

Informe de Evaluación regulatoria y financiera

Versión 2

Assessment of the Small-scale
hydropower potential in Colombia

06 febrero 2026

Contenido

1. Abstracto.....	10
2. Análisis normativo Zonas No interconectadas en Colombia	11
2.1. Introducción.....	11
2.2. Normativa relacionada.....	12
2.3. Actores intervinientes.....	14
2.3.1. Actores intervinientes - Nivel nacional.....	15
2.3.2. Actores intervinientes – Nivel Territorial	17
2.3.3. Actores intervinientes – Nivel Técnico/Operativo	18
2.4. Norma aplicable – Contenido – Actor.....	20
2.5. Actor Ranking de los trámites más complejos del proceso regulatorio y operativo	23
2.5.1. Rango 1 — Trámites Críticos (pueden frenar o detener el proyecto por completo)...	24
2.5.2. Rango 2 — Trámites de Alta Complejidad (generan retrasos prolongados).....	24
2.5.3. Rango 3 — Trámites de Baja Complejidad (en general, accesibles y de respuesta rápida) 25	25
2.5.4. Rango 4 — Trámites Moderados (gestionables, pero con riesgo de retrasos).....	25
2.6. Análisis técnico de los contenidos normativos aplicables a ZNI.....	26
2.6.1. Matriz de análisis técnico por trámite	26
2.6.2. Desglose del principal trámite crítico: Permisos hídricos (Concesión de aguas ocupación de cauce, vertimientos).....	30
2.7. Análisis del alcance real de la normativa específica para ZNI.....	32
2.7.1. Alcance limitado de la Ley 855 de 2003	32
2.7.2. Limitaciones de las normas posteriores (1715/2014, 2099/2021 y 1276/2023)	33
2.7.3. Brecha entre régimen especial previsto y régimen real aplicado	33
2.7.4. Consecuencias prácticas del déficit normativo.....	34
2.8. Análisis integral de tiempos reales y costos del proceso para proyectos en zonas no interconectadas (ZNI).....	34
2.8.1. Tiempos reales por etapa.....	35
2.8.2. Suma total de tiempos (mínimo–máximo).....	35

2.8.3.	Impacto financiero directo de los tiempos	36
2.9.	Impacto diferenciado según el tipo de actor.....	37
2.9.1.	Impacto en comunidades y pequeños actores rurales.....	37
2.9.2.	Impacto en instituciones municipales	37
2.9.3.	Impacto en empresas medianas.....	38
2.9.4.	Impacto en grandes empresas, fondos y bancos.....	38
2.10.	Diagnóstico integrado de barreras regulatorias y técnicas en ZNI (versión pulida).....	39
2.10.1.	Amplia y compleja normativa	39
2.10.2.	Multiplicidad de actores y fragmentación institucional	39
2.10.3.	Tiempos de respuesta no coordinados	39
2.10.4.	Vulnerabilidad jurídica por concentración de decisiones clave.....	40
2.10.5.	Demoras institucionales y alto riesgo percibido por financiadores.....	40
2.10.6.	“Banderas rojas” en territorios con antecedentes de conflicto.....	40
2.10.7.	Déficit de capacidad técnica local.....	40
2.10.8.	Costos técnicos desproporcionados respecto al tamaño del proyecto	41
2.10.9.	Duplicación de estudios e información disponible en entidades públicas.....	41
2.10.10.	La carga del proceso recae en el solicitante.....	41
2.10.11.	Falta de proporcionalidad en los requisitos técnicos.....	42
2.10.12.	Dependencia elevada de consultoras y expertos externos.....	42
2.10.13.	Tiempos totales excesivos e inviabilidad práctica para actores pequeños	42
2.10.14.	Limitaciones de la normativa ZNI existente para resolver las barreras identificadas	43
2.11.	Recomendaciones.....	44
2.11.1.	Uso obligatorio de información secundaria oficial.....	44
2.11.2.	Principio de “la entidad busca y aporta la información que ya existe”.....	45
2.11.3.	Creación del “EIA Simplificado ZNI”	45
2.11.4.	Elaboración de guías técnicas específicas para ZNI.....	46
2.11.5.	Implementación de certificados únicos interinstitucionales.....	47
2.11.5.1.	Certificado Único de Situación Jurídica del Predio.....	47

2.11.5.2.	Certificado Único de Información Ambiental Básica	48
2.11.6.	Estandarización de caudales ecológicos por subcuenca	48
2.11.7.	Planes de Manejo Ambiental y de seguimiento tipo	49
2.11.8.	Asistencia técnica pública permanente para pequeños desarrolladores	49
2.11.9.	Interoperabilidad real entre entidades y expediente digital único.....	50
2.11.10.	Modificaciones normativas específicas para ZNI	50
2.12.	Viabilidad jurídica para modificar normas específicamente aplicables a ZNI	51
2.12.1.	Recomendación de avanzar hacia modificaciones normativas específicas para ZNI	52
2.12.1.1.	Proporcionalidad ambiental	52
2.12.1.2.	Equidad territorial.....	52
2.12.1.3.	Eficiencia administrativa	52
2.12.1.4.	Viabilidad financiera.....	52
2.12.1.5.	Seguridad jurídica	53
2.12.1.6.	Recomendación general.....	53
2.12.2.	Tabla de normas susceptibles de modificación para ZNI	53
3.	Evaluación de Mecanismos de Financiamiento, Subsidios e Incentivos para Electrificación Rural mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Zonas No Interconectadas.....	55
3.1.	Introducción.....	55
3.2.	Marco Normativo General para la Creación de Entidades, Fondos y Mecanismos de Planificación y Financiamiento Energético	56
3.3.	Actores por tipo de financiación y condiciones de acceso	59
3.3.1.	Circularidad entre requerimientos financieros.....	63
3.3.2.	Alta dependencia de trámites previos.....	63
3.3.3.	Falta de estándares obligatorios de prelación	63
3.3.4.	Capacidad institucional limitada	64
3.3.5.	Riesgo percibido alto.....	64
3.3.6.	Procedimiento – Norma aplicable – Contenido – Actor.....	64
3.3.7.	Subsidios y mecanismos de apoyo financiero aplicables a ZNI.....	67
3.4.	Ranking de los procesos financieros más complejos del ecosistema de financiación.	69

3.4.1.	Rango 1 — Procesos Financieros Críticos (pueden frenar o detener el proyecto por completo)	69
3.4.2.	Rango 2 — Procesos de Alta Complejidad Financiera (generan retrasos prolongados) 70	
3.4.3.	Rango 3 — Procesos Financieros Moderados (gestionables, pero con riesgo de demoras).....	71
3.4.4.	Rango 4 — Procesos de Baja Complejidad Financiera (en general accesibles y de respuesta rápida)	71
3.5.	Evaluación de la posible simplificación de trámites.....	72
3.5.1.	Matriz por trámite.....	72
3.5.2.	Desglose del principal trámite crítico financiero: Fonenergía	74
3.6.	Recomendaciones generales.....	75
3.6.1.	Ventanilla financiera única para proyectos en ZNI	75
3.6.2.	Creación de un Fondo de Preinversión y Garantías para ZNI.....	75
3.6.3.	Diseño de productos financieros simplificados para microproyectos en ZNI	76
3.6.4.	Paquetes integrados de financiación (FAZNI/Fonenergía + SGR + banca pública)....	77
3.6.5.	Transparencia y trazabilidad: registro público de proyectos y decisiones financieras	77
3.6.6.	Mecanismos de reparto de riesgo entre Estado, banca y comunidades.....	77
3.6.7.	Fortalecimiento de capacidades financieras locales.....	78
3.6.8.	Modelos financieros estándar y parámetros de referencia para ZNI.....	78
3.6.9.	Promoción de esquemas de financiación comunitaria y crowdfunding regulado.....	79
3.6.10.	Ajuste de subsidios e incentivos para que sean accesibles a comunidades	79
3.7.	Viabilidad jurídica para introducir reformas financieras específicas en ZNI	79
3.7.1.	Recomendación de avanzar hacia un régimen financiero diferencial para ZNI	80
3.7.2.	Tabla de normas financieras susceptibles de ajuste específico para ZNI.....	81
3.8.	Recomendación estratégica de transformación: APP Mixta ZNI – Liderazgo Público, Ejecución Privada, Apropiación Comunitaria.....	82
3.8.1.	Principio rector: “Desbloqueo del riesgo sistémico mediante capital público ancla.	82
3.8.2.	Modelo propuesto: APP Mixta ZNI – Impulso público para romper la barrera inicial..	82
3.8.3.	Estrategia operativa: cómo funcionaría la APP Mixta ZNI.....	82

