad media	Útiles para disciplinar la ejecución y facilitar la expansión verificable; más adecuados como complemento de la cofinanciación y la deuda, especialmente cuando el riesgo principal es el desempeño y no solo el CAPEX.
Mecanismos de estabilización de ingresos (apoyos a ingresos, garantías de ingreso mínimo)	Prioridad selectiva	Potentes frente al riesgo de demanda y recaudo, pero requieren capacidad contractual y claridad institucional; aplicables en esquemas con roles robustos y gestión estructurada de flujos.
Modelos de pago flexibles (PAYG y variantes)	Prioridad selectiva	Pueden reducir la morosidad, pero requieren medición y control, así como capacidades tecnológicas y operativas; su aplicabilidad depende del contexto y del operador, por lo que no es universal.

En términos interpretativos, la evaluación sugiere que las rutas más implementables tienden a estructurarse como “secuencias” de instrumentos más que como mecanismos aislados: primero, preparación para elevar el proyecto a un estándar de inversión; luego, cofinanciación para garantizar la asequibilidad y cerrar brechas de viabilidad; y finalmente garantías o coberturas de riesgo para habilitar deuda y coinversión bajo una asignación explícita de riesgos.

Esta secuencia es consistente con las directrices que recomiendan utilizar finanzas combinadas (blended finance) para corregir fallas de mercado, minimizar la concesionalidad cuando sea posible y priorizar instrumentos con capacidad de movilización de capital —como las garantías— particularmente relevantes por su eficiencia de apalancamiento y su capacidad para desbloquear crédito en mercados de mayor riesgo.

III. Condiciones de acceso y restricciones mercado

Propósito: Identificar las restricciones que limitan la capacidad de las comunidades para acceder a financiamiento.

- El tamaño acotado de los proyectos y los altos costos de transacción reducen la bancabilidad y limitan el acceso al crédito.
- Muchas comunidades carecen de historial crediticio formal, estructura organizacional o colateral, lo que restringe su elegibilidad para instrumentos financieros.

La disponibilidad de instrumentos financieros no se traduce automáticamente en acceso efectivo. En las comunidades energéticas, la “restricción de mercado” suele manifestarse como una brecha entre los mecanismos que existen en el diseño institucional y la capacidad real de activarlos en proyectos específicos bajo condiciones de elegibilidad, costos de transacción y gestión de riesgos. Esta brecha resulta particularmente relevante en territorios rurales y ZNI, donde la dispersión geográfica, la menor densidad institucional y las limitaciones operativas para el recaudo, la operación y el mantenimiento se intensifican. En este diagnóstico, las condiciones de acceso se abordan como un conjunto de requisitos habilitantes que determinan si un instrumento puede pasar de la intención al desembolso y, posteriormente, a la sostenibilidad operativa.

En primer lugar, el acceso está condicionado por la existencia de un sujeto elegible con capacidad legal, financiera y contractual. Muchos instrumentos, especialmente los intermediados (crédito, redescuento, garantías), presuponen un tomador capaz de cumplir requisitos documentales, asumir obligaciones, gestionar reportes y sostener esquemas de control y trazabilidad. En modelos comunitarios, esta condición rara vez se cumple directamente en la organización comunitaria, y normalmente requiere un actor ancla (entidad territorial, operador/desarrollador, empresa de servicios energéticos, cooperativa financiera u otro aliado) capaz de firmar, ejecutar y responder por el desempeño. Esta necesidad genera una fricción central: si el actor que puede asumir la obligación financiera no es quien controla el riesgo operativo (por ejemplo, recaudo,

O&M o reposición), la transacción queda expuesta a asimetrías difíciles de cubrir. En la práctica, estas asimetrías solo se corrigen cuando la estructura define explícitamente roles, responsabilidades y mecanismos de control, incluyendo reglas claras de gestión de flujos y criterios verificables de desempeño.

En segundo lugar, la activación de los instrumentos depende del nivel de preparación del proyecto y de su capacidad para cumplir estándares de evaluación técnica y financiera. Con frecuencia, el principal cuello de botella aparece antes del desembolso: ausencia de información sólida sobre demanda y capacidad de pago, ingeniería conceptual y de detalle, estimación de costos del ciclo de vida (por ejemplo, CAPEX, O&M y reposición), definición del esquema de propiedad de los activos, operador responsable, contratos críticos y un modelo financiero trazable que explique cómo se cubrirán los costos en el tiempo. En instrumentos programáticos y de cofinanciación, esto se traduce en cargas documentales, criterios de priorización y tiempos administrativos que requieren capacidades técnicas para responder. En instrumentos de deuda, la falta de preparación se expresa como incapacidad para demostrar una fuente de repago, estabilidad de ingresos y solidez del arreglo operativo.

En tercer lugar, el acceso está fuertemente determinado por la economía de la transacción. Muchos proyectos comunitarios se ubican en rangos de tamaño donde los costos de estructuración, monitoreo, verificación y reporte pueden resultar desproporcionados frente al monto financiado, incluso cuando la tasa o el plazo son favorables. Esta fricción se agrava en territorios dispersos por los costos de visitas técnicas, logística de instalación, suministro de repuestos y gestión de mantenimiento, así como por la necesidad de acompañamiento social e institucional para sostener acuerdos comunitarios. Por ello, los mecanismos con mayor probabilidad de activación son aquellos que reducen la fricción mediante estandarización documental, plantillas, procesos simplificados, asistencia técnica, o que permiten operar bajo una lógica programática o de portafolio que capture economías de escala.

En cuarto lugar, el mercado “selecciona” los instrumentos en función de cómo se gestionan los riesgos dominantes en la operación, que son los que finalmente determinan la bancabilidad real. En las comunidades energéticas, estos riesgos suelen concentrarse en:

- (i) recaudo e ingresos, especialmente donde existe baja penetración bancaria, informalidad en los pagos o ausencia de medición y control;
- (ii) desempeño operativo y continuidad del O&M, incluyendo capacidades técnicas locales, disponibilidad de repuestos y tiempos de respuesta ante fallas;
- (iii) reposición de activos críticos, que requiere reservas o mecanismos explícitos de reemplazo; y
- (iv) estabilidad institucional y coordinación, donde la ambigüedad contractual o el incumplimiento de roles aumenta la percepción de riesgo.

Si estos elementos no se mitigan mediante mecanismos concretos (por ejemplo, gestión de flujos, contratos de O&M, reservas de reposición, garantías o verificación), el costo del capital aumenta o el financiamiento simplemente no ocurre, independientemente de que exista un instrumento disponible formalmente.

En quinto lugar, la trazabilidad y gobernanza de los recursos se convierten en una condición transversal de acceso. Tanto en recursos públicos como en financiamiento concesional y programas de cooperación, la exigencia de reportabilidad, verificabilidad y control suele ser elevada. Esto introduce una tensión práctica: los mecanismos robustos de control aumentan la confianza y reducen el riesgo fiduciario, pero también incrementan los costos de transacción y exigen capacidades administrativas que pueden no existir en el territorio. La solución no consiste únicamente en flexibilizar requisitos, sino en diseñar arquitecturas de gestión de flujos que reduzcan fricción sin perder control, por ejemplo mediante gestores de recursos con experiencia, esquemas fiduciarios o unidades ejecutoras con capacidades probadas, especialmente cuando el instrumento exige hitos, verificación o reportes periódicos.

La siguiente matriz resume las restricciones típicas observables en la activación de instrumentos para comunidades energéticas y su implicación operativa.

Tabla 23. Matriz de barreras de financiación

Dimensión de la restricción	Manifestación típica	Efecto sobre el acceso
Elegibilidad y capacidad contractual	El tomador del instrumento no cumple los requisitos, debilidad en la representación legal, baja capacidad administrativa	Obliga a estructurar un actor ancla; sin este, los instrumentos intermediados pierden aplicabilidad.
Madurez del proyecto	Ausencia de estudios, ingeniería, modelo de ciclo de vida, contratos críticos y definición de roles	Retrasa o bloquea el desembolso; limita el acceso a deuda y reduce la efectividad de la cofinanciación.
Costos de transacción	Altos costos de estructuración, supervisión, verificación y reporte en relación con el tamaño del proyecto	Penaliza proyectos aislados; favorece esquemas de portafolio y estandarización.
Riesgo de recaudo e ingresos	Incertidumbre en los pagos, baja penetración bancaria, ausencia de medición y control	Aumenta el riesgo percibido; requiere mecanismos claros de gestión de flujos y de pago.
Riesgo de O&M y reposición	Operador no definido, capacidades técnicas débiles, ausencia de reservas para reposición	Reduce la bancabilidad; requiere contratos explícitos y provisiones financieras.
Trazabilidad y gobernanza	Dificultad para demostrar el uso de los recursos y el cumplimiento de condiciones	Incrementa la fricción transaccional; favorece gestores de flujos con capacidad de control y seguimiento.

Además, la relevancia de cada restricción varía según la etapa del ciclo del proyecto. En la preinversión, predomina la preparación; en la fase de CAPEX, predominan la elegibilidad y la estructura de riesgos; y en la operación, predominan la estabilidad de los ingresos y la capacidad de O&M, que es donde se materializan el repago y la continuidad del servicio.

Tabla 24. Etapas de financiamiento

Etapas	Restricciones más decisivas	Implicación práctica
Preinversión	Preparación técnico-financiera, definiciones contractuales, costos de transacción	Sin estándares mínimos, no se avanza hacia evaluación ni desembolso.
CAPEX y puesta en marcha	Elegibilidad del tomador, colateral/garantías, trazabilidad, cronogramas y contrapartidas	El desembolso se ralentiza incluso cuando existen instrumentos disponibles.
Operación y reposición	Recaudo, continuidad del O&M, provisión para reposición, gestión de conflictos	Determina la sostenibilidad y la bancabilidad real, más allá del CAPEX.
Expansión / escalamiento	Estandarización, replicabilidad, capacidades institucionales y economías de escala	Requiere lógica programática para reducir costos de transacción y movilizar capital.

IV. Grupos de instrumentos priorizados

Propósito: Destacar los instrumentos más relevantes para el escalamiento de comunidades energéticas.

- Las subvenciones y el financiamiento concesional son particularmente importantes en ZNI y contextos de bajos ingresos.
- Se requieren finanzas combinadas (blended finance) y herramientas de compartición de riesgos para complementar los mecanismos existentes centrados en CAPEX.

La priorización de instrumentos se construye con base en su implementabilidad, identificando aquellos mecanismos que, en Colombia, tienen mayor probabilidad de traducirse en desembolsos efectivos y sostenibles, ya sea porque cuentan con canales claros de acceso, porque pueden ser activados por actores con capacidad contractual y de ejecución, o porque reducen directamente los riesgos que típicamente bloquean la bancabilidad en las comunidades energéticas. En consecuencia, la priorización no se presenta como una “lista de fuentes”, sino como un conjunto de piezas que permiten construir rutas de movilización de capital. Se incluyen cuatro grupos priorizados de instrumentos: habilitadores de preinversión y estructuración, cofinanciación y cierre de la brecha de viabilidad, deuda intermediada y redescuento para CAPEX con condiciones compatibles, y mecanismos de mitigación de riesgos y sostenibilidad operativa.

Un hallazgo transversal es que los instrumentos más relevantes para comunidades energéticas en zonas rurales y ZNI son aquellos que resuelven la transición entre formulación, desembolso y operación sostenible. Esto implica priorizar mecanismos que financien la preparación del proyecto (para elevarlo a estándares de evaluación), reduzcan el CAPEX sin comprometer la asequibilidad, sustituyan colateral para habilitar deuda, y aseguren que O&M y la reposición de activos estén explícitamente cubiertos mediante arreglos verificables. Bajo esta lógica, la priorización se expresa en dos niveles complementarios: una priorización por instrumento y una

priorización por “configuraciones recomendadas” (paquetes de instrumentos) según el tipo de proyecto y el actor ancla.

Tabla 25. Priorización de instrumentos

Grupo de instrumentos	Función principal	Ruta de activación más plausible	Etapas del ciclo	Gestión del riesgo dominante	Contribución esperada	Fuentes de financiamiento o plausibles
Preparación y estructuración	Elevar los proyectos a estándares de inversión	Cooperación internacional/multilaterales, fondos públicos sectoriales	Preinversión	Riesgo de desarrollo	Reduce fallas previas al desembolso y habilita el acceso a financiamiento	Fondos públicos, cooperación internacional
Cofinanciación sectorial focalizada	Reducir la brecha de viabilidad y proteger la asequibilidad	Fondos o programas públicos con priorización territorial y criterios de elegibilidad	CAPEX y puesta en marcha	Asequibilidad y adopción	Reduce el CAPEX y facilita tarifas compatibles con la TEJ	Financiamiento concesional, banca de desarrollo
Deuda de segundo piso / redescuento	Financiar CAPEX y, cuando corresponda, capital de trabajo asociado	Banca de desarrollo y bancos de redescuento vía intermediarios; tomador elegible	CAPEX / expansión	Costo financiero y liquidez	Proporciona plazos y periodos de gracia compatibles; requiere estructura creíble de recaudo y O&M	Financiamiento concesional, capital privado
Garantías	Sustituir colateral y reducir la pérdida esperada para habilitar crédito	Fondos de garantía vía intermediarios; sujeto elegible definido	CAPEX / capital de trabajo	Crédito / colateral	Permite acceso a deuda formal en contextos con restricciones de garantías	Fondos públicos, banca de desarrollo
Estructuras de gestión de flujos y trazabilidad	Asegurar reglas de desembolso, control de recursos, pagos a proveedores y O&M	Gestor de recursos acordado entre los actores	CAPEX y operación	Riesgo fiduciario y de coordinación	Reduce fricciones de trazabilidad y mejora la confianza de financiadores y pagadores	Banca privada

Grupo de instrumentos	Función principal	Ruta de activación más plausible	Etapas del ciclo	Gestión del riesgo dominante	Contribución esperada	Fuentes de financiamiento o plausibles
Reservas y provisiones para O&M y reposición	Garantizar la sostenibilidad del servicio más allá del CAPEX	Incorporadas en la estructura financiera, en las tarifas y/o en reglas de gestión de flujos	Operación / reposición	O&M y reposición	Evita fallas por falta de recursos para reemplazo; mejora la continuidad y la bancabilidad	Banca privada
Instrumentos condicionados al desempeño	Alinear incentivos y disciplinar la ejecución o expansión verificable	Cooperación o sector público como pagador; verificación independiente	Despliegue / expansión	Desempeño / ejecución	Complemento para expansión y calidad; no sustituye el CAPEX base	Banca privada, banca de desarrollo

La priorización se aplica mejor en forma de configuraciones, ya que cada grupo de instrumentos cubre una parte distinta del problema. A continuación, se presentan tres configuraciones priorizadas que representan rutas de movilización de capital, diferenciadas según el tipo de actor ancla y la naturaleza del riesgo dominante.

Tabla 26. Configuraciones priorizadas

Configuración	Cuándo aplica	Actor ancla típico	Paquete mínimo de instrumentos	Resultado esperado
Ruta público-programática con enfoque en asequibilidad	Alta brecha de viabilidad y prioridad territorial donde la tarifa no puede cubrir el CAPEX	Fondo o programa sectorial y/o entidad territorial con capacidad de ejecución	Preparación, cofinanciación focalizada, gestión de flujos, provisión de O&M y reposición	Desembolso ejecutable con trazabilidad y sostenibilidad operativa
Ruta blended para habilitar deuda (apalancamiento)	Existencia de sujeto bancable y posibilidad de flujos estables	Aliado elegible (operador/desarrollador/empresa de servicios), con apoyo territorial	Preparación, garantías/colateral, deuda intermediada o redescuento, gestión de flujos, provisión de O&M y reposición	Reducir restricciones de colateral; habilitar plazos adecuados; movilizar capital adicional

Configuración	Cuándo aplica	Actor ancla típico	Paquete mínimo de instrumentos	Resultado esperado
Ruta de desempeño para expansión y calidad	Fase de expansión, donde el principal desafío es la ejecución y el desempeño verificable	Pagador público o cooperación, con ejecutor con capacidad técnica	Preparación, financiamiento base, desembolsos condicionados al desempeño, verificación	Mejorar la calidad y la expansión mediante pagos vinculados al desempeño verificable

Comprendiendo los instrumentos y las configuraciones de aplicación, en términos de aplicabilidad inmediata, se priorizan como el “núcleo” del paquete colombiano los siguientes elementos: en primer lugar, mecanismos programáticos y sectoriales de cofinanciación focalizada que permitan cerrar la brecha de viabilidad sin trasladar costos incompatibles al usuario final; en segundo lugar, líneas de financiamiento de banca de desarrollo y redescuento con plazos y periodos de gracia compatibles para financiar CAPEX cuando exista un tomador elegible; en tercer lugar, garantías que sustituyan colateral y habiliten el acceso al crédito; y en cuarto lugar, esquemas de gestión de flujos y provisiones para O&M y reposición incorporados desde el diseño como condición de sostenibilidad y bancabilidad.

Adicionalmente, las referencias internacionales transferibles (facilidades de preparación y mecanismos basados en desempeño) se priorizan como componentes de diseño que pueden fortalecer el pipeline y disciplinar la expansión cuando existe un pagador y mecanismos de verificación.

La Tabla 27 a continuación sintetiza las conclusiones del análisis de priorización, categorizando los grupos de instrumentos según su necesidad de implementación. Los grupos de instrumentos núcleo constituyen el conjunto mínimo viable de financiamiento indispensable para cualquier ruta implementable de proyectos de comunidades energéticas. Estos incluyen apoyo a la preinversión, cofinanciación para cerrar brechas de viabilidad, mecanismos de acceso a deuda y herramientas básicas de mitigación de riesgos. Por su parte, los grupos de instrumentos complementarios proporcionan mayor sostenibilidad, escalabilidad o cobertura de riesgos, pero pueden aplicarse de manera selectiva según las características específicas del proyecto, los recursos disponibles y los requerimientos del contexto.

Tabla 27. Instrumentos priorizados por rol

Categoría	Grupos de instrumentos	Rol en una ruta implementable
Núcleo (Alta prioridad)	Preparación/estructuración; cofinanciación focalizada; garantías; deuda intermediada/redescuento; gestión de flujos; provisión para O&M y reposición	Permite pasar de una iniciativa a un proyecto bancable, desembolsable y sostenible.
Complementario (Prioridad selectiva)	RBF/RBA y desembolsos por desempeño; PAYG/pagos flexibles (selectivo); coberturas específicas según el riesgo	Útiles bajo condiciones habilitantes estrictas (medición, operador, pagador confiable, verificación).

La priorización propone un enfoque de movilización de capital basado en combinaciones de instrumentos: preparación y estructuración para asegurar la calidad y bancabilidad del proyecto; cofinanciación para mantener la asequibilidad y cerrar brechas de viabilidad; garantías y deuda para apalancar el CAPEX en condiciones compatibles con los flujos del modelo; y mecanismos de gestión de recursos, junto con provisiones para O&M y reposición, para garantizar la continuidad del servicio.

Esta lógica permite convertir el diagnóstico en rutas de financiamiento implementables, especialmente en territorios rurales y ZNI, donde la restricción de mercado es estructural y requiere diseños que reduzcan fricciones de acceso y asignen los riesgos de manera explícita y verificable.

CONDICIONES HABILITANTES Y BRECHAS

Propósito: Sintetizar los factores habilitantes y las brechas estructurales en las dimensiones regulatoria, institucional, financiera y comunitaria.

- Colombia cuenta actualmente con un marco legal y con instrumentos de financiamiento emergentes que respaldan el desarrollo de comunidades energéticas.
- Las principales brechas incluyen financiamiento limitado para OPEX, instrumentos de compartición de riesgos aún poco desarrollados y procesos institucionales fragmentados.

Mensaje clave: La implementación exitosa se ve obstaculizada por la “fricción transaccional”, es decir, altas cargas administrativas y procedimentales que superan las capacidades de gestión de las comunidades locales. La brecha más crítica es la subestimación del ciclo de vida del proyecto, lo que conduce a una “muerte operativa” cuando componentes críticos —como baterías o inversores— fallan y no existen fondos previstos para su reposición.

Este capítulo sintetiza y profundiza los hallazgos diagnósticos de las secciones anteriores, traduciendo los patrones observados en la implementación de comunidades energéticas y consolidando los principales determinantes de éxito y fracaso en un marco estructurado para el diseño de políticas públicas y proyectos.

Esta sección consolida una lectura diagnóstica de los factores que explican el éxito operativo y financiero de las comunidades energéticas y, al mismo tiempo, de los límites que condicionan su replicación en otros territorios. El punto de partida es reconocer que el desempeño de estos modelos no depende únicamente de una solución técnica adecuada, sino de la coherencia entre múltiples dimensiones que deben funcionar de manera coordinada: claridad regulatoria y contractual, arreglo de gobernanza, arquitectura de recaudo y asignación de beneficios, provisión para operación y mantenimiento (O&M) y reposición de activos, y capacidad institucional para sostener decisiones y disciplina operativa en el tiempo. En la práctica, los resultados se explican por la capacidad de “cerrar” estas piezas de forma consistente y verificable, de modo que el proyecto pueda operar como un servicio continuo y no como una intervención puntual.

En Colombia, los factores de éxito resultan particularmente relevantes porque muchas iniciativas enfrentan obstáculos recurrentes en la transición entre la formulación, la entrada en operación y la sostenibilidad. El desafío no consiste únicamente en identificar qué funciona en términos generales, sino en comprender por qué funciona, qué riesgo reduce y cuáles son las condiciones mínimas que permiten ese resultado. Los elementos que suelen marcar la diferencia se concentran en la ejecución efectiva: la asignación explícita de roles, la reducción de ambigüedades en la medición y distribución de beneficios, la existencia de mecanismos operativos que sostengan el recaudo y la incorporación de un enfoque de ciclo de vida que garantice operación, mantenimiento y reposición. En territorios rurales y ZNI, estas exigencias se intensifican debido a restricciones logísticas, menor densidad institucional, mayores costos de

transacción y fragilidad de los canales de pago, lo que hace que el éxito dependa aún más de arreglos simples, robustos y sostenibles.

El análisis se basa en una premisa metodológica: los “factores de éxito” no se interpretan como buenas prácticas aisladas, sino como combinaciones de condiciones habilitantes que reducen riesgos dominantes a lo largo del ciclo del proyecto. En consecuencia, se identifican aquellos elementos que, cuando están presentes simultáneamente, aumentan la probabilidad de entrada en operación, estabilizan los flujos de caja y sostienen la legitimidad del esquema frente a usuarios y financiadores. Al mismo tiempo, se analizan los límites de transferibilidad como el conjunto de restricciones que impiden trasladar modelos directamente entre contextos, ya sea por diferencias regulatorias, ausencia de capacidades institucionales, estructuras tarifarias y de subsidios, restricciones de demanda o la imposibilidad de replicar arreglos operativos sin aumentar significativamente los costos de transacción.

Con base en esta lógica, la sección se organiza en dos bloques complementarios. Primero, identifica los factores de éxito que explican el desempeño sostenido de comunidades energéticas en experiencias comparadas, conectándolos explícitamente con el tipo de riesgo que ayudan a gestionar y con el momento del ciclo del proyecto en el que resultan decisivos. Segundo, delimita los límites de transferibilidad y las condiciones mínimas necesarias para adaptar estos factores al contexto colombiano, distinguiendo entre aquellos elementos que pueden replicarse mediante ajustes operativos y aquellos que requieren reformas, instrumentos específicos o anclajes institucionales para volverse implementables, especialmente en zonas rurales y ZNI.

I. Condiciones habilitantes por dimension de análisis

Propósito: Resumir las condiciones habilitantes en dimensiones clave.

- El marco legal e institucional proporciona una base para la participación comunitaria y la generación distribuida.
- Las estructuras de gobernanza comunitaria pueden fortalecer la legitimidad y mejorar los resultados operativos.

Las condiciones habilitantes se entienden como el conjunto mínimo de capacidades, arreglos y definiciones que permiten pasar de un diseño conceptual a una unidad operativa con sostenibilidad financiera y gobernanza funcional. En la práctica, una comunidad energética es implementable cuando, además de la solución técnica, existe claridad sobre la modalidad regulatoria aplicable, el arreglo institucional y contractual, el mecanismo de captura de beneficios (ahorros e ingresos) y la ruta de operación y mantenimiento con una fuente de pago definida. Bajo este enfoque, estas condiciones funcionan como un umbral práctico: si alguna pieza no está resuelta, aumenta la probabilidad de que el proyecto se estanque en la fase de formulación, no alcance los estándares de evaluación para acceder a recursos o se deteriore tempranamente debido a fallas en el recaudo, mantenimiento o reposición.

La autorización regulatoria depende de que el diseño incorpore desde el inicio la modalidad aplicable y su traducción operativa. Esto incluye definir la configuración del proyecto (autogeneración o generación distribuida, individual o colectiva), su relación con el operador de red y el comercializador, y el cumplimiento de los requisitos técnicos y comerciales asociados con conexión, medición, facturación y tratamiento de excedentes. Asimismo, implica la capacidad de sustentar, cuando corresponda, la ruta de formalización y registro, con procesos de inscripción, actualización y reporte, así como la disponibilidad de evidencia mínima que reduzca la incertidumbre regulatoria ante terceros. La ambigüedad en el encuadre regulatorio suele materializarse en riesgos de cronograma, costos imprevistos y restricciones para monetizar el valor económico del proyecto.