3.8.3.1.	Fase 1 – Identificación territorial (liderada por el Estado).....	82
3.8.3.2.	Fase 2 – Preinversión financiada por el Estado	83
3.8.3.3.	Fase 3 – Licitación APP y selección del operador privado	83
3.8.3.4.	Fase 4 – Ejecución con participación comunitaria obligatoria	83
3.8.3.5.	Fase 5 – Operación delegada y acompañamiento comunitario.....	84
3.8.3.6.	Fase 6 – Transferencia progresiva a la comunidad.....	84
3.8.4.	Razones técnicas, financieras y sociales que justifican esta estrategia	84
3.8.5.	Por qué el Estado debe dar el primer paso.....	85
3.8.6.	Estrategia de comunicación territorial: reconstruir confianza	86
3.8.7.	Indicadores clave de éxito (KPI) para medir impacto.....	86
3.8.8.	Conclusión	87
3.9.	Otros mecanismos evaluados.....	87
3.10.	Conclusión Evaluación de Mecanismos de Financiamiento, Subsidios e Incentivos para Electrificación Rural mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Zonas No Interconectadas	89
4.	Conclusiones finales.....	90

Tablas

Tabla 1: Normativa relacionada.....	13
Tabla 2: Actores del nivel nacional, funciones y tiempos de intervención en el desarrollo de proyectos energéticos	16
Tabla 3: Actores del nivel territorial, funciones y tiempos de intervención en proyectos energéticos	18
Tabla 4: Actores del nivel técnico–operativo, funciones y tiempos de intervención en proyectos energéticos	19
Tabla 5: Procedimiento regulatorio aplicable a proyectos energéticos en ZNI: norma, contenido exigido, actores responsables y rutas críticas	22
Tabla 6: Matriz de análisis técnico y potencial de simplificación por trámite en Zonas No Interconectadas	28
Tabla 7: Componentes técnicos de los permisos hídricos y oportunidades de simplificación en ZNI	30
Tabla 8: Tabla de normas susceptibles de modificación para ZNI.....	53

Tabla 9: Marco normativo para la planificación y financiamiento energético en Colombia	57
Tabla 11: Documentos CONPES para electrificación rural y ZNI.....	59
Tabla 12: Actores financieros para proyectos energéticos en ZNI	60
Tabla 13: Tipos de financiación para proyectos energéticos en ZNI.....	61
Tabla 14: Procedimiento financiero para proyectos energéticos en ZNI: norma aplicable, contenido exigido, actores responsables y rutas críticas.....	66
Tabla 15: Evaluación comparada de subsidios e incentivos financieros aplicables a proyectos energéticos en ZNI.....	68
Tabla 16: Mecanismos financieros para proyectos energéticos en Zonas No Interconectadas: requisitos y potencial de simplificación	72
Tabla 17: Análisis de complejidad de los requisitos financieros de Fonenergía para proyectos en Zonas No Interconectadas.....	74
Tabla 18: Normas financieras susceptibles de ajuste específico para ZNI	81
Tabla 19: Resolución UPME 283 de 2021.....	88

Acrónimos

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
APP / PPP	Asociación Público-Privada (Public-Private Partnership)
AR	Aseguradora (cuando actúa como garante de pólizas técnicas)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
CAF	Banco de Desarrollo de América Latina
CAR	Corporación Autónoma Regional
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
DUR	Decreto Único Reglamentario
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EOT	Esquema de Ordenamiento Territorial
ESG	Environmental, Social and Governance (Ambiental, Social y de Gobernanza)
FAER	Fondo de Apoyo para la Energización Rural
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas
FECFGN	Fondo Especial Cuotas de Fomento para Gas Natural
FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
Fonenergía	Fondo Único de Energía creado en la Ley 2099 de 2021
GCF	Green Climate Fund
GEF	Global Environment Facility
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
JAC	Junta de Acción Comunal
MGA	Metodología General Ajustada
MinAmbiente	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MinInterior	Ministerio del Interior
MinVivienda	Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio
MME	Ministerio de Minas y Energía
O&M	Operación y Mantenimiento

ONAC	Organismo Nacional de Acreditación de Colombia
OR	Operador de Red
ORIP	Oficina de Registro de Instrumentos Públicos
PBOT	Plan Básico de Ordenamiento Territorial
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
POT	Plan de Ordenamiento Territorial
PPA	Power Purchase Agreement (Contrato de compraventa de energía)
PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
RETILAP	Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público
SAE	Sociedad de Activos Especiales
SGR	Sistema General de Regalías
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UAE IPSE	Unidad Administrativa Especial Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
URT	Unidad de Restitución de Tierras
XM	Filial de ISA encargada del despacho y operación del Sistema Interconectado Nacional
ZNI	Zonas No Interconectadas

1. Abstracto

Este documento presenta los resultados de la evaluación normativa, procedimental y financiera del desarrollo de proyectos de electrificación rural mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. El objetivo central del análisis es identificar, caracterizar y evaluar las condiciones regulatorias y financieras que inciden en la viabilidad real de estos proyectos, con especial atención a su aplicabilidad para pequeños desarrolladores, comunidades rurales y entidades territoriales.

El estudio se estructura en tres componentes principales. En primer lugar, se realiza un análisis integral del marco normativo y regulatorio aplicable a las ZNI, incluyendo leyes, decretos, resoluciones sectoriales y lineamientos de política pública, así como la identificación de los actores institucionales y los trámites técnicos, ambientales, jurídicos y financieros que intervienen a lo largo del ciclo de desarrollo de un proyecto. En segundo lugar, se evalúan los mecanismos de financiamiento, subsidios e incentivos disponibles públicos, privados, mixtos y multilaterales analizando sus requisitos de acceso, tiempos reales de respuesta, niveles de complejidad y barreras operativas en contextos rurales aislados. En tercer lugar, se desarrolla un análisis comparativo de los procesos críticos del ecosistema financiero, identificando cuellos de botella, circularidades institucionales y riesgos estructurales que afectan la bancabilidad de los proyectos en ZNI.

A partir de la revisión normativa y de la evidencia operativa recopilada, el documento demuestra la existencia de una brecha estructural entre el diseño formal del régimen ZNI y su implementación práctica en territorio. Aunque el ordenamiento jurídico colombiano reconoce las particularidades de las ZNI y dispone de instrumentos específicos para su atención, los procedimientos críticos —ambientales, hídricos, técnicos, jurídicos y financieros— mantienen exigencias, tiempos y cargas equivalentes a las del Sistema Interconectado Nacional, sin criterios efectivos de proporcionalidad según la escala del proyecto o la capacidad institucional local. Esta arquitectura regulatoria y financiera opera como un sistema secuencial y acumulativo que, en la práctica, excluye a pequeños desarrolladores y comunidades, y limita el acceso efectivo a subsidios e instrumentos de financiamiento.