La articulación institucional y la coordinación territorial funcionan como habilitadores cuando permiten construir una ruta realista de permisos, autorizaciones y acuerdos operativos, alineada con los tiempos y requisitos del proyecto. La falta de coordinación entre las contrapartes clave suele traducirse en retrasos, rediseños y sobrecostos, lo que incrementa directamente el riesgo percibido por financiadores y operadores. En este marco, evidencias como actas de acuerdo, cartas de intención y acuerdos preliminares contribuyen a reducir el riesgo de ejecución y fortalecen la credibilidad del proyecto, especialmente en zonas rurales y ZNI, donde la menor densidad institucional incrementa los costos de transacción.

La gobernanza comunitaria y las capacidades organizativas habilitan la implementabilidad cuando existe un esquema mínimo viable de toma de decisiones, representación y rendición de cuentas. Esto implica definir quién representa a la comunidad, cómo se aprueban compromisos y gastos, cómo se administran los recursos, cómo se resuelven conflictos y cómo se distribuyen los beneficios del proyecto, ya sea en forma de ahorros, ingresos o mejoras en la calidad y continuidad del servicio. La sostenibilidad del recaudo depende en gran medida de la legitimidad de estos arreglos, por lo que mecanismos simples y consistentes de transparencia activa, como actas, reportes periódicos y trazabilidad entre decisiones y ejecución, funcionan como habilitadores prácticos para la continuidad del proyecto y para reducir riesgos de gestión frente a terceros.

La robustez técnica y operativa requiere una caracterización mínima de la demanda y del contexto físico que sustente la ingeniería de prefactibilidad y permita dimensionar el sistema con criterios realistas. En proyectos conectados al SIN, esto implica anticipar restricciones de conectabilidad y condiciones exigidas por el operador de red, incluyendo punto de conexión, protecciones, estudios, plazos y costos asociados. En ZNI, donde la continuidad depende en mayor medida de la logística, la disponibilidad de repuestos y la operación local, el habilitador crítico es incorporar desde el inicio un esquema robusto de mantenimiento y reposición coherente con las capacidades del territorio. En ambos casos, la identificación de cargas críticas, variabilidad temporal, crecimiento esperado de la demanda y restricciones del sitio determina la continuidad del servicio y condiciona el desempeño económico del proyecto.

La definición comercial, tarifaria y de ingresos habilita el modelo cuando establece con precisión cómo se materializa el valor económico y cómo este se convierte en flujo operativo. Esto requiere decidir si el esquema se basa principalmente en ahorros por autoconsumo, ingresos por excedentes, pago por servicio energético o un modelo mixto, asegurando compatibilidad con las reglas de medición y facturación. A partir de esta definición, debe existir una arquitectura operativa de recaudo, con responsable definido, periodicidad, mecanismos de monitoreo y tratamiento de mora. En contextos con subsidios y consumo de subsistencia, la tarifa evitada efectiva puede ser inferior al costo unitario promedio, reduciendo el margen de caja disponible para financiar inversiones cuando el modelo depende únicamente de los ahorros; por ello, segmentar usuarios e incorporar cargas ancla o usos productivos suele ser decisivo para fortalecer la bancabilidad.

La habilitación financiera se consolida cuando el proyecto cuenta con una estructura completa de costos y un mecanismo explícito para sostener operación, mantenimiento y reposición durante todo el ciclo de vida. Esto requiere modelar el OPEX recurrente, los costos de gestión, seguros, monitoreo, medición y control, así como los costos de transacción asociados a la relación con el operador de red y el comercializador cuando corresponda. Asimismo, se requiere una regla clara para la provisión y capitalización de un fondo de O&M y reposición, junto con una estructura de financiamiento coherente con el perfil de riesgo y con las capacidades del territorio, incorporando asignación explícita de riesgos y mitigadores operativos. Bajo este marco, un proyecto se vuelve bancable cuando sus supuestos son trazables, conservadores y ejecutables, y cuando la fuente de pago para O&M y reposición es verificable.

La adopción socio-territorial actúa como habilitador cuando el servicio energético se alinea con las necesidades reales del territorio, con reglas claras de acceso y con una propuesta de valor percibida como legítima por los usuarios. En contextos de ingresos volátiles o informales, la adopción y la disciplina de pago se fortalecen cuando el proyecto se integra a usos relevantes, como servicios comunitarios o actividades productivas, siempre que la demanda no se sobreestime y el arreglo operativo responda a las condiciones locales.

Como instrumento de control y seguimiento, se recomienda consolidar estas condiciones habilitantes en una matriz de verificación tipo semáforo, asociando para cada condición un indicador verificable, la evidencia mínima requerida, el riesgo asociado si no se cumple y una acción correctiva con responsable definido. Esta herramienta facilita la priorización de brechas, alimenta el árbol de decisiones y permite definir paquetes de asistencia técnica y apoyo financiero diferenciados por tipo de comunidad energética, asegurando que la ruta de implementación se base en condiciones habilitantes verificables y no únicamente en diseños conceptuales.

II. Brechas críticas y cuellos de botella

Propósito: Identificar los obstáculos que limitan la escalabilidad y la sostenibilidad.

- El financiamiento de OPEX, las herramientas de mitigación de riesgos y la claridad operativa siguen siendo limitados en el ecosistema.
- La fragmentación institucional y las capacidades locales limitadas generan cuellos de botella persistentes.

Las brechas críticas corresponden a fallas recurrentes que aparecen en la transición entre la formulación y la operación efectiva de las comunidades energéticas y que, si no se abordan desde etapas tempranas, se convierten en cuellos de botella para el cronograma, la estabilidad de los flujos de caja y la continuidad del servicio. Se consideran estructurales porque no se resuelven únicamente con inversión técnica: su cierre requiere arreglos institucionales claros, capacidades locales mínimas, reglas operativas verificables y un diseño financiero coherente con la realidad del territorio. En términos prácticos, estas brechas concentran el riesgo dominante del proyecto (ejecución, recaudo, desempeño operativo, gobernanza o riesgo regulatorio) y determinan la diferencia entre iniciativas que logran entrar en operación con sostenibilidad y aquellas que permanecen como pilotos sin capacidad de escalar.

Una primera brecha crítica es la ambigüedad operativa y contractual en la asignación de roles y responsabilidades entre la comunidad, la entidad territorial cuando participa, el operador de red y/o el comercializador, el desarrollador y el proveedor de operación y mantenimiento. Esta ambigüedad se traduce en tareas esenciales sin un “propietario” explícito: quién gestiona la relación con el operador de red y el comercializador, quién es responsable de la medición y de la calidad de los datos, quién atiende fallas, quién gestiona el recaudo, quién define y aplica medidas ante mora y quién autoriza gastos de mantenimiento y reposición. En la práctica, esta brecha genera costos no presupuestados, retrasos por reprocesos y disputas sobre obligaciones, aumentando el riesgo de ejecución y desempeño. El cuello de botella aparece con mayor fuerza cuando el proyecto pasa de la “instalación” al “servicio”: sin acuerdos de nivel de servicio, protocolos de información y mecanismos de decisión, la operación se vuelve discrecional y frágil.

Una segunda brecha recurrente es la medición, asignación de beneficios y trazabilidad del valor económico en esquemas colectivos. Cuando no existe claridad sobre cómo se mide el consumo y la generación, cómo se distribuyen los ahorros o ingresos y cómo se verifica el beneficio real por usuario o grupo, la legitimidad del modelo se deteriora y el recaudo pierde disciplina. En contextos comunitarios, la percepción de inequidad suele traducirse rápidamente en resistencia al pago, disputas internas y erosión del respaldo social. Esta brecha no es solo técnica: su impacto es financiero y de gobernanza, porque la estabilidad de los flujos depende de que los usuarios perciban un beneficio tangible, verificable y asignado bajo reglas consistentes. En consecuencia, los proyectos que no resuelven esta dimensión desde el inicio tienden a consumir gobernanza en disputas distributivas, en lugar de consolidar capacidades operativas.

Una tercera brecha crítica es la subestimación sistemática del O&M y de la reposición de activos bajo un enfoque de ciclo de vida. Con frecuencia se logra cerrar el CAPEX con apoyo público o cooperación, pero sin una solución robusta para cubrir el OPEX recurrente y la reposición de componentes críticos (por ejemplo, baterías, inversores, protecciones, medidores y equipos de control). El resultado es predecible: degradación de la disponibilidad, caída de los ahorros o ingresos esperados, aumento de reclamaciones, pérdida de confianza y deterioro del recaudo, hasta alcanzar la “muerte operativa” del proyecto. Esta brecha se intensifica en ZNI debido a la logística y los tiempos de respuesta, y se agrava cuando no existen inventarios mínimos de repuestos, protocolos de mantenimiento preventivo o un fondo de reserva que asegure la respuesta ante fallas.

Una cuarta brecha estructural es la fragilidad del recaudo y la limitada capacidad de pago efectiva, especialmente en territorios con alta informalidad, ingresos estacionales y consumo concentrado en rangos subsidiables o de subsistencia. En estos contextos, el espacio de caja disponible para financiar inversiones mediante ahorros puede ser menor al estimado, y el recaudo suele ser irregular si no existe un mecanismo operativo simple, legítimo y verificable. Esta brecha afecta directamente la bancabilidad: sin ingresos predecibles, la deuda se vuelve inviable y la sostenibilidad depende de transferencias o subsidios continuos. Además, cuando no se incorporan reglas internas de disciplina de pago y transparencia en el uso de los recursos, la mora puede convertirse en un fenómeno socialmente tolerado, debilitando el modelo desde dentro.

Una quinta brecha está relacionada con cronogramas poco realistas y costos subestimados en la transición hacia la entrada en operación, que se manifiestan de forma diferenciada entre SIN y ZNI. En proyectos conectados al SIN, los tiempos y costos de conexión, estudios, adaptaciones y trámites pueden resultar determinantes, y la ausencia de prefactibilidad temprana suele traducirse en retrasos y sobrecostos. En ZNI, el cuello de botella se concentra en la logística, disponibilidad de soporte técnico, transporte de equipos y continuidad operativa bajo condiciones territoriales complejas. En ambos casos, el riesgo es similar: proyectos que no entran en operación dentro del plazo esperado pierden ventanas políticas y financieras, se encarecen y pueden quedar atrapados entre recursos ejecutados y servicio no prestado.

Una sexta brecha crítica es la debilidad de la gobernanza y la baja legitimidad social del arreglo organizativo, particularmente cuando existen dinámicas de captura por pocos actores, falta de transparencia o conflictos internos no gestionados. Esta brecha tiene efectos operativos y financieros: incrementa la morosidad, reduce el cuidado de los activos, aumenta el riesgo de vandalismo o abandono y limita la sostenibilidad del esquema de O&M. En términos diagnósticos, una gobernanza débil suele manifestarse con señales tempranas: ausencia de reglas de decisión y control, bajo acceso a la información, conflictos recurrentes sobre beneficios y falta de mecanismos de rendición de cuentas. Cuando estas señales no se corrigen, el proyecto puede sostenerse solo mientras exista apoyo externo, pero no alcanza autonomía.

Una séptima brecha, transversal a las anteriores, es la alta fricción transaccional para acceder a instrumentos financieros y programáticos, derivada de requisitos de elegibilidad, formalización, documentación y capacidad de reporte que superan las capacidades de organizaciones comunitarias o entidades territoriales con restricciones operativas. Esta brecha se expresa en largos tiempos para alcanzar desembolsos, altos costos de transacción (estudios, trámites, estructuración) y dependencias institucionales que no siempre se alinean con el cronograma del proyecto. Como resultado, incluso cuando existen instrumentos disponibles, su activación puede ser poco probable en condiciones reales si no existe asistencia técnica, estandarización y rutas basadas en actores ancla.

Para consolidar estas brechas como un insumo operativo, a continuación, se organiza una matriz diagnóstica que conecta cada brecha con su manifestación, el riesgo asociado y su implicación para la implementación, facilitando la trazabilidad hacia acciones correctivas y hacia el árbol de decisiones del informe.