Con base en este diagnóstico, el estudio formula un conjunto de recomendaciones normativas, procedimentales y financieras orientadas a la creación de un régimen diferencial efectivo para las ZNI, fundamentado en principios de proporcionalidad, eficiencia administrativa, interoperabilidad institucional, reparto de riesgos y fortalecimiento de capacidades locales. Finalmente, se propone un modelo estratégico de Asociaciones Público-Privadas (APP) mixtas para ZNI, con liderazgo estatal en la fase de preinversión, ejecución privada y apropiación comunitaria progresiva, como una alternativa estructural para mejorar la bancabilidad de los proyectos y avanzar de manera sostenida en el cierre de la brecha histórica de acceso a la energía en territorios aislados.

2. Análisis normativo Zonas No interconectadas en Colombia

2.1. Introducción

El ordenamiento jurídico colombiano en materia energética se ha consolidado progresivamente a partir de la Constitución Política de 1991 y de la expedición de las Leyes 142 y 143 de 1994, dando lugar a un esquema regulatorio orientado a la eficiencia económica, la promoción de la competencia y la ampliación de la cobertura del servicio público de energía eléctrica. Sin embargo, las particularidades operativas, geográficas y socioeconómicas de las Zonas No Interconectadas (ZNI) han exigido la adopción de un tratamiento normativo diferenciado que reconozca sus condiciones especiales. En atención a esta realidad, tanto el legislador como las autoridades regulatorias han formulado disposiciones específicas, entre ellas la Ley 855 de 2003, la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, orientadas a fomentar soluciones energéticas ajustadas a los contextos rurales y dispersos, con un énfasis particular en el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable y en esquemas de generación distribuida.

Pese a la existencia de este marco jurídico de carácter progresivo, subsisten barreras normativas, regulatorias y procedimentales que limitan la ejecución ágil y eficiente de proyectos de generación sostenible en las ZNI, en especial aquellos asociados a pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas. Entre los principales obstáculos se destacan las exigencias ambientales, las metodologías tarifarias vigentes, la incertidumbre regulatoria, las dificultades de acceso a mecanismos de financiamiento y la complejidad institucional, factores que continúan afectando de manera significativa a los desarrolladores, operadores y comunidades que buscan alternativas energéticas confiables y sostenibles.

En este contexto, resulta indispensable llevar a cabo un análisis integral de la pirámide normativa aplicable al sector eléctrico colombiano, que permita no solo identificar las disposiciones actualmente vigentes, sino también detectar oportunidades de ajuste, armonización y mejora regulatoria. En ese sentido, el presente capítulo desarrolla una revisión sistemática del marco constitucional, legal, reglamentario y regulatorio, con especial atención a su aplicabilidad en las ZNI. A partir de dicho examen, se formulan lineamientos y recomendaciones orientados a facilitar la puesta en marcha de proyectos hidroeléctricos, reforzar la seguridad jurídica, optimizar la articulación institucional y promover modelos de prestación del servicio que sean sostenibles, eficientes y adecuados para las comunidades más vulnerables y apartadas del territorio nacional.

Finalmente, se aclara que, si bien el análisis aborda el marco regulatorio del sector eléctrico de manera general, su énfasis principal recae en los proyectos hidroeléctricos con una capacidad instalada inferior a 10 MW.

2.2. Normativa relacionada

La regulación del sector eléctrico colombiano se fundamenta en un entramado normativo amplio y jerárquicamente estructurado, compuesto por disposiciones de carácter constitucional, legal, reglamentario y regulatorio, a través de las cuales se delimitan las competencias institucionales, se establecen los principios que rigen la prestación del servicio público de energía eléctrica, se definen los esquemas tarifarios y se fijan los incentivos orientados a la expansión y sostenibilidad del sistema energético. Este marco normativo también determina los procedimientos que deben observar los desarrolladores en las distintas fases de los proyectos eléctricos, desde su formulación y evaluación inicial hasta su ejecución y operación, incluyendo etapas como la solicitud de viabilidad, la realización de estudios técnicos y económicos, la obtención de permisos ambientales y técnicos, el acceso a mecanismos de financiación y la inscripción ante las autoridades regulatorias y de control competentes.

En lo que respecta a las Zonas No Interconectadas (ZNI), el ordenamiento jurídico contempla un régimen particular que reconoce sus condiciones territoriales, logísticas y sociales diferenciadas, incorporando disposiciones específicas destinadas a facilitar la prestación del servicio y la implementación de soluciones energéticas acordes con dichos contextos.

En este sentido, a continuación, se expone una síntesis organizada conforme a la pirámide kelseniana, la cual permite identificar de manera clara el nivel jerárquico, el alcance normativo y los elementos sustantivos de cada disposición relevante, tanto en su aplicación general al sector eléctrico como en su tratamiento especial para las ZNI.

Tipo de norma	Número y año	Entidad que la emite	Tema general (aplicable a todo el país)	Particularidad o aplicabilidad en ZNI
Constitución	Constitución Política de 1991	Asamblea Nacional Constituyente	Principios fundamentales de prestación de servicios públicos, sostenibilidad y acceso equitativo.	Permite la creación de regímenes especiales para zonas apartadas como las ZNI.
Ley	Ley 142 de 1994	Congreso de la República	Régimen de servicios públicos: tarifas, calidad, entidades, competencias.	Base para trato diferenciado en territorios de difícil acceso.
Ley	Ley 143 de 1994	Congreso de la República	Marco regulatorio del sector eléctrico: generación, transmisión y comercialización.	Permite crear procedimientos especiales cuando no hay acceso al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
Ley	Ley 855 de 2003	Congreso de la República	Define y reconoce las Zonas No Interconectadas (ZNI).	Establece lineamientos específicos para prestación del servicio en ZNI.
Ley	Ley 1715 de 2014	Congreso de la República	Promoción de energías renovables no convencionales (ERNOC) e incentivos tributarios.	Facilita microhidroeléctricas, paneles solares híbridos y soluciones de autogeneración en ZNI.
Ley	Ley 2099 de 2021	Congreso de la República	Modernización energética, almacenamiento y transición energética.	Potencia microredes y sistemas aislados para ZNI.
Ley ambiental	Ley 99 de 1993	Congreso de la República	Crea el Sistema Nacional Ambiental y regula licencias ambientales.	Las PCH de más de 10 MV requieren licencia ambiental y permisos hídricos, incluso en ZNI.
Ley de restitución de tierras	Ley 1448 de 2011	Congreso de la República	Regula restitución de tierras para víctimas; procesos judiciales sobre predios.	En muchas ZNI los predios están en microfocalización; esto afecta inversiones y viabilidad jurídica de proyectos.
Ley de extinción de dominio	Ley 1708 de 2014	Congreso de la República	Código de extinción de dominio; medidas cautelares sobre bienes.	Predios rurales pueden tener medidas que impiden usar el

Tipo de norma	Número y año	Entidad que la emite	Tema general (aplicable a todo el país)	Particularidad o aplicabilidad en ZNI
				lote para infraestructura energética.
Decreto ambiental	Decreto 1076 de 2015	Ministerio de Ambiente / ANLA	Reglamenta permisos hídricos concesiones de agua, ocupación de cauce, EIA, vertimientos.	Aplica a PCH, microhidros y sistemas aislados; requisitos pueden ser simplificados para baja potencia.
Decreto	Decreto 1276 de 2023	Ministerio de Minas y Energía	Medidas para acelerar acceso al servicio eléctrico en zonas rurales.	Crea mecanismos simplificados de financiación para soluciones en ZNI. Declarado Inexequible por la Corte Suprema de Justicia
Resolución técnica	RETIE – Res. 90708 de 2013 (y actualizaciones)	Ministerio de Minas y Energía	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas; requisitos de seguridad y certificación.	Aplica a todas las instalaciones, incluso microproyectos comunitarios en ZNI.
Resolución técnica	RETILAP	Ministerio de Minas y Energía	Reglamenta iluminación y redes de alumbrado público.	Aplica si comunidades instalan alumbrado público en ZNI.
Resolución	CREG 091 de 2007	CREG	Régimen tarifario y metodologías de costos.	Define tarifas específicas para ZNI.
Resolución	MinEnergía 40239 de 2022	Ministerio de Minas y Energía	Subsidios y distribución de recursos para energía.	Establece fondos específicos para electrificación rural en ZNI.
Resolución - conexión	CREG 075 de 2021	CREG	Procedimiento para solicitudes de conexión y asignación de capacidad al SIN.	Solo aplica si el proyecto ZNI busca conexión futura al SIN; introduce la "Curva S".
Resolución UPME	UPME 757 de 2025	UPME	Procedimiento para emitir conceptos de conexión técnica.	Aplica si el proyecto quiere integrarse al SIN.
Circular UPME	Circular 069 de 2024 (u otras asociadas)	UPME	Instrucciones para elaboración y reporte de "Curva S" de avance del proyecto.	Útil para proyectos que buscan conectarse al SIN.
Normas de ordenamiento territorial	Ley 388 de 1997	Congreso de la República	Ordenamiento territorial, compatibilidad del uso del suelo.	Las PCH deben estar permitidas en el POT/PBOT/EOT del municipio, incluso en ZNI.
Licencia de construcción	Decreto 1077 de 2015	MinVivienda	No se requiere licencia urbanística para obras civiles.	Las PCH están exentas según art. 2.2.6.1.1.3, pero deben cumplir permisos ambientales y hídricos.
Permisos hídricos	Decreto 1076 de 2015	ANLA / CARs	Concesión de aguas, ocupación de cauce, vertimientos.	Obligatorio para proyectos hidroeléctricos en cualquier zona.

TABLA 1: NORMATIVA RELACIONADA

En el nivel superior de la estructura normativa se ubican las disposiciones de rango constitucional y legal, las cuales establecen los principios generales que rigen la prestación del servicio público de energía eléctrica, el régimen tarifario, la distribución de competencias institucionales y los criterios de sostenibilidad ambiental y social. Sobre esta base se articulan normas legales específicas, como la Ley 855 de 2003, que reconoce de manera expresa la existencia de las Zonas No Interconectadas (ZNI) y habilita un tratamiento normativo diferenciado para estos territorios, así como las leyes orientadas a la transición energética, las cuales promueven la incorporación de fuentes renovables y tecnologías de almacenamiento, particularmente pertinentes para contextos geográficamente aislados.

En los niveles intermedios y de carácter operativo se sitúan los decretos y resoluciones que regulan los procedimientos ambientales, técnicos y constructivos que deben observar los desarrolladores de proyectos energéticos. Estas disposiciones abarcan, entre otros aspectos, los requisitos de licenciamiento ambiental y de aprovechamiento del recurso hídrico previstos en el Decreto 1076 de 2015 y la Ley 99 de 1993, así como las obligaciones técnicas contenidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), aplicables incluso a soluciones energéticas comunitarias de pequeña escala. De igual forma, se contemplan los trámites y procesos ante entidades como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad

de Planeación Minero-Energética (UPME) en aquellos casos en que los proyectos contemplan su eventual conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), reconociendo que dichas exigencias no resultan directamente aplicables a las ZNI que operan de manera aislada, pero sí constituyen referentes técnicos relevantes para el diseño adecuado de sistemas independientes.

Finalmente, el marco normativo incorpora las disposiciones relacionadas con el ordenamiento territorial y las licencias urbanísticas que inciden en la construcción de la infraestructura energética, así como los mecanismos de subsidios y estímulos económicos destinados a promover la electrificación rural en zonas apartadas. En su conjunto, este entramado regulatorio estructura de manera integral el ciclo de vida de un proyecto energético, desde su concepción y fase de permisos, pasando por la construcción y puesta en operación, hasta su eventual integración al sistema interconectado.

Con esta base jurídica debidamente identificada y sistematizada, el apartado siguiente aborda a los actores institucionales, comunitarios y privados que participan en cada una de las etapas del proceso, resaltando sus competencias, responsabilidades y los principales puntos de articulación dentro del ecosistema energético de las Zonas No Interconectadas.

2.3. Actores intervinientes

El desarrollo de proyectos energéticos en Colombia y de manera particular en las Zonas No Interconectadas (ZNI), supone la participación de una pluralidad de actores de naturaleza institucional, técnica, comunitaria y jurisdiccional, cada uno con competencias y responsabilidades específicas a lo largo de las distintas etapas del ciclo de vida del proyecto. La articulación entre estos actores resulta determinante no solo para la viabilidad técnica, ambiental y operativa de las iniciativas, sino también para aspectos críticos como su oportunidad de ejecución, sus costos asociados y el nivel de seguridad jurídica del que disponen los desarrolladores. En este contexto, el presente apartado trasciende la mera identificación de las entidades involucradas y propone un análisis funcional de su intervención, considerando sus roles concretos dentro del proceso, los tiempos estimados de respuesta, tanto desde una perspectiva normativa como en la práctica administrativa, las posibles rutas de escalamiento frente a demoras o decisiones desfavorables, así como los mecanismos administrativos y judiciales disponibles para la resolución de controversias.

Esta aproximación integral permite visibilizar no solo las funciones formales asignadas a cada institución, sino también los desafíos operativos que enfrentan las comunidades, las empresas y las entidades públicas en la implementación de proyectos energéticos en territorios con capacidades institucionales heterogéneas.

Con base en lo anterior, el análisis se estructura en tres niveles claramente diferenciados: nacional, territorial y técnico-operativo. En primer lugar, se examinan los actores del nivel nacional, cuyas funciones regulatorias, normativas y de planeación estratégica configuran el marco general dentro del cual deben desenvolverse los demás niveles institucionales. En segundo término, se abordan los actores del ámbito territorial, encargados de aplicar y adaptar dicho marco en los municipios y regiones, cuya fortaleza institucional incide de manera directa en la viabilidad de los proyectos en zonas rurales y dispersas. Finalmente, se identifican los actores técnico-operativos, responsables de la ejecución material de las iniciativas, la verificación del cumplimiento técnico y la puesta en operación de los sistemas energéticos, cuya

participación resulta esencial para asegurar la seguridad, funcionalidad y sostenibilidad de las soluciones implementadas en las Zonas No Interconectadas.

2.3.1. Actores intervinientes - Nivel nacional

En el nivel nacional se ubican las entidades encargadas de la formulación de políticas públicas, la regulación del funcionamiento del sector eléctrico, la coordinación de la planeación energética y la verificación del cumplimiento de los estándares ambientales y técnicos a lo largo del territorio nacional. La intervención de estos actores resulta determinante para garantizar la coherencia del marco normativo y ofrecer a los desarrolladores una ruta clara y predecible para la estructuración y ejecución de proyectos energéticos, que abarca desde iniciativas comunitarias de pequeña escala hasta centrales hidroeléctricas localizadas en las Zonas No Interconectadas (ZNI). No obstante, pese a la solidez y el alto nivel de detalle técnico del marco regulatorio colombiano, los procedimientos asociados a su aplicación pueden representar desafíos significativos para actores con capacidades institucionales diversas, en particular aquellos que operan en contextos rurales y geográficamente aislados.