Tabla 28. Análisis de Brechas

Brecha crítica	Manifestación típica	Riesgo dominante	Implicación práctica
Roles y responsabilidades ambiguos	Tareas críticas sin responsable definido, disputas operativas	Ejecución, desempeño	Retrasos, sobrecostos, operación discrecional y deterioro del servicio
Medición y asignación de beneficios no resueltas	Beneficios inequitativos o no verificables, disputas internas	Recaudo, gobernanza	Aumento de la morosidad, pérdida de legitimidad y caída de la sostenibilidad financiera
Subestimación de O&M y reposición	CAPEX cerrado sin provisión para OPEX ni reposición de activos críticos	Desempeño, continuidad	Degradación temprana, fallas recurrentes y “muerte operativa” del proyecto
Capacidad de pago y recaudo frágil	Ingresos irregulares, morosidad normalizada, baja bancarización o canales de pago débiles	Ingresos, bancabilidad	Inviabilidad de la deuda, dependencia de transferencias y continuidad inestable
Cronogramas y costos de arranque subestimados	Conexión al SIN con trámites/estudios no previstos; logística en ZNI no considerada	Ejecución	No entrada en operación, pérdida de ventanas financieras/políticas y sobrecostos
Gobernanza débil y baja legitimidad	Captura por actores, conflictos no gestionados, falta de transparencia y rendición de cuentas	Gobernanza, activos	Morosidad, abandono, vandalismo y operación insostenible sin apoyo externo
Fricción transaccional para acceso a recursos	Requisitos, reportes y formalización que superan capacidades locales	Acceso a capital	Instrumentos “existentes” pero no activables; retrasos y altos costos de transacción

En consecuencia, la identificación de estas brechas no se plantea como un ejercicio meramente descriptivo, sino como una base para orientar decisiones de diseño y priorización en las fases posteriores. Cada brecha señala una condición que debe cerrarse mediante instrumentos concretos —como arreglos contractuales, protocolos operativos, esquemas de medición y asignación de beneficios, mecanismos de recaudo, y provisiones para operación, mantenimiento y reposición— antes de escalar o replicar iniciativas.

Este enfoque permite pasar de proyectos aislados a rutas de implementación comparables, ejecutables y bancables, concentrando los esfuerzos en los puntos donde se concentra el riesgo y donde una intervención temprana genera mayor impacto en la entrada en operación, la estabilidad de los flujos y la continuidad del servicio.

III. Factores de éxito y límites de transferencia

Propósito: Definir las condiciones necesarias para una replicación y escalamiento exitosos.

- El éxito requiere claridad en la gobernanza, tarifas realistas, esquemas sólidos de operación y mantenimiento (O&M) y apoyo sostenido.
- La transferibilidad depende de las condiciones territoriales, las restricciones regulatorias y la disponibilidad de financiamiento.

Mientras que las condiciones habilitantes constituyen prerequisites estructurales de viabilidad, los factores de éxito son elementos operativos que determinan la sostenibilidad en el largo plazo. Se entienden como combinaciones de condiciones habilitantes que, cuando están presentes simultáneamente, reducen los riesgos dominantes y permiten que una comunidad energética pase de ser un piloto a convertirse en un servicio sostenible y replicable. En el diagnóstico, estos factores no se tratan como “buenas prácticas” aisladas, sino como palancas que explican por qué algunos modelos logran entrar en operación, mantener el recaudo, cumplir estándares de desempeño y sostener legitimidad en el tiempo. Al mismo tiempo, la transferibilidad es limitada: lo que funciona en un contexto no siempre puede replicarse en otro, ya que su portabilidad depende de condiciones regulatorias, institucionales, territoriales y financieras mínimas, así como de la capacidad de reproducir arreglos operativos sin incrementar los costos de transacción ni crear dependencias externas permanentes.

Un primer factor de éxito es la claridad y estabilidad del arreglo operativo, con roles y responsabilidades explícitos y trazables. Los modelos que funcionan tienden a resolver desde el inicio “quién hace qué”. Esta claridad se refuerza cuando existen acuerdos de nivel de servicio, protocolos de reporte y mecanismos de toma de decisiones que no dependen de personas específicas, sino de reglas conocidas y sostenidas. El límite de transferibilidad aparece cuando

estos arreglos dependen de capacidades institucionales que no existen en territorios con baja presencia estatal o con operadores sin capacidad de acompañamiento; en estos casos, replicar el mismo esquema requiere simplificación contractual o la incorporación de un actor ancla que asuma funciones críticas.

Un segundo factor de éxito es la trazabilidad del beneficio económico y su traducción en disciplina de pago. Los esquemas colectivos sostenibles suelen contar con reglas simples para asignar beneficios, acceso a información básica para verificar resultados y mecanismos de transparencia que sostienen la legitimidad. Cuando los usuarios comprenden cómo se materializan los ahorros o el servicio, y pueden observarlo de manera periódica, se fortalece el cumplimiento y se reduce el riesgo de conflicto. El límite de transferibilidad surge cuando la arquitectura de medición y asignación requiere infraestructura, conectividad o capacidades de gestión de datos que no están disponibles, o cuando la estructura tarifaria local reduce el valor monetizable del ahorro. En estos escenarios, la replicación exige ajustes hacia modelos de servicio más simples o la incorporación de cargas ancla que estabilicen el flujo.

Un tercer factor de éxito es el enfoque de ciclo de vida, que implica financiar y operar con provisiones explícitas para O&M y reposición desde el inicio de la operación. Las experiencias más robustas internalizan que la sostenibilidad no depende de instalar activos, sino de asegurar su disponibilidad y continuidad, lo cual requiere mantenimiento preventivo, repuestos críticos, tiempos de respuesta definidos y un fondo de reposición independiente. El límite de transferibilidad se manifiesta cuando la cadena de suministro es frágil, el territorio es de difícil acceso o no existe capacidad local para la operación básica; replicar el modelo en estos contextos implica diseñar soluciones más tolerantes a fallas, fortalecer la logística y, en algunos casos, estructurar contratos regionales o por portafolio de O&M para reducir costos.

Un cuarto factor de éxito es la bancabilidad construida mediante ensamblaje, es decir, la combinación de instrumentos y la asignación explícita de riesgos. Los modelos que logran escalar raramente dependen de una sola fuente de financiamiento; generalmente integran apoyo para preparación y estructuración que permita alcanzar estándares de evaluación, cofinanciación para proteger la asequibilidad, mitigación de riesgos y financiamiento concesional o intermediado para CAPEX, además de mecanismos operativos que estabilicen los ingresos. Este enfoque funciona cuando la arquitectura institucional permite activar instrumentos con actores elegibles y cuando los costos de transacción se reducen mediante estandarización o enfoques de portafolio. El límite de transferibilidad aparece cuando la estructura depende de ventanas programáticas específicas, cooperación no recurrente o niveles de reporte difíciles de sostener; en estos casos, el ajuste requiere simplificar la estructura financiera o institucionalizar mecanismos permanentes.

Un quinto factor de éxito es el ajuste regulatorio desde el diseño, reduciendo la incertidumbre para la operación real. Las experiencias más sólidas integran desde la prefactibilidad los requisitos de conexión, medición, facturación y tratamiento de excedentes, evitando rediseños tardíos y retrasos. Esto es especialmente crítico en proyectos conectados al SIN, aunque también aplica en ZNI, donde existen reglas específicas sobre prestación del servicio o subsidios. El límite de transferibilidad surge cuando el marco regulatorio cambia, existen zonas grises en la aplicación de figuras colectivas o los procedimientos no son homogéneos; en estos contextos, la replicación requiere mayor articulación institucional y una estrategia explícita de gestión regulatoria.

Un sexto factor de éxito es la legitimidad social y la alineación con las necesidades territoriales, particularmente mediante usos relevantes y anclas de demanda. Las comunidades energéticas sostenibles tienden a conectar el servicio con necesidades visibles —como calidad del suministro, reducción de interrupciones o servicios comunitarios— y, cuando es posible, con usos productivos o cargas ancla que estabilizan los ingresos y mejoran la capacidad de pago. El límite de transferibilidad aparece cuando la demanda productiva es insuficiente o estacional, los ingresos son altamente volátiles o la estructura socio-organizativa no permite acuerdos de largo plazo; replicar el modelo implica ajustar el dimensionamiento, priorizar cargas críticas y diseñar mecanismos de pago compatibles con la capacidad real.

En conjunto, estos factores de éxito y límites de transferibilidad permiten interpretar la experiencia comparada sin extrapolaciones automáticas. La transferibilidad efectiva depende de identificar qué componente del modelo explica el resultado —gobernanza, medición, O&M, recaudo, financiamiento o regulación— y qué condiciones mínimas deben existir para replicarlo sin aumentar riesgos ni costos de transacción. Esta lectura alimenta directamente la construcción de tipologías y el árbol de decisiones, al distinguir rutas implementables bajo condiciones reales del territorio y orientar la selección de paquetes de intervención para cerrar brechas antes de escalar.

TIPOS DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS Y HERRAMIENTA DE DECISIÓN

Propósito: Definir las condiciones necesarias para una replicación y escalamiento exitosos.

- El éxito requiere claridad en la gobernanza, tarifas realistas, esquemas sólidos de operación y mantenimiento (O&M) y apoyo sostenido.
- La transferibilidad depende de las condiciones territoriales, las restricciones regulatorias y la disponibilidad de financiamiento.

Mensaje clave: La implementación debe guiarse por un árbol de decisión estructurado que inicie con la clasificación del territorio (SIN vs. ZNI) y continúe evaluando la capacidad de la comunidad y la configuración técnica del proyecto.

Esta sección presenta el marco de tipologías de comunidades energéticas y la herramienta de decisión que organiza, de manera operativa, los criterios que determinan su viabilidad y su ruta de implementación. Como punto de partida, se adopta la clasificación definida por el Ministerio de Minas y Energía (MME), ya que constituye la referencia oficial para orientar el registro, la focalización y la articulación de estas iniciativas con la política pública sectorial. No obstante, el propósito del capítulo no es replicar una categorización normativa de manera descriptiva, sino traducirla en un esquema funcional que permita identificar implicaciones concretas para la estructuración técnica, el arreglo institucional, la sostenibilidad financiera y las condiciones habilitantes asociadas a cada tipología.

En la práctica, las tipologías son útiles cuando permiten responder a una pregunta esencial de implementación: bajo qué configuración regulatoria, institucional y financiera un proyecto puede operar como un servicio continuo en un territorio específico. Por esta razón, la clasificación se analiza a la luz de dimensiones que suelen determinar la viabilidad real de un modelo comunitario: la relación con el sistema eléctrico (SIN o ZNI); el modo de generación y uso de la energía (autogeneración o generación distribuida, individual o colectiva); la estructura de la demanda y de los beneficios (ahorros, ingresos por excedentes o pago por servicio); el esquema de gobernanza y asignación de responsabilidades; y la capacidad para sostener operación, mantenimiento y reposición bajo un enfoque de ciclo de vida. Además, se incorpora como dimensión operativa la capacidad de recibir y administrar recursos públicos, ya que esta decisión introduce requisitos verificables de trazabilidad, transparencia activa, rendición de cuentas y mecanismos de control social, que deben reflejarse desde el diseño institucional y la arquitectura de flujos del proyecto.

A partir de este marco, se desarrolla una herramienta de decisión que organiza los criterios regulatorios, institucionales, técnicos y financieros identificados en el diagnóstico. La herramienta se estructura como un árbol de decisiones que ayuda a determinar la tipología aplicable y, al

mismo tiempo, a identificar las condiciones habilitantes que deben cerrarse antes de avanzar hacia las fases de inversión y operación. El árbol no pretende sustituir el marco oficial, sino complementarlo con una lógica de implementación: permite distinguir escenarios en los que el principal cuello de botella es regulatorio, aquellos donde predomina el riesgo de recaudo u O&M, o aquellos donde la principal restricción se relaciona con la elegibilidad de actores para movilizar capital. En conjunto, esta sección funciona como un puente entre el diagnóstico y las fases posteriores, proporcionando un marco claro para caracterizar iniciativas, priorizar intervenciones y construir rutas realistas de escalamiento, especialmente en territorios rurales y Zonas No Interconectadas (ZNI).

I. Caracterización y marco aplicable a los criterios de clasificación

Propósito: Definir los criterios utilizados para clasificar las comunidades energéticas.

- La clasificación considera la ubicación en el SIN o en ZNI, la capacidad de gobernanza, las características de la demanda y la configuración técnica del proyecto.
- Estos criterios ayudan a determinar qué rutas de implementación son viables.

El marco de caracterización define los criterios operativos con los cuales se describirán y clasificarán las comunidades energéticas, tomando como referencia la tipología del Ministerio de Minas y Energía (MME), pero traduciéndola en variables verificables que permitan comparar iniciativas y anticipar implicaciones de implementación. La utilidad de una clasificación, en un diagnóstico orientado a la escalabilidad, no reside en el nombre de la categoría, sino en su capacidad para orientar decisiones concretas: qué figura aplica en términos regulatorios, qué exige en materia de medición y comercialización, quién puede operar y responder por el servicio, cómo se sostienen la operación, el mantenimiento y la reposición, y qué rutas de movilización de capital se activan con actores reales. Por lo tanto, el marco no busca construir una taxonomía paralela, sino establecer un lenguaje común y un conjunto mínimo de evidencias para ubicar cada caso dentro de la tipología oficial y, al mismo tiempo, vincularlo con condiciones habilitantes y riesgos dominantes.