En este escenario, la adecuada articulación interinstitucional, la claridad de los procedimientos y la oportunidad en la emisión de conceptos, autorizaciones y decisiones administrativas se constituyen en factores críticos para el éxito de los proyectos energéticos. En atención a ello, la siguiente tabla presenta una síntesis de los principales actores del nivel nacional, sus funciones y su rol específico dentro del ciclo de aprobación, implementación y puesta en operación de proyectos del sector eléctrico.

Actor nacional	Función principal	Etapas del proceso en la que interviene	Tiempo estimado (legal vs real)	Si no decide ¿qué recurso procede?	Quién resuelve el recurso
Ministerio de Minas y Energía (MME)	Define políticas energéticas y expide reglamentos técnicos, decretos y lineamientos para ZNI.	Planeación, definición de incentivos, subsidios, FAZNI.	Legal: 30-60 días. Real: 3-6 meses.	Reposición; apelación; acción de cumplimiento.	Ministro; Presidente/Consejo de Ministros; Juez administrativo.
UPME (Unidad de Planeación Minero Energética)	Evalúa, registra y da seguimiento a proyectos. Viabiliza proyectos que buscan ampliación de cobertura.	Formulación técnica; punto de conexión; curva S.	Legal: 45-90 días. Real: 6-18 meses.	Reposición; acción de cumplimiento; queja disciplinaria.	Director UPME; Tribunal Administrativo; Procuraduría.
CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas)	Emite regulación tarifaria, técnica y metodológica.	Planeación y conexión. Tarifas y cargos.	Sin término legal. Real: meses/años.	Reposición; aclaración; acción pública de nulidad.	CREG; Consejo de Estado.
ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales)	Otorga licencias ambientales y permisos hídricos especiales.	Licencia ambiental, concesión de aguas, ocupación de cauce, EIA.	Legal: 90 días. Real: 12 meses a 8 años.	Reposición; apelación; acción de cumplimiento; tutela.	Director ANLA; MinAmbiente; Tribunal Administrativo; juez constitucional. No aplica para proyectos menores a 10MV
MinAmbiente	Define política ambiental y regula licenciamiento. Supervisa CAR.	Planeación, interpretación normativa; apelaciones.	Legal: 30 días. Real: 6-12 meses.	Reposición; apelación; nulidad.	Viceministerio Ambiental; Ministro; Consejo de Estado.
SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos)	Vigila calidad del servicio, tarifas y operadores.	Supervisión, quejas, controversias.	Legal: 15-30 días. Real: 2-6 meses.	Reposición; queja; recurso especial.	Delegaturas SSPD; Consejo de Estado (casos especiales).
MinVivienda	Regula licencias urbanísticas y exenciones para infraestructura energética.	Etapas constructiva; define exención de licencia para PCH.	N/A	Acción de cumplimiento si autoridad municipal no aplica la exención.	Tribunal Administrativo.
MinInterior – Dirección de Consulta Previa	Verificación y protocolización de consulta previa con comunidades étnicas.	Etapas previas a obras.	Sin término legal. Real: 6-24 meses.	Tutela por demora; queja disciplinaria; acción de cumplimiento.	Juez constitucional; Procuraduría; Tribunal Administrativo.
URT (Unidad de Restitución de Tierras)	Verifica microfocalización, solicitudes activas y medidas judiciales sobre predios.	Prefactibilidad jurídica; evaluación del predio.	Legal: 15 días. Real: 1-6 meses (puede ser más en ZNI).	Derecho de petición; tutela por mora.	Juez constitucional.
Fiscalía – Dirección de Extinción de Dominio	Verifica si el predio tiene medidas cautelares o procesos de extinción.	Prefactibilidad jurídica; revisión de riesgo del predio.	Legal: 15 días. Real: 1-12 meses según región.	Derecho de petición; tutela.	Juez constitucional.
SAE (Sociedad de Activos Especiales)	Administra bienes afectados por extinción de dominio.	Confirmación de situación jurídica de predios ocupados por el Estado.	Legal: 15 días. Real: 1-6 meses.	Derecho de petición; tutela.	Juez constitucional.

TABLA 2: ACTORES DEL NIVEL NACIONAL, FUNCIONES Y TIEMPOS DE INTERVENCIÓN EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS

El análisis del nivel nacional pone de manifiesto que Colombia dispone de un marco normativo sólido y técnicamente estructurado para orientar la planificación y la regulación del sector eléctrico, el cual incorpora, además, disposiciones específicas aplicables a las Zonas No Interconectadas (ZNI). Sin embargo, la materialización efectiva de dicho marco enfrenta desafíos relevantes asociados a la coordinación interinstitucional, la claridad procedimental y los tiempos reales de respuesta administrativa. Estas brechas entre los plazos previstos en la normativa y los tiempos efectivos de gestión pueden constituir obstáculos significativos, particularmente para comunidades rurales y pequeños desarrolladores que carecen de acompañamiento técnico permanente y de capacidad institucional para gestionar trámites complejos.

En este contexto, la intervención de entidades del orden nacional como la Unidad de Restitución de Tierras, la fiscalía general de la Nación y la Sociedad de Activos Especiales, si bien no forman parte del sector energético, resulta determinante para la viabilidad jurídica de los proyectos. La revisión de procesos de micro focalización, la imposición de medidas cautelares o la existencia de trámites de extinción de dominio, frecuentes en municipios históricamente afectados por el conflicto armado y con alta presencia de ZNI, puede generar demoras sustanciales y aumentar de manera significativa el nivel de riesgo percibido por financiadores, aseguradoras y demás agentes involucrados.

Adicionalmente, en aquellos proyectos energéticos que dependen de financiación bancaria, la variable temporal adquiere un carácter crítico. Cada mes de retraso en las etapas administrativas y de aprobación incrementa los costos financieros, deteriora la viabilidad económica del proyecto y eleva su perfil de riesgo. Estas circunstancias pueden traducirse en condiciones financieras más restrictivas, tales como mayores tasas de interés, reducción de los plazos de financiación, incremento en las exigencias de garantías o, en escenarios más adversos, en la decisión de no financiar o desistir del desarrollo de la iniciativa. En consecuencia, el fortalecimiento de la articulación interinstitucional, la mejora en la previsibilidad de los tiempos de respuesta y la simplificación de los procedimientos administrativos se constituyen en elementos esenciales para incentivar la inversión privada, comunitaria y público-privada en las Zonas No Interconectadas, contribuyendo de manera efectiva a una expansión del acceso a la energía que sea sostenible, equitativa y territorialmente inclusiva.

2.3.2. Actores intervinientes – Nivel Territorial

En el nivel territorial se ubican las entidades responsables de ejecutar, autorizar o acompañar de manera directa la implementación de proyectos energéticos en los ámbitos municipal y regional. Estas instituciones constituyen el principal vínculo entre el marco normativo nacional y las realidades locales, razón por la cual su intervención adquiere una relevancia especial en contextos rurales dispersos y en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Los actores territoriales ejercen competencias asociadas, entre otros aspectos, a la gestión del uso del suelo, la expedición de permisos ambientales de carácter regional, la realización de procesos de consulta con comunidades étnicas, la formulación y aplicación de instrumentos de ordenamiento territorial, el desarrollo de infraestructura local y la coordinación interinstitucional.

No obstante, la capacidad técnica, administrativa y financiera de estas entidades presenta variaciones significativas entre regiones, lo que se traduce en una marcada heterogeneidad en los tiempos de respuesta, así como en distintos niveles de interpretación y aplicación de la normativa vigente. Estas diferencias inciden de manera directa en la viabilidad y oportunidad de los proyectos energéticos, particularmente en territorios con limitaciones institucionales.

En este contexto, la siguiente tabla sintetiza las funciones principales de los actores del nivel territorial y su rol específico en las distintas etapas del proceso de formulación, autorización, ejecución y puesta en operación de proyectos energéticos.

Actor territorial	Función principal	Etapas del proceso en la que interviene	Tiempo estimado (legal vs real)	Si no decide ¿qué recurso procede?	Quién resuelve el recurso
Corporaciones Autónomas Regionales (CAR)	Otorgan permisos ambientales menores, concesiones de agua, ocupación de cauce y conceptos ambientales.	Licenciamiento, permisos hídricos, compensaciones.	Legal: 30–90 días. Real: 6–24 meses.	Reposición y apelación. Acción de cumplimiento por demora.	Director CAR (reposición). MinAmbiente (apelación). Tribunal Administrativo (cumplimiento).
Alcaldías municipales	Verifican el uso del suelo, emiten certificaciones de compatibilidad con el POT y aplican la exención de licencia urbanística para PCH.	Etapas de planeación y etapa constructiva.	Legal: 15 días. Real: 1–6 meses.	Reposición; tutela por derecho de petición; acción de cumplimiento.	Alcalde / Juez administrativo o constitucional (según recurso).
Oficinas de Planeación Municipal	Interpretan el POT, PBOT o EOT; certifican si el uso del suelo permite proyectos energéticos.	Planeación, prefactibilidad técnica.	Legal: 15–30 días. Real: 1–8 meses.	Derecho de petición; tutela; acción de cumplimiento.	Juez administrativo o constitucional.
Gobernaciones departamentales	Coordinación de proyectos estratégicos; gestión de recursos; articulación con MinEnergía e IPSE.	Planeación territorial y seguimiento.	No aplica plazo legal específico. Real: variable según región.	Petición de revisión; seguimiento administrativo; queja disciplinaria.	Gobernador / Procuraduría Regional.
Concejos municipales	Emisión de acuerdos para incentivos locales o ajustes al POT (si aplica).	Ajustes normativos territoriales.	Legal: 30 días. Real: 3–12 meses.	Reposición; nulidad por vía contenciosa.	Concejo / Tribunal Administrativo.
Personerías municipales	Acompañan a ciudadanos; vigilan el debido proceso administrativo.	En todas las etapas donde haya vulneración de derechos.	15 días.	Derecho de petición; queja disciplinaria.	Personero / Procuraduría.
Consejos indígenas / cabildos / autoridades étnicas	Participan en consulta previa cuando el territorio o comunidad puede verse afectado.	Antes de la fase constructiva.	Legal: sin término. Real: 6–24 meses.	Tutela por demora; incidente de desacato.	Juez constitucional.
Consejos comunitarios afro	Participan en consulta previa y acuerdos voluntarios.	Previa a la construcción.	Sin término legal. Real: 6–24 meses.	Tutela; acompañamiento Defensoría.	Juez constitucional.

TABLA 3: ACTORES DEL NIVEL TERRITORIAL, FUNCIONES Y TIEMPOS DE INTERVENCIÓN EN PROYECTOS ENERGÉTICOS

2.3.3. Actores intervinientes – Nivel Técnico/Operativo

El nivel técnico–operativo está integrado por las entidades y organizaciones que participan de manera directa en la ejecución material, la certificación, la supervisión y la puesta en operación de los proyectos energéticos. A diferencia de los actores de los niveles nacional y territorial, cuya intervención se concentra principalmente en funciones normativas, regulatorias o administrativas, los actores técnicos, operativos inciden de forma directa en la viabilidad física de las iniciativas, en la seguridad de las instalaciones y en el cumplimiento de los estándares técnicos aplicables durante las fases de construcción y operación de los sistemas de generación y distribución. Su participación resulta determinante tanto en proyectos comunitarios de pequeña escala desarrollados en las Zonas No Interconectadas (ZNI), como en centrales hidroeléctricas o sistemas aislados de mayor capacidad instalada.

Es en este nivel donde se aplican de manera efectiva reglamentos técnicos como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP), se llevan a cabo procesos de inspección y certificación, se coordina la eventual conexión con los operadores de red, cuando resulta aplicable y se verifican las condiciones necesarias para la entrada en operación de los proyectos. En atención a ello, a continuación, se presenta una síntesis de los principales actores de este nivel, sus funciones específicas, los tiempos de intervención asociados y los mecanismos disponibles para la gestión de retrasos o la resolución de discrepancias de carácter técnico.

Actor Técnico/Operativo	Función principal	Etapa del proceso en la que interviene	Tiempo estimado (legal vs real)	Si no decide ¿qué recurso procede?	Quién resuelve el recurso
Operador de Red (OR)	Evalúa la conexión (si aplica), revisa requisitos técnicos, emite condiciones de conexión y supervisa la puesta en marcha.	Formulación técnica, construcción, pruebas y puesta en operación.	Legal: 30 días. Real: 2–6 meses.	Derecho de petición; queja ante SSPD; recurso de reposición.	OR; SSPD.
Empresas distribuidoras (si actúan como OR)	Operan redes locales, definen requisitos operativos y verifican condiciones de seguridad eléctrica.	Construcción y operación.	Variable según empresa.	Derecho de petición; queja SSPD.	SSPD.
Comercializadoras de energía (incluidas ZNI / IPSE)	Gestionan usuarios, facturación, subsidios; en ZNI pueden operar sistemas aislados y microredes.	Operación, distribución local, compra de energía, relación usuario–empresa.	Legal: 30 días. Real: 1–6 meses.	Recurso de reposición; queja ante SSPD; tutela en casos del mínimo vital.	Comercializadora; SSPD; juez constitucional.
Certificadores RETIE (ONAC)	Realizan inspecciones técnicas y certifican cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.	Construcción y pre-operación.	Legal: 15 días. Real: 15–60 días.	Solicitud de revisión; queja ante ONAC.	Organismo certificador; ONAC.
Interventoría técnica o supervisor de obra	Verifica que la obra se construya conforme a diseños, normas técnicas y condiciones de seguridad.	Construcción y pruebas.	Variable según contrato.	Reclamación contractual; solicitud de revisión técnica.	Interventoría; árbitro o juez civil.
Empresas instaladoras/constructoras eléctricas	Ejecutan obra civil y eléctrica conforme a diseños y normas RETIE/RETILAP.	Construcción.	Variable.	Garantías contractuales; reclamación técnica.	Compañía instaladora; juez civil.
Laboratorios de pruebas acreditados	Realizan pruebas de calidad, aislamiento, puesta a tierra y equipos eléctricos.	Pre-operación.	10–45 días.	Solicitud de repetición; queja ante ONAC.	Laboratorio; ONAC.
ISA / XM (si aplica conexión al SIN)	Supervisa estabilidad del sistema y coordina operación nacional.	Solo si el proyecto se conecta al SIN.	Variable.	Repositorio técnico; solicitudes de aclaración.	XM / CREG.
Compañías aseguradoras	-	-	-	-	-

TABLA 4: ACTORES DEL NIVEL TÉCNICO–OPERATIVO, FUNCIONES Y TIEMPOS DE INTERVENCIÓN EN PROYECTOS ENERGÉTICOS

El análisis del nivel técnico-operativo evidencia que, si bien la normativa técnica aplicable a la construcción y puesta en operación de proyectos energéticos en Colombia es clara, detallada y robusta, su implementación efectiva depende en gran medida de la disponibilidad real de personal especializado, operadores de red, organismos de inspección y certificadores acreditados, así como de laboratorios con una cobertura territorial suficiente. En el caso de las Zonas No Interconectadas (ZNI), la limitada presencia de estos actores suele generar tiempos adicionales en las etapas de inspección, certificación y verificación técnica, circunstancias que no siempre se encuentran plenamente previstas en la regulación nacional y que inciden de manera directa en la programación y los costos de los proyectos.