El marco se organiza a partir de criterios que incluyen los determinantes que, según la evidencia analizada, explican la viabilidad operativa y financiera: la relación con el sistema y el territorio (SIN o ZNI); la elegibilidad y capacidad institucional para gestionar recursos públicos; la modalidad de configuración y el uso práctico de la energía; la arquitectura técnica del sistema; la estructura de la demanda y la presencia de cargas ancla; el mecanismo de captura de valor económico (ahorros, ingresos, pago por servicio o combinación de estos); el arreglo institucional y el esquema de gobernanza; la asignación de responsabilidades operativas; el esquema de operación, mantenimiento y reposición bajo un enfoque de ciclo de vida; y la estructura de financiamiento, incluyendo la identificación del tomador elegible y del gestor de flujos, cuando corresponda.

Tabla 29. Criterios de clasificación

Criterio de caracterización	Definición operativa	Evidencia mínima verificable	Implicación directa para la implementación
Condición territorial	Define si el modelo opera conectado al SIN o en ZNI, y el tipo de interacción requerida con el operador de red (OR)/comercializador o con un proveedor local.	Ubicación y condición SIN/ZNI; identificación del OR/comercializador o proveedor; punto de conexión cuando aplique.	Determina requisitos de conexión, medición, comercialización y cronograma; en ZNI condiciona logística, repuestos y continuidad del servicio.
Capacidad para recibir y gestionar recursos públicos	Verifica si la iniciativa es elegible para recursos públicos y si tiene capacidad para gestionarlos con trazabilidad, transparencia activa, control social y rendición de cuentas.	Entidad/programa/convocatoria objetivo; destino de los recursos; rol del ejecutor y del administrador de recursos; mecanismos mínimos de transparencia activa y canales formales de atención y seguimiento.	Define si la ruta puede usar recursos públicos sin aumentar el riesgo de ejecución; puede requerir actores ancla/ejecutores, gestión trazable de recursos, reportes periódicos y asumir costos de transacción.
Modo de configuración y uso	Identifica cómo se utiliza la energía y cómo se estructuran las transacciones y responsabilidades asociadas.	Descripción de la configuración; parámetros básicos de capacidad y uso; casos de autoconsumo/excedentes.	Define el esquema de facturación, asignación de beneficios, elegibilidad de ingresos y requisitos técnicos y comerciales.
Arquitectura técnica del sistema	Describe la solución técnica que asegura la continuidad del servicio ajustada al territorio.	Esquema técnico; capacidad instalada; presencia de almacenamiento/respaldo; criterios de dimensionamiento.	Impacta costos CAPEX/OPEX, criticidad del O&M y reposición, y riesgo de desempeño; condiciona requisitos de soporte técnico.
Estructura de la demanda y usuarios	Caracteriza beneficiarios, patrones de consumo, cargas críticas y potencial de cargas ancla o usos productivos.	Estimación de demanda; segmentación; identificación de cargas críticas/ancla; crecimiento esperado.	Determina estabilidad de flujos y bancabilidad; orienta el dimensionamiento y la estructura de pagos; afecta el riesgo de recaudo.

Criterio de caracterización	Definición operativa	Evidencia mínima verificable	Implicación directa para la implementación
Captura y asignación del valor económico	Define cómo se materializa el valor económico y cómo se distribuye entre los beneficiarios.	Regla de asignación; mecanismo de recaudo; soporte de medición/seguimiento; supuestos tarifarios.	Condiciona legitimidad, disciplina de pago y sostenibilidad; reduce disputas y deterioro del recaudo si es trazable.
Gobernanza y representación	Define quién representa, cómo se toman decisiones, cómo se gestionan recursos y cómo se resuelven conflictos; incluye entidad ancla.	Estatutos/actas; estructura de representación; reglas de aprobación de gastos; mecanismos de rendición de cuentas.	Reduce riesgo de captura y conflicto; habilita gestión contractual y financiera; aumenta la confianza de financiadores y aliados.
Responsabilidades operativas	Asigna responsabilidades sobre medición, facturación, recaudo, atención al usuario, O&M, reposición y gestión de datos.	Matriz de responsabilidades; acuerdos/contratos; protocolos de operación y reporte.	Reduce ambigüedad operativa y sobrecostos; mejora desempeño y continuidad; fortalece trazabilidad.
O&M y reposición	Establece cómo se garantiza la disponibilidad del sistema: mantenimiento, repuestos críticos, tiempos de respuesta y fondo de reposición.	Plan de O&M; presupuesto OPEX; esquema de fondo de reserva; indicadores de desempeño.	Condición central de sostenibilidad; reduce riesgo de degradación temprana y pérdida de legitimidad e ingresos.
Estructura de financiamiento y ruta activable	Define cómo se cubren CAPEX/OPEX y quién puede ser tomador elegible y gestor de flujos.	Fuentes previstas; esquema de aportes y deuda; elegibilidad del tomador; trazabilidad de flujos.	Determina la implementabilidad real; identifica brechas de elegibilidad y necesidad de mitigación de riesgos para movilizar capital.

Este marco permite aplicar de manera consistente la clasificación del MME y, al mismo tiempo, generar una caracterización comparable entre casos, con evidencia mínima y con consecuencias claras sobre la ruta de implementación. Además, los criterios están diseñados para alimentar directamente la herramienta de decisión: cada uno puede convertirse en un nodo de verificación o en una condición habilitante que, de no cumplirse, incrementa significativamente el riesgo de ejecución, desempeño u operación financiera del modelo. Por lo tanto, también permite identificar de forma temprana las necesidades específicas de asistencia técnica, fortalecimiento

institucional o mecanismos de mitigación de riesgos, antes de avanzar hacia fases de inversión y escalamiento.

II. Tipología de operación y criterios de diferenciación

Propósito: Presentar los principales tipos operativos de comunidades energéticas.

- Las tipologías varían según la conexión a la red, el nivel de madurez organizativa y los patrones de uso de la energía.
- Cada tipo implica requisitos diferenciados en términos técnicos, financieros y de gobernanza.

Las tipologías operativas permiten traducir la clasificación del Ministerio de Minas y Energía (MME) en rutas de implementación diferenciadas, reconociendo que dos iniciativas pueden compartir la etiqueta general de “comunidad energética” y, sin embargo, requerir arreglos regulatorios, técnicos y financieros completamente distintos para ser sostenibles. La diferenciación operativa no se construye únicamente a partir de la tecnología, sino de la combinación de cuatro determinantes que afectan directamente el diseño y la bancabilidad: la relación con el sistema y el territorio (SIN o ZNI); el modo de uso y transacción de la energía (autoconsumo y/o excedentes, individual o colectivo); el mecanismo mediante el cual se materializa el valor económico (ahorros, ingresos o pago por servicio); y el arreglo institucional que asume las responsabilidades críticas (gestión contractual, recaudo, operación y mantenimiento, y reposición).

De manera complementaria, se incorpora un determinante transversal: la capacidad de acceder y gestionar recursos públicos. Cuando una ruta depende de cofinanciación pública o asignaciones presupuestales, el diseño debe integrar desde el inicio requisitos verificables de trazabilidad de flujos, transparencia activa, rendición de cuentas y control social, así como los costos de transacción asociados (seguimiento, reportes y mecanismos de atención). Bajo esta lógica, la tipología oficial se interpreta mediante criterios que permiten identificar qué riesgos dominan en cada caso y cuáles son las condiciones mínimas necesarias para avanzar hacia la inversión y la operación continua.

A. Relación Sistema y territorio (SIN y ZNI)

La primera diferenciación operativa corresponde a la condición de operación en el SIN o en ZNI, ya que esta define el tipo de interacción requerida con los actores del sistema, la naturaleza de las restricciones y el riesgo dominante del modelo.

En el SIN, la ruta de implementación está fuertemente condicionada por los requisitos de conexión, medición, facturación, asignación del consumo en esquemas colectivos y tratamiento de excedentes, en interacción con el operador de red y el comercializador.

En las ZNI, la sostenibilidad depende menos de la integración comercial al sistema y más de la continuidad operativa en contextos con logística compleja, limitaciones de soporte técnico y mayores costos de transacción.

Esta diferencia tiene implicaciones directas en el diseño: mientras que en el SIN el cuello de botella suele ubicarse en la consistencia regulatoria-comercial y en los tiempos y costos de conexión, en ZNI el riesgo se concentra en el desempeño técnico sostenido, el suministro de repuestos y la disponibilidad de recursos para operación, mantenimiento y reposición desde el primer año de operación.

B. Modo de uso y distribución de beneficios

La segunda diferenciación se ubica en la forma en que la energía se utiliza y se traduce en beneficios económicos para los participantes.

En esquemas individuales, la trazabilidad del beneficio suele ser más sencilla, pero la escala puede ser limitada y los costos de transacción por usuario pueden aumentar. En esquemas colectivos, el principal desafío no es la generación en sí misma, sino la definición de reglas operables y legítimas para la asignación de beneficios, acompañadas de mecanismos de medición y reporte que eviten discrecionalidad.

Además, la naturaleza del valor económico es determinante. Cuando el modelo se basa en ahorros derivados del autoconsumo, su sostenibilidad depende de la magnitud del ahorro efectivo y de la capacidad de convertirlo en un flujo de caja estable que cubra OPEX y reposición. Cuando se incorporan excedentes, la prioridad es asegurar la consistencia técnica y comercial que permita su tratamiento y liquidación. Y cuando el esquema se estructura como pago por servicio energético, el elemento clave es contar con un mecanismo de recaudo robusto y socialmente aceptado.

En todos los casos, la tipología operativa depende de que el beneficio sea trazable, verificable y compatible con el esquema de recaudo.

C. Acuerdos institucionales y definición de responsabilidades

La tercera diferenciación corresponde a quién asume explícitamente la responsabilidad de las funciones críticas: representación y toma de decisiones, contratación y ejecución del CAPEX, gestión de flujos, operación y mantenimiento, reposición de activos, gestión de morosidad y atención al usuario.

En muchos territorios, la comunidad no puede ni debe asumir por sí sola todas estas funciones, especialmente cuando existen brechas en formalización, capacidades administrativas o conocimiento técnico. Por esta razón, la tipología operativa está en gran medida definida por la

arquitectura institucional que hace posible la ejecución y la sostenibilidad: si existe un actor ancla (entidad territorial, desarrollador u operador, empresa de servicios, cooperativa financiera o esquema fiduciario) capaz de suscribir contratos, gestionar recursos con trazabilidad y sostener estándares operativos.

Este criterio es decisivo porque condiciona la elegibilidad para activar instrumentos financieros, la forma en que se asignan los riesgos y la credibilidad del proyecto ante financiadores y contrapartes.

D. Perfil de la demandada y condición económica

La cuarta diferenciación se relaciona con la estructura de la demanda y su capacidad para sostener un flujo de caja estable. Los modelos con demanda dispersa, consumos pequeños y alta dependencia de subsidios tienden a tener menor margen para financiar CAPEX mediante ahorros y enfrentan mayor vulnerabilidad en el recaudo, por lo que con mayor frecuencia requieren cofinanciación, condiciones concesionales y mecanismos que protejan la asequibilidad. En contraste, cuando existen cargas críticas o anclas económicas (servicios comunitarios esenciales o usos productivos), el modelo puede mejorar la estabilidad de los flujos y aumentar la viabilidad de provisiones para operación, mantenimiento y reposición. Sin embargo, estas anclas solo cumplen su función cuando su participación está definida contractualmente y cuando la asignación de beneficios y responsabilidades evita conflictos con los usuarios residenciales. En términos diagnósticos, este criterio permite diferenciar tipologías con potencial de escalamiento financiero de aquellas que, debido a su perfil de demanda, requerirán un diseño más intensivo en subsidios, asistencia técnica y mecanismos de mitigación de riesgos.