Las comercializadoras de energía, que en las ZNI frecuentemente asumen funciones ampliadas relacionadas con la operación y el mantenimiento de sistemas aislados, desempeñan un papel central en la prestación efectiva del servicio. Asimismo, son responsables de procesos clave como la gestión de subsidios, la facturación, la compra de energía y la relación directa con los usuarios finales. En este sentido, su capacidad operativa, técnica y administrativa influye de manera determinante en la sostenibilidad técnica y económica de los proyectos. Cualquier retraso en los procesos de certificación, conexión o verificación técnica puede traducirse en incrementos en los costos de operación, afectaciones en la continuidad del servicio y una disminución en la confianza de las comunidades usuarias.

En este contexto, el fortalecimiento de la oferta de certificadores a nivel regional, la mejora en los mecanismos de coordinación entre operadores, comercializadoras, organismos de inspección y laboratorios, así como el avance hacia una mayor estandarización de criterios técnicos, se perfilan como medidas clave para reducir los tiempos de implementación y aumentar la confiabilidad de los sistemas energéticos en territorios aislados. Estas acciones resultan especialmente relevantes para garantizar la sostenibilidad operativa y financiera de proyectos comunitarios y de pequeña escala, en los cuales los retrasos o inconsistencias técnicas pueden comprometer de manera significativa la viabilidad del proyecto en el mediano y largo plazo.

2.4. Norma aplicable – Contenido – Actor

Con el propósito de ofrecer una visión integral, sistemática y ordenada del marco regulatorio aplicable, el presente apartado consolida en una única matriz la totalidad de los pasos que debe surtir un proyecto energético, las disposiciones normativas que los regulan, los requerimientos técnico-jurídicos asociados y los actores responsables en cada una de las etapas del proceso. De manera complementaria, se incorpora un análisis de accesibilidad que evalúa de forma objetiva si dichos requisitos pueden ser razonablemente cumplidos por actores de pequeña escala, tales como campesinos, comunidades locales o juntas de acción comunal o si, en la práctica, resultan abordables únicamente por empresas medianas o grandes con mayores capacidades técnicas, administrativas y financieras.

Esta forma de estructuración permite identificar con claridad los puntos críticos del proceso, los principales cuellos de botella institucionales y las barreras de acceso que enfrentan los usuarios más vulnerables del sistema eléctrico. A su vez, constituye una herramienta analítica que facilita la formulación de recomendaciones orientadas a fortalecer la eficiencia regulatoria, promover la equidad en el acceso a los servicios energéticos y mejorar la sostenibilidad de los procesos de electrificación en territorios aislados y Zonas No Interconectadas.

#	Procedimiento	Norma aplicable	Contenido normativo aplicable	Actor responsable	Accesibilidad para pequeños actores	Tiempos reales de respuesta	Ruta Crítica
1	Verificación jurídica del predio	Ley 1448/2011 – Ley 1708/2014	Verificar que el predio no tenga procesos de restitución, extinción de dominio, microfocalización o medidas cautelares	URT, Fiscalía, SAE, ORIP	Muy baja – requiere abogados y manejo de bases de datos jurídicas	1-6 meses (a veces más si hay microfocalización)	● Crítico
2	Certificación de uso del suelo	Ley 388/1997	Verificar compatibilidad del proyecto con el uso del suelo definido en POT/PBOT/EOT	Alcaldía – Oficina de Planeación	Media – trámite accesible, pero interpretación del POT es compleja	15-90 días (según municipio)	● Moderado
3	Licencia ambiental NO APLICA para proyectos de menos de 10 MV	Ley 99/1993 – Decreto 1076/2015	Determinar si requiere licencia; elaborar EIA, plan de manejo y cumplir visitas y requisitos ambientales	ANLA / CAR	Muy baja – exige estudios complejos y altos costos	12-24 meses (ANLA); 6-12 meses (CAR)	● Crítico
4	Permisos hídricos – Concesión de aguas	Decreto 1076/2015	Tramitar concesión de aguas, ocupación de cauce y vertimientos con estudios hidrológicos y de obras	CAR / ANLA	Baja – requiere estudios técnicos especializados	12 meses a 8 años	● Crítico
5	Consulta previa	Convenio OIT 169 – jurisprudencia	Verificar presencia de comunidades étnicas y, de ser el caso, realizar proceso de consulta previa con consentimiento informado	MinInterior – Comunidades étnicas	Muy baja – tiempos no controlables y alta complejidad logística	6-24 meses (sin tiempos legales definidos)	● Crítico
6	Estudios técnicos eléctricos	RETIE – RETILAP – Decreto 1077/2015	Diseñar el sistema eléctrico: protecciones, conductores, seguridad, iluminación, puesta a tierra, coordinación de protecciones	Ingenieros eléctricos – Interventoría	Muy baja – requiere profesionales certificados y diseño especializado	1-4 meses (diseño + revisiones)	● Alto
7	Exención de licencia urbanística para PCH	Decreto 1077/2015	Aplicar la exención de licencia urbanística y de construcción para infraestructura energética como PCH	Alcaldía – MinVivienda	Alta – beneficio directo, trámite relativamente sencillo si se conoce la norma	15-30 días (si la Alcaldía aplica la norma correctamente)	● Bajo
8A	Viabilización institucional de proyectos de expansión de cobertura (ZNI y zonas rurales)	Ley 142 de 1994 – Ley 855 de 2003 – lineamientos MME / UPME – normativa específica de los fondos públicos de expansión de cobertura (SGR, FAER, Obras por Impuestos, entre otros)	Trámites de viabilización técnica, institucional y financiera de proyectos que buscan acceder a recursos del Estado para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica, ya sea mediante esquemas de interconexión al SIN o a través de sistemas aislados en ZNI. Incluye la formulación, evaluación, priorización y validación de proyectos ante fondos públicos como el SGR, FAER y Obras por Impuestos.	UPME – Ministerio de Minas y Energía – entidades territoriales – instancias administradoras de los fondos – Operadores de Red (cuando aplique)	Baja – requiere estructuración técnica, articulación institucional y acompañamiento de entidades públicas	6-18 meses (según fondo y madurez del proyecto)	● Alto
8B	Validación técnica en ZNI (sin conexión al SIN)	Ley 142/1994 – CREG 091/2007 – RETIE	Definir y validar el esquema de operación aislada: protecciones, calidad, estabilidad y seguridad eléctrica	Operador local (si existe), IPSE, certificadores RETIE	Baja – requiere soporte técnico, aunque menos complejo que conexión al SIN	1-6 meses (depende del operador local y certificadores)	● Alto
9	Revisión técnica del Operador de Red	Ley 142/1994 – CREG 070/1998	Revisar condiciones técnicas de conexión (si aplica), protecciones, calidad del servicio y seguridad	Operador de Red / Comercializadora (si hace rol OR en ZNI)	Baja – requiere interacción técnica estructurada	2-6 meses	● Alto
10	Construcción civil y eléctrica	RETIE – RETILAP – Decreto 1077/2015	Ejecutar la obra civil y eléctrica conforme a diseños y normas de seguridad, con supervisión técnica	Constructor – Interventoría	Media-baja – posible con buena asesoría, pero exige supervisión profesional	4-12 meses (según complejidad)	● Moderado
11	Certificación RETIE final	RETIE 90708/2013	Obtener certificación formal de cumplimiento del reglamento técnico para poder energizar el sistema	Organismos de certificación acreditados por ONAC	Muy baja – certificadores escasos y costos altos en ZNI	1-3 meses (más si no hay certificadores en la región)	● Alto
12	Gestión de quejas comunitarias ante CAR/ANLA	Ley 99/1993 – CPACA	Responder a denuncias ambientales de la comunidad; visitas, verificaciones y eventuales medidas preventivas o suspensión	CAR / ANLA	Alta – muy accesible para comunidades; complejo para desarrolladores gestionar impactos y tiempos	3-6 meses para visitas y decisiones	● Alto