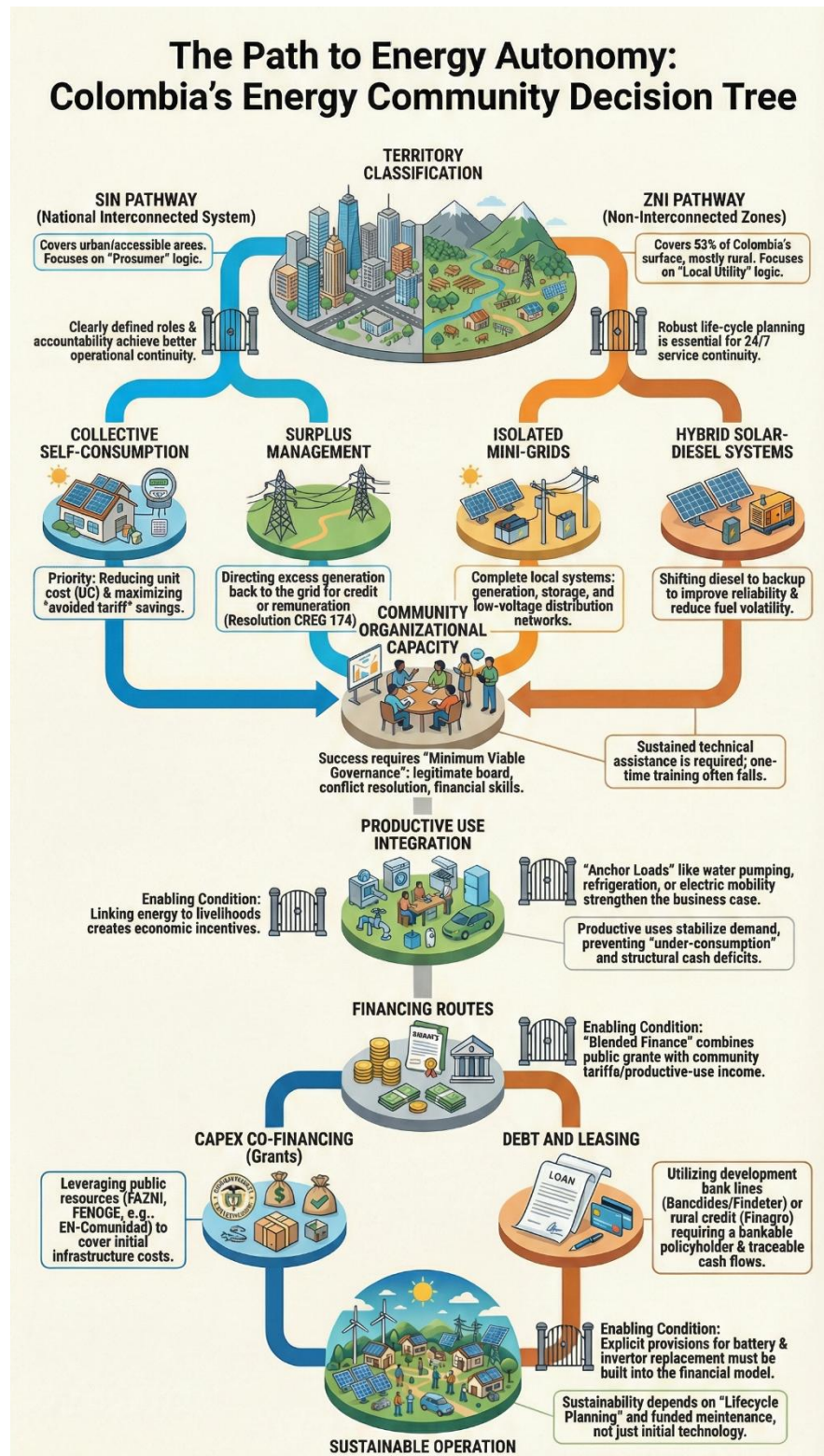
Con estas cuatro subsecciones, la clasificación del Ministerio se vuelve operativa: cada iniciativa puede ubicarse dentro de la tipología oficial y, al mismo tiempo, caracterizarse mediante variables que determinan su ruta de implementación, sus riesgos dominantes y los requisitos mínimos para ser sostenible. En las rutas que involucran recursos públicos, estos requisitos mínimos incluyen además mecanismos de administración trazable y rendición de cuentas, sin los cuales la ejecución suele enfrentar fricciones institucionales y riesgos para la sostenibilidad operativa.

III. Árbol de decisión y ruta de interpretación

Propósito: Proporcionar una herramienta estructurada que oriente el diseño de proyectos en función de factores contextuales.

- La primera bifurcación distingue entre SIN y ZNI, lo que determina las opciones regulatorias y financieras disponibles.
- Las ramas posteriores incorporan la capacidad de la comunidad, las necesidades técnicas y las rutas de financiamiento.

Figura 2. Arbol de decisión



El árbol de decisiones organiza, de manera secuencial y verificable, los criterios que determinan la ruta de implementación de una comunidad energética y las condiciones habilitantes que deben cerrarse antes de avanzar hacia las fases de inversión y operación. Su función no es “clasificar por nombre”, sino convertir la tipología oficial del MME en una herramienta práctica para:

- (i) ubicar una iniciativa dentro del conjunto de configuraciones aplicables,
- (ii) identificar el riesgo dominante que bloquea su viabilidad (regulatorio-comercial, recaudo/ingresos, O&M/reposición, elegibilidad financiera o gobernanza), y
- (iii) derivar una ruta de implementación con hitos y paquetes mínimos de preparación técnica, institucional y financiera.

El árbol se construye bajo una lógica de “puertas” o gates: en cada nodo se define una condición verificable; si no se cumple, la ruta no avanza y se activa una acción correctiva o un requisito previo, evitando que el proyecto se estructure sobre supuestos no cerrados que posteriormente se traducen en retrasos, sobrecostos o deterioro operativo. Inmediatamente después de definir la condición SIN/ZNI, el árbol incorpora un nodo específico para verificar la capacidad y conveniencia de recibir recursos públicos, ya que esta decisión introduce requisitos adicionales de trazabilidad, transparencia activa, rendición de cuentas y control social, que afectan desde el inicio el arreglo institucional, la gestión de flujos y la arquitectura operativa.

La herramienta opera bajo un principio diagnóstico central: la implementación depende de alinear tres elementos dentro de un mismo diseño. Primero, el marco regulatorio y comercial, que determina cómo se conecta el proyecto, cómo se mide la energía y cómo se liquidan los beneficios o excedentes. Segundo, el arreglo institucional, que define quién es responsable de la ejecución, la gestión de flujos y la operación y mantenimiento. Tercero, la sostenibilidad financiera a lo largo del ciclo de vida, que exige asegurar desde el inicio las provisiones para O&M y reposición, así como una arquitectura trazable de recaudo o captura de valor. En consecuencia, el árbol no se limita a variables técnicas; incluye nodos institucionales y financieros que reflejan la realidad del acceso al capital: quién es el tomador elegible, qué vehículo gestiona los recursos y qué mitigadores reducen el riesgo dominante para financiadores y aliados. En las rutas que incorporan recursos públicos, esta lógica se refuerza: antes de avanzar hacia la inversión, debe cerrarse la capacidad institucional para gestionar recursos con trazabilidad y reporte, junto con el paquete mínimo de transparencia activa y rendición de cuentas, para evitar rediseños tardíos durante la ejecución.

En términos operativos, el árbol produce dos resultados principales. Primero, la identificación de la tipología operativa aplicable, entendida como la combinación entre territorio/sistema, modo de uso de la energía, estructura de beneficios y arreglo institucional. Segundo, una ruta de implementación recomendada, que incluye condiciones habilitantes mínimas, evidencias requeridas y mecanismos de mitigación de riesgos asociados. Este resultado está diseñado para apoyar procesos de priorización y diseño financiero posteriores, permitiendo agrupar iniciativas en rutas similares, estandarizar requisitos y reducir la fricción transaccional mediante paquetes repetibles de preparación y estructuración.

Tabla 30. Uso del árbol de decisión

Decisión operativa	Evidencia mínima verificable	Si la condición no está cerrada	Resultado habilitante
Condición territorial	Ubicación, caracterización del área, identificación del OR/comercializador o proveedor en ZNI	Determinar condición: la ruta SIN requiere gestión de conexión/medición; la ruta ZNI exige un diseño robusto de O&M y continuidad logística	Selección de la ruta base: SIN o ZNI
Capacidad para recibir y gestionar recursos públicos	Fuente prevista, destino del recurso, rol del ejecutor y del administrador; mecanismos de transparencia, trazabilidad de decisiones; canales formales de atención/seguimiento	Reconfigurar el esquema (actor ancla/ejecutor), incorporar un mecanismo de gestión trazable, o cambiar a una ruta sin recursos públicos ajustando el diseño financiero y operativo	Gobernanza, reporte, transparencia activa y control social para la gestión de recursos
Modo de configuración y uso	Descripción de la configuración prevista, usuarios beneficiarios, supuestos de autoconsumo y excedentes	Replantear el modelo de beneficios para asegurar trazabilidad y compatibilidad operativa	Definición de la arquitectura de beneficios y transacciones
Factibilidad regulatoria-comercial	Medición, facturación, asignación de beneficios, interacción con OR/comercializador, tratamiento de excedentes cuando aplique	Ajuste de configuración, simplificación de reglas, cierre de requisitos técnicos y comerciales	Reducción de la incertidumbre regulatoria y comercial
Perfil de demanda y estabilidad del valor económico	Estimación de demanda, cargas críticas, posibilidad de cargas ancla o usos productivos, patrón de consumo	Redimensionamiento, incorporación de cargas ancla, ajuste del modelo de ingresos (ahorros vs. pago por servicio)	Consistencia entre tamaño del sistema y capacidad de pago
Institución ancla y arreglo responsable	Evidencia de representación, acuerdos preliminares, definición de roles	Definición de actor ancla, esquema fiduciario o mecanismo de gestión trazable	Asignación clara de responsabilidades y trazabilidad de recursos
Esquema de recaudo y asignación de beneficios	Regla simple y verificable de asignación, periodicidad del recaudo, mecanismos de seguimiento, tratamiento de morosidad	Rediseño para reducir conflictos y discrecionalidad; fortalecimiento de transparencia activa	Flujo estable para cubrir OPEX y provisiones
O&M y reposición	Plan de O&M, presupuesto OPEX, provisión/fondo de reposición, repuestos críticos y tiempos de respuesta	Diseño de provisiones obligatorias, contratación de O&M, definición de KPI y SLA	Continuidad operativa y protección del servicio

Decisión operativa	Evidencia mínima verificable	Si la condición no está cerrada	Resultado habilitante
Ruta de financiamiento activable	Identificación del tomador elegible, estructura de capital esperada, necesidad de garantías/cofinanciación/asistencia técnica	Reconfiguración del vehículo o actor ancla; incorporación de mitigadores de riesgo	Cierre de bancabilidad y movilización de capital

A partir de esta secuencia, el árbol de decisiones permite agrupar las rutas de implementación en perfiles que se repiten con frecuencia en la práctica. En el SIN, las rutas tienden a bifurcarse según si el modelo depende principalmente de ahorros derivados del autoconsumo o si incorpora excedentes como componente relevante, y según el grado de complejidad en la asignación de beneficios dentro de esquemas colectivos. En las ZNI, la diferenciación crítica suele darse entre modelos de servicio con continuidad asegurada (donde las provisiones para O&M y reposición están cerradas) y modelos que dependen de ahorros difusos sin una estructura robusta de recaudo, los cuales normalmente requieren anclas institucionales más fuertes y esquemas concesionales para sostener la operación. En ambos casos, el árbol hace explícito que la “ruta rápida” no es aquella que reduce la preparación, sino la que cierra tempranamente las condiciones habilitantes que evitan rediseños tardíos: roles claros, esquema de recaudo, provisiones de O&M/reposición y elegibilidad financiera.

Para fines de implementación, la herramienta se aplica como una matriz de verificación vinculada al árbol: cada nodo se marca con la evidencia disponible y un estado de cierre (cerrado / en proceso / no cerrado), junto con el riesgo asociado en caso de no cumplirse y una acción correctiva estándar. Este enfoque mejora la consistencia entre iniciativas, facilita la priorización y permite estructurar paquetes de asistencia técnica e instrumentos financieros por ruta, reduciendo costos de transacción y aumentando la probabilidad de ejecución efectiva en territorios rurales y ZNI, donde las restricciones son estructurales y requieren diseños que asignen los riesgos de manera explícita y verificable.

IV. Aplicación del árbol de decisión en el diseño de operación

Propósito: Mostrar cómo el árbol de decisiones informa el modelamiento financiero y la planificación de la implementación.

- Cada ruta conduce a supuestos diferenciados de CAPEX/OPEX, parámetros de riesgo y escenarios de recaudo.
- La herramienta asegura que los modelos financieros reflejen las condiciones reales del territorio y de la comunidad.

La aplicación del árbol de decisiones en el diseño financiero y operativo consiste en traducir cada ruta de implementación en decisiones, instrumentos y responsabilidades que hagan que el proyecto sea ejecutable y sostenible. El árbol se utiliza como un mecanismo de diseño para

asegurar la coherencia entre el marco regulatorio, la arquitectura contractual, la estructura de capital y el esquema de operación y mantenimiento. Esta coherencia es crítica, ya que las comunidades energéticas tienden a fracasar cuando se financia el CAPEX sin cerrar la gobernanza de los flujos, el recaudo y la reposición, o cuando se diseña un esquema comercial que no puede ser implementado por actores reales en el territorio. Bajo esta lógica, la aplicación del árbol genera dos productos operativos:

(i) una “ruta financiera” que define qué instrumentos pueden activarse y en qué secuencia, según el tomador elegible y el riesgo dominante; y

(ii) una “hoja de ruta operativa” que define quién ejecuta, quién gestiona los recursos, cómo se asegura el O&M y cómo se gestionan los incumplimientos. El resultado esperado es un diseño que reduce la fricción transaccional, hace explícita la asignación de riesgos y permite estandarizar requisitos para escalar por portafolio.

En la práctica, la aplicación se realiza como un ejercicio de calibración entre los nodos del árbol y los componentes de diseño. Cada nodo activado determina un conjunto de decisiones necesarias y, al mismo tiempo, descarta combinaciones que no son consistentes con las condiciones del territorio. Por ejemplo, si la ruta se ubica en ZNI con alta exposición a riesgos logísticos y de desempeño, el diseño operativo requiere un esquema de O&M tercerizado o híbrido, con estándares de servicio, repuestos críticos y un fondo de reposición, mientras que el diseño financiero debe priorizar mecanismos que protejan la continuidad (cofinanciación para CAPEX, provisiones obligatorias de ciclo de vida y, cuando sea viable, apoyos de ingresos o pagos condicionados al desempeño). En el SIN, en cambio, la consistencia se concentra en el cierre regulatorio-comercial (medición, facturación y tratamiento de excedentes) y en la capacidad de convertir el beneficio económico en flujo de caja estable para cubrir OPEX y reposición, lo cual generalmente requiere estructuras de gestión de flujos, reglas claras de asignación de beneficios y, dependiendo del actor ancla, instrumentos de deuda o leasing con mitigadores de riesgo.

Para operacionalizar este enfoque, el árbol se convierte en un tablero de diseño con tres capas que se completan de forma consecutiva. La primera capa define la “arquitectura de valor”: si el modelo se basa principalmente en ahorros por autoconsumo, ingresos por excedentes o pagos por servicio, y cuáles son los supuestos conservadores que convierten esa captura de valor en flujo de caja.

La segunda capa define la “arquitectura institucional y de flujos”: quién es el tomador elegible, quién ejecuta el CAPEX, quién gestiona los recursos y el recaudo, y qué acuerdos garantizan la trazabilidad de los flujos, incluyendo reglas de priorización del gasto (O&M y reposición antes de distribuciones).

La tercera capa define la “arquitectura de capital y mitigación”: cuánto del CAPEX se cubre con cofinanciación, cuánto con deuda o leasing, qué garantías o mitigadores son necesarios y cómo se capitaliza el fondo de O&M y reposición con reglas verificables. Esta secuencia implica que el diseño financiero debe ser consecuencia del diseño operativo, algo especialmente relevante en ZNI.

Bajo esta lógica, se proponen cuatro combinaciones de referencia que suelen cubrir la mayoría de las rutas observables al aplicar el árbol. No se trata de modelos únicos, sino de configuraciones base que se ajustan según el territorio, el actor ancla y la capacidad de recaudo. En todos los casos, el criterio de selección es el mismo: atacar el riesgo dominante que bloquea la ejecución y la continuidad, minimizando los costos de transacción mediante estandarización y, cuando es posible, estructuración por portafolio.

Tabla31. Recorrido árbol de decisión

Ruta derivada del árbol	Diseño operativo mínimo	Diseño financiero mínimo	Factores mitigantes y reglas de sostenibilidad
SIN – Autoconsumo con beneficio trazable	Reglas simples de asignación, medición y reporte verificables, responsabilidad clara de administración y recaudo	Cofinanciación focalizada; deuda o leasing para CAPEX cuando existe un tomador elegible	Gestión de flujos con trazabilidad; provisión obligatoria para O&M/reposición; acuerdos de nivel de servicio (SLA) para O&M; reglas para el tratamiento de la morosidad
SIN – Excedentes relevantes o esquema mixto (ahorros + excedentes)	Cierre regulatorio-comercial; contrato y roles claros con el OR/comercializador	Deuda o leasing + mitigadores frente a la incertidumbre de ingresos	Estandarización documental; mecanismos de verificación y reporte; colchones de ingresos; priorización de O&M/reposición en la cascada de pagos
ZNI – Servicio energético con prioridad en continuidad	Entrega del servicio con O&M definido, repuestos críticos, protocolos de respuesta y gobernanza del servicio	Cofinanciación de CAPEX + estructura concesional para reducir tarifas y proteger la asequibilidad + provisiones de ciclo de vida	Fondo de reposición y O&M; KPI de disponibilidad; cláusulas de desempeño; trazabilidad de recursos y control social
ZNI – Modelo con usos productivos o carga ancla	Incorporación contractual de la carga ancla, esquema robusto de recaudo y gestión del riesgo de demanda	Cofinanciación + deuda concesional cuando el flujo es más estable + garantías cuando aplique	Recaudo estable; reglas de asignación y priorización del servicio; gestión de flujos con cuentas separadas para O&M/reposición

Estas combinaciones permiten pasar de una lectura diagnóstica a un diseño replicable, que sirve como guía para estructurar portafolios con requisitos homogéneos. Para escalar, cada ruta se asocia con un conjunto de evidencias mínimas y decisiones cerradas. En la práctica, esto reduce el costo de preparación de proyectos, facilita la evaluación por parte de entidades públicas, bancos de desarrollo o cooperación, y permite empaquetar asistencia técnica y financiamiento

con menor fricción. En términos financieros, hace explícito que la bancabilidad no depende únicamente de “obtener recursos”, sino de demostrar que el proyecto cuenta con un mecanismo estable de captura de valor, un actor ancla con capacidad de ejecución y una estructura de continuidad (O&M y reposición) protegida por reglas verificables.

Aplicado de manera consistente, el árbol también permite diseñar secuencias realistas de financiamiento. Antes de buscar deuda o instrumentos de apalancamiento, la ruta típica requiere cerrar la fase de preinversión y estructuración, y establecer mecanismos de gestión de flujos. Solo cuando están cerrados los nodos de recaudo y de O&M/reposición resulta razonable incorporar deuda, leasing o garantías, porque el riesgo dominante deja de ser una “operación descontrolada” y pasa a ser un riesgo financiero mitigable. En esta secuencia, la cofinanciación y la asistencia técnica no son complementos, sino habilitadores que reducen el riesgo de desarrollo y aseguran la asequibilidad, permitiendo que los instrumentos de mercado entren sin comprometer la sostenibilidad social del servicio.

Finalmente, la aplicación del árbol en el diseño financiero y operativo alimenta directamente la siguiente fase del trabajo: la construcción de escenarios y del modelo financiero. Cada ruta define supuestos diferenciados de costos, perfiles de riesgo, necesidades de provisión para reposición, estructura de pagos y combinación de instrumentos financieros. Esto permite modelar escenarios consistentes y comparables, evitando utilizar un único modelo para realidades diferentes. De esta manera, el árbol se convierte en el puente metodológico entre el diagnóstico y el diseño, transformando evidencia y brechas en rutas de implementación concretas, con decisiones explícitas y verificables.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

I. Conclusiones

La experiencia temprana de Colombia se alinea con los patrones globales observados en comunidades energéticas. Con frecuencia, estos modelos requieren apoyo externo para alcanzar objetivos de equidad. La participación comunitaria mejora los resultados, pero exige procesos sostenidos de fortalecimiento de capacidades. La gobernanza solo es efectiva cuando está respaldada por reglas claras y mecanismos de rendición de cuentas. En la práctica, las soluciones tecnológicas tienden a converger hacia esquemas solares e híbridos cuando el criterio principal es la confiabilidad. En consecuencia, los desafíos de Colombia en materia de operación y mantenimiento, financiamiento y brechas de capacidad técnica y administrativa son comparables a los observados en otras regiones.

Al mismo tiempo, es fundamental reconocer las diferencias estructurales entre Europa y países emergentes como Colombia. En Europa, muchos modelos se desarrollan sobre redes eléctricas más robustas, mayor capacidad institucional local, mercados energéticos maduros y mayor profundidad financiera, lo que facilita esquemas más sofisticados de prosumidores, agregación y captura de valor. En Colombia, especialmente en Zonas No Interconectadas (ZNI) y territorios rurales dispersos, los modelos deben priorizar la continuidad del servicio, la sostenibilidad operativa y el soporte técnico prolongado, con un rol más decisivo del Estado y la cooperación internacional para cerrar brechas iniciales y reducir riesgos.

Uno de los desafíos críticos consiste en consolidar una comprensión clara y compartida en la política pública sobre qué es una comunidad energética, qué objetivos persigue y cuáles son las rutas de implementación según el territorio. Esta claridad debe traducirse en incentivos explícitos para la participación de los distintos actores. Sin una alineación de incentivos, los proyectos tienden a depender de esfuerzos aislados, fragmentarse o permanecer como pilotos sin escala, limitando su impacto.

De manera complementaria, el marco habilitante debe fortalecer la percepción de seguridad y garantías para los actores involucrados. Esto implica reducir la incertidumbre regulatoria y operativa mediante reglas estables y comprensibles, lineamientos claros sobre propiedad, operación y responsabilidades, claridad en el acceso y uso de recursos públicos, criterios consistentes para tarifas o recuperación de costos, cuando corresponda, y mecanismos prácticos de articulación interinstitucional. En territorios complejos, esta seguridad debe ser jurídica, técnica y operativa, de modo que exista claridad sobre quién responde ante fallas, cómo se financia la reposición de equipos, cómo se garantiza la continuidad del servicio y cómo se sostienen los procesos de rendición de cuentas.

En términos de diseño, Colombia cuenta con una oportunidad diferencial para aprovechar su potencial energético territorial, derivado de sus condiciones geográficas y climáticas. La radiación solar favorable en amplias zonas y la posibilidad de configurar soluciones híbridas con almacenamiento permiten adaptar la oferta energética a distintos perfiles de demanda. Esto refuerza la necesidad de un enfoque territorial, en el que el criterio tecnológico responda al servicio esperado y a la realidad local, evitando soluciones únicas para contextos heterogéneos.

Por lo tanto, la viabilidad de las comunidades energéticas no es uniforme. Depende del contexto regulatorio, la capacidad de gestión comunitaria, el potencial productivo asociado y la posibilidad real de movilizar recursos mediante una ruta de implementación coherente. Los modelos más robustos combinan inversión inicial con recursos públicos o concesionales, sostenibilidad operativa mediante esquemas realistas de gestión y recaudo cuando corresponda, y una estrategia explícita para reposición, mantenimiento y renovación de equipos. Asimismo, el fortalecimiento institucional comunitario y municipal debe asumirse como un activo tan importante como la infraestructura, ya que sin capacidades para gestionar, operar y rendir cuentas, los riesgos técnicos y de gobernanza aumentan.

Finalmente, la evidencia internacional y el análisis nacional convergen en que las comunidades energéticas son una vía viable para avanzar hacia el acceso universal y la resiliencia energética en territorios remotos, pero no constituyen una solución automática. Su éxito requiere planificación cuidadosa, sostenibilidad en el tiempo y mejora continua. Bien diseñadas, pueden proporcionar no solo electricidad, sino también empoderamiento social y oportunidades económicas locales. En síntesis, Colombia se encuentra bien posicionada para consolidar un marco específico para comunidades energéticas, y el desafío decisivo será convertirlo en un entorno habilitante con incentivos claros, garantías creíbles para los actores, coordinación institucional efectiva y un enfoque territorial que aproveche el potencial energético de cada región para generar impactos duraderos en comunidades históricamente rezagadas.

II. Recomendaciones

El siguiente paso del proyecto consiste en la construcción de un modelo financiero basado en el árbol de decisiones, que permita evaluar de manera consistente la viabilidad financiera de las comunidades energéticas en Colombia bajo diferentes condiciones territoriales, regulatorias y operativas. Este modelo debe traducir los criterios del árbol en supuestos cuantificables y rutas financieras comparables, de modo que sea posible estimar, para cada tipología y contexto, el costo total del proyecto, su sostenibilidad operativa, su brecha de financiamiento y las alternativas realistas para cerrarla.

El modelo debe incorporar la lógica de segmentación del árbol, diferenciando al menos entre contextos SIN y ZNI, niveles de capacidad organizativa y operativa de la comunidad, posibilidad de acceso a recursos públicos y condiciones de articulación institucional. A partir de estas ramas, el modelo deberá parametrizar el dimensionamiento tecnológico y el alcance del acompañamiento, así como los principales determinantes de costo y riesgo. El resultado esperado

no es un único caso “promedio”, sino un conjunto de escenarios estándar que representen las rutas más probables de implementación y permitan comparar qué combinaciones de condiciones hacen viable el proyecto y cuáles requieren ajustes de diseño, mayor apoyo o cambios en la estructura de financiamiento.

Para reflejar la realidad del ciclo de vida, el modelo debe estructurarse con un enfoque CAPEX–OPEX a lo largo del horizonte del proyecto, incluyendo reposición de equipos, mantenimiento preventivo y correctivo, logística, seguros cuando corresponda, y costos de fortalecimiento de capacidades y gobernanza. Asimismo, deberá incorporar supuestos de demanda y calidad del servicio, evolución del consumo, pérdidas técnicas y no técnicas, y, cuando corresponda, alternativas de recuperación de costos como tarifas, aportes comunitarios u otros mecanismos compatibles con el marco regulatorio y con criterios de asequibilidad.

Un componente central del siguiente paso será estimar la capacidad de financiamiento de cada tipología. Esto implica identificar, para cada ruta del árbol, qué fuentes son plausibles y en qué proporción. El modelo deberá mapear recursos públicos, cooperación internacional, aportes territoriales, mecanismos de subsidio o incentivos, y, cuando sea viable, participación de capital privado o financiamiento concesional. No se trata solo de listar fuentes, sino de evaluar su ajuste con la naturaleza del proyecto, los flujos esperados y los riesgos percibidos por cada actor. Con base en esto, el modelo deberá cuantificar la brecha de financiamiento, proponer combinaciones de instrumentos y definir condiciones mínimas para que la estructura sea bancable, incluyendo requerimientos de garantías, estabilidad institucional y claridad sobre quién asume las responsabilidades de operación y reposición.

En coherencia con la metodología del proyecto, esta etapa debe desarrollarse de forma iterativa, combinando la construcción técnica del modelo con validación territorial e institucional. Se recomienda una fase inicial de definición de supuestos y estructura del modelo, seguida de una calibración con casos de referencia y costos observados, y posteriormente una validación con actores clave para ajustar supuestos críticos. El modelo debe permitir análisis de sensibilidad sobre variables de alto impacto, como costos logísticos en ZNI, vida útil y reposición de baterías, nivel de apoyo requerido, calidad de la gestión comunitaria y disponibilidad efectiva de recursos públicos. El producto final debe facilitar la toma de decisiones, mostrando de manera transparente qué factores habilitan la sostenibilidad y qué cuellos de botella deben resolverse antes de escalar.

Como resultado, el modelo financiero basado en el árbol de decisiones se convertirá en una herramienta operativa para orientar la priorización y el diseño de proyectos. Permitirá comparar rutas de implementación, justificar decisiones de inversión y apoyo, y proponer lineamientos de política pública orientados a reducir la incertidumbre y mejorar la bancabilidad de los proyectos. En última instancia, este paso deberá aportar no solo estimaciones financieras, sino también una lectura clara de la viabilidad y de las necesidades de apoyo por tipología, habilitando una agenda realista de implementación de comunidades energéticas en los distintos territorios del país.

REFERENCIAS

- 350.org. (s. f.). Brazil favela solar.
- Ahmed, et al. (2024). Energy Communities in the European Union: Characterization, Trends, Business Models, Social Economy, and Sustainability. Sustainability.
- Better Than Cash Alliance. (2021). Learning Series: COVID Colombia digital payments expansion.
- Coalition for Community Energy (C4CE). (2020). Small-scale Community Solar Legal Guide and Templates.
- Cogent Engineering. (2021). ZNI poverty and access to services in Colombia.
- Community Energy England. (s. f.). Community Energy England official site.
- Convergence. (2024). State of Blended Finance 2024.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021). Resolución CREG 174 de 2021 (generación distribuida).
- CENS & CREG. (s. f.). Cartilla de autogeneradores para clientes CENS.
- de São José, et al. (2021). Prosumers and energy transition: Role of local citizens in renewable energy systems.
- The Democracy Collaborative. (s. f.). An Anchor Strategy for the Energy Transition.
- Energypedia. (s. f.). Productive Use of Electricity from Mini-grids.
- Energy, Sustainability and Society. (2019). Governance challenges in community-owned solar mini-grids in India.
- Energy, Sustainability and Society. (2024). Community mini-grid failures in Tanzania.
- Eos-GNSS. (s. f.). Coopeguanacaste success story.
- Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). (2024). Five Government Approaches to mini-grid support.
- European Commission. (2025). State of the Energy Union Report 2025.
- European Union. (2018). Renewable Energy Directive Recast (RED II).
- EU Clean Energy Islands. (s. f.). Eigg country profile.
- European Commission. (s. f.). Mera Gao Power connects 15,000 households in India.
- Fajardo, et al. (2025). Business models and access to finance for mini-grid development in sub-Saharan Africa.
- FENOGE. (s. f.). Comunidad energética de Bahía Málaga (página del proyecto).
- Garcés, et al. (2023). Sustainable electricity supply for small off-grid communities in Colombia.
- Gill-Wiehl, et al. (2022). Community participation in mini-grid projects: A comprehensive review.
- Hivos. (s. f.). Sumba Iconic Island Initiative for 100% renewable energy.
- International Energy Agency (IEA). (2016). Nigerian Electricity Regulatory Commission Mini-Grid Regulation 2016 (ficha de política).
- International Energy Agency (IEA). (2024). Bottom-up energy transitions: Managing the rise of energy communities in Latin America.

- International Energy Agency (IEA). (2025). Global Energy Review 2025: CO₂ emissions.
- International Growth Centre (IGC). (s. f.). Rural electrification with off-grid community microgrids in Uttar Pradesh, India.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2018). Off-grid Renewable Energy Solutions to Improve Livelihoods.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). Renewable Mini-Grids: Innovation Landscape Brief.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Community Energy: Broadening the Ownership of Renewables.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Pay-As-You-Go Models: Innovation Landscape Brief.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). Coalition for Action Energy Toolkit.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2025). The Success of Global Energy Transitions Starts with Early-Stage Project Financing.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2025). Renewable Power Generation Costs in 2024.
- Isle of Eigg. (s. f.). Eigg Electric (official site).
- Kallis, et al. (2021). Energy self-sufficiency in island communities.
- Koirala, et al. (2016). Integrated community energy systems: A comprehensive review.
- Madriz-Vargas, et al. (2016). Energy with Development: 50 years' Experience of COOPEGUANACASTE.
- Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA). (s. f.). Africa's largest mini-grid to provide affordable and sustainable electricity in DRC.
- Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA). (2025). MIGA to support over 100 energy projects in 20 African countries.
- Power For All. (s. f.). Risk pooling initiative to unlock commercial investment in African mini-grids.
- Premium Times. (2025). Powering Nigeria's future: How to fix broken promise of mini-grids.
- PV Magazine. (2025). Colombia introduces new rules for energy communities.
- REN21. (2024). Global Status Report 2024: Panama snapshot.
- RESEX. (s. f.). RESEX Solar Amazon project story map.
- RioOnWatch. (s. f.). Revolusolar: Solar Energy in Babilônia and Chapéu-Mangueira.
- Rocky Mountain Institute (RMI). (2026). Sharing the Power: Community-Led Minigrids.
- Rodríguez-Urrego, & Rodríguez-Urrego. (2021). Energy access and ZNI populations in Colombia.
- SAIS Perspectives. (2020). Off-grid clean energy in Colombia.
- ScienceDirect. (2021). Anchor customers in mini-grid economics.
- SEADS. (2025). Electrifying the last mile: Community-based renewable energy in Eastern

Indonesia.

- Sustainable Energy for All (SEforAll). (2024). Mini-grids seeing unprecedented growth in push to achieve universal energy access.
- Sustainable Energy for All (SEforAll). (2024). State of the Global Mini-Grids Market Report 2024.
- Sustainable Energy for All (SEforAll). (2025). Private sector developers sign funding agreement for Zambia rural electrification (ZEDSI).
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SuperServicios). (2017). Diagnóstico ZNI (ZNI Diagnostic Report).
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SuperServicios). (2022). Boletín ZNI IV trimestre 2022.
- Terrapon-Pfaff, et al. (2020). Off-grid project failure rates in Sub-Saharan Africa.
- The Energy Mix. (2025). Fossil-fuelled power edges out Bangladesh's off-grid solar success.
- World Bank. (s. f.). How blended finance can reorient cautious private investors (blog).
- World Bank (IDA). (s. f.). IDA Financial Products.
- World Bank & ESMAF. (s. f.). Mini Grids For Half A Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers.
- World Resources Institute (WRI). (s. f.). Pay-as-you-go solar could electrify rural Africa.
- World Resources Institute (WRI). (2022). De-risking Low-Carbon Investments.
- World Resources Institute (WRI). (2025). Energy Communities Bring Electricity, Livelihoods to Colombia's Remotest Regions.

APPENDICE

1. Resumen normativo (SIN vs ZNI)

Norma	Año	Entidad	Tema	Qué habilita	Qué requiere	Implicación práctica para comunidades energéticas	Observaciones (SIN vs ZNI)
Ley 142	1994	Congreso	Servicios públicos; solidaridad	Régimen de beneficios y solidaridad	Facturación, subsidios y contribuciones	Define la lógica de recaudo y la sostenibilidad de O&M	Aplicación general; impacto varía según el territorio
Ley 143	1994	Congreso	Régimen eléctrico	Estructura del sector (Generación–Transmisión–Distribución–Comercialización)	Competencias y reglas sectoriales	Determina contrapartes (OR/comercializador) y estructura contractual	Base general; en ZNI se complementa con reglas específicas
Ley 1715	2014	Congreso	FN CER	Integración e incentivos para FN CER	Condiciones e instrumentos de promoción	Habilita tecnologías típicas para comunidades energéticas	Aplicación general; la implementación depende del esquema
Ley 2099	2021	Congreso	Transición energética	Fortalece la transición y la eficiencia	Disposiciones adicionales	Refuerza habilitadores para FN CER y eficiencia energética	Complementa la Ley 1715
Ley 2294 (Art. 235)	2023	Congreso	Comunidades energéticas	Marco legal para comunidades energéticas	Lineamientos generales	Base jurídica para las comunidades energéticas	Aplica en SIN y ZNI
Decreto 2236	2023	MinMinas / Presidencia	Regulación de comunidades energéticas	Lineamientos operativos	Requisitos de implementación	Ruta operativa general para comunidades energéticas	Aplica en SIN y ZNI
Resolución 40136	2024	MinMinas	RUCE	Creación del registro	Registro y actualización	Elegibilidad y trazabilidad de comunidades energéticas	Aplicación general
Resolución 40137	2024	MinMinas	Focalización	Criterios para asignación de recursos	Priorización y elegibilidad	Acceso a apoyo público por programas	Relevante en territorios priorizados

Norma	Año	Entidad	Tema	Qué habilita	Qué requiere	Implicación práctica para comunidades energéticas	Observaciones (SIN vs ZNI)
Resolución 40165	2024	MinMinas	Transparencia activa	Lineamientos de transparencia y datos	Publicación proactiva y trazabilidad	Refuerza confianza y rendición de cuentas	Aplicación general
Resolución CREG 030	2018	CREG	AGPE / GD	Integración al SIN	Conexión y operación	Costos y tiempos de conexión y diseño	Aplica en SIN
Resolución CREG 174	2021	CREG	AGPE / GD	Ajustes excedentes y	Requisitos técnicos y comerciales	Monetización de ahorros/excedentes; costos de transacción	Aplica en SIN

2. Resumen Tarifario (Ejemplo publicado Dic, 2025)

La siguiente tabla resume valores publicados para Baja Tensión (BT) / Tier 1 (COP/kWh) y rangos de consumo de subsistencia, con fines referenciales para la modelación financiera. Los valores pueden variar según mercado y comercializador, por lo que deben ser verificados en las publicaciones oficiales del comercializador correspondiente.

Categoría	Bloque	Tarifa (COP/kWh)	Observaciones
Residencial Estrato 1	0–CS	402,83 / 390,35 / 377,88	BT / Nivel 1. Tres configuraciones de propiedad.
Residencial Estrato 1	>CS	859,19 / 824,84 / 790,49	Tarifa plena por encima del consumo de subsistencia (CS).
Residencial Estrato 2	0–CS	503,53 / 487,94 / 472,35	
Residencial Estrato 2	>CS	859,19 / 824,84 / 790,49	
Residencial Estrato 3	0–CS	730,31 / 701,11 / 671,92	
Residencial Estrato 3	>CS	859,19 / 824,84 / 790,49	
Residencial Estrato 4	Todos	859,19 / 824,84 / 790,49	
Residencial Estratos 5–6	Todos	1031,03 / 989,81 / 948,59	Incluye contribución.
Industrial y Comercial	N/A	1031,03 / 989,81 / 948,59	

Categoría	Bloque	Tarifa (COP/kWh)	Observaciones
Oficial y Exento	N/A	859,19 / 824,84 / 790,49	
Consumo de subsistencia	Altitud $\geq$ 1.000 m s. n. m.	0–130 kWh/mes	Rango subsidiado.
Consumo de subsistencia	Altitud < 1.000 m s. n. m.	0–173 kWh/mes	Rango subsidiado.