#	Procedimiento	Norma aplicable	Contenido normativo aplicable	Actor responsable	Accesibilidad para pequeños actores	Tiempos reales de respuesta	Ruta Crítica
13	Comercialización y operación del servicio	Ley 142/1994 – Ley 855/2003 – CREG 091/2007	Gestionar usuarios, facturación, subsidios, tarifas ZNI y operación de sistemas aislados o micro redes	Comercializadora – IPSE – SSPD	Baja – exige requisitos regulatorios y capacidades empresariales	30–120 días para habilitar usuarios y esquema operativo	● Moderado
14	Puesta en operación y seguimiento	Ley 142/1994 – Reglamentos técnicos	Realizar pruebas finales, definir protocolos de operación y mantenimiento, reportar indicadores de calidad	Operador de Red / Comercializadora	Baja – requiere técnicos disponibles y procedimientos formalizados	1–3 meses (según disponibilidad técnica)	● Moderado

TABLA 5: PROCEDIMIENTO REGULATORIO APLICABLE A PROYECTOS ENERGÉTICOS EN ZNI: NORMA, CONTENIDO EXIGIDO, ACTORES RESPONSABLES Y RUTAS CRÍTICAS

En conclusión, el análisis integrado del procedimiento regulatorio, de la normativa aplicable, de los requerimientos técnicos exigidos y de los actores responsables pone en evidencia que el esquema vigente opera como una sucesión de etapas lineales y acumulativas que, lejos de responder a criterios de proporcionalidad frente a la escala y naturaleza de los proyectos desarrollados en las Zonas No Interconectadas (ZNI), termina configurando una ruta altamente restrictiva y estructuralmente inequitativa para los pequeños desarrolladores y las comunidades rurales. La concurrencia de cargas técnicas especializadas, tiempos reales de respuesta que exceden de manera significativa los plazos legalmente previstos, deficiencias en la coordinación interinstitucional y una fuerte dependencia de entidades con capacidades limitadas en el territorio da lugar a una arquitectura de acceso desigual al sistema regulatorio: mientras los grandes desarrolladores cuentan con los recursos financieros, técnicos y jurídicos necesarios para sortear la complejidad del proceso, los actores locales quedan, en la práctica, excluidos desde las etapas iniciales de formulación y viabilización de los proyectos.

La matriz analizada evidencia, además, que los trámites críticos, tales como la obtención de la licencia ambiental, los permisos de aprovechamiento hídrico, la realización de la consulta previa, la verificación jurídica del predio, concentran no solo los mayores niveles de complejidad técnica, sino también amplios márgenes de discrecionalidad administrativa y los tiempos de espera más prolongados. Estas condiciones, sumadas a la limitada disponibilidad de certificadores, operadores técnicos y profesionales especializados en territorios remotos, inciden de manera directa en la viabilidad técnica y financiera de los proyectos, incrementan sus costos y comprometen el cumplimiento de los cronogramas previstos. En este sentido, el diseño actual del procedimiento no solo retrasa de forma significativa los procesos de electrificación rural, sino que también desincentiva la inversión privada, restringe la participación comunitaria y contribuye a la reproducción de brechas históricas en el acceso al servicio público de energía.

Este diagnóstico confirma la necesidad imperiosa de una adecuación normativa y operativa específica para las Zonas No Interconectadas, sustentada en criterios de proporcionalidad técnica, simplificación procedimental, acceso equitativo al sistema regulatorio y fortalecimiento de las capacidades institucionales en el territorio. Los hallazgos aquí expuestos constituyen el fundamento analítico sobre el cual se desarrollan las conclusiones y recomendaciones presentadas en los capítulos siguientes, orientadas a la construcción de un marco regulatorio más eficiente, inclusivo y coherente con las realidades territoriales del país.

2.5. Actor Ranking de los trámites más complejos del proceso regulatorio y operativo

El análisis integral del marco normativo y procedimental aplicable al desarrollo de proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI) permite clasificar los distintos trámites en función de su nivel de complejidad, su impacto en los tiempos de ejecución, la carga técnica asociada y el riesgo de generar retrasos o paralizaciones del proyecto. Con base en estos criterios, a continuación, se presenta un ranking estructurado en cuatro rangos de complejidad:

2.5.1. Rango 1 — Trámites Críticos [pueden frenar o detener el proyecto por completo]

Estos procedimientos concentran el mayor nivel de riesgo jurídico, técnico e institucional dentro del ciclo de desarrollo de proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Ello obedece, principalmente, a la inexistencia de plazos legales claramente definidos, a amplios márgenes de discrecionalidad administrativa, a la exigencia de estudios técnicos complejos y a la intervención de entidades cuya capacidad operativa en territorio suele ser limitada. Dentro de este rango de máxima complejidad se ubican, en particular, los siguientes trámites:

- Permisos hídricos, concesión de aguas y ocupación de cauce a cargo de las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR)
- Consulta previa, coordinada por el Ministerio del Interior y desarrollada con las comunidades étnicas potencialmente afectadas
- Verificación jurídica del predio, que involucra actuaciones de la Unidad de Restitución de Tierras, la fiscalía general de la Nación y la Sociedad de Activos Especiales
- Viabilización institucional para el acceso a fondos públicos de financiación en Zonas No Interconectadas, con evaluación por la UPME y asignación de recursos por el administrador del fondo.

En la práctica, estos trámites resultan prácticamente inaccesibles para pequeños desarrolladores, comunidades locales o iniciativas comunitarias que no cuentan con acompañamiento técnico, jurídico y financiero especializado. Adicionalmente, concentran cerca del 70 % de los retrasos en los cronogramas de los proyectos y constituyen la principal causa por la cual numerosas iniciativas comunitarias o de bajo presupuesto no logran superar la fase de viabilización ni llegar a su ejecución efectiva.

2.5.2. Rango 2 — Trámites de Alta Complejidad [generan retrasos prolongados]

Estos procedimientos implican cargas técnicas relevantes y demandan una interacción especializada con operadores de red, organismos de inspección, certificadores acreditados e ingenieros con competencias específicas. Si bien, por lo general, no conducen a la paralización total de los proyectos, sí generan extensiones significativas en los plazos de ejecución y un aumento sustancial de los costos operativos. Dentro de este rango de complejidad se destacan los siguientes trámites:

- Certificación final del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), indispensable para la puesta en operación de los sistemas
- Revisión técnica por parte del Operador de Red, cuando existe interacción o potencial articulación con redes existentes
- Validación técnica de la operación aislada en Zonas No Interconectadas, a cargo del operador correspondiente o del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), según el esquema del proyecto

En la práctica, estos trámites suelen requerir la disponibilidad de personal técnico altamente especializado, certificadores con acreditación vigente y una coordinación operativa eficiente entre múltiples actores. En el contexto de las Zonas No Interconectadas, donde la oferta de estos servicios es limitada y la cobertura territorial es reducida, dichas exigencias se traducen en demoras recurrentes, sobrecostos y mayores dificultades para los proyectos de pequeña escala o de carácter comunitario.

2.5.3. Rango 3 — Trámites de Baja Complejidad (en general, accesibles y de respuesta rápida)

Estos procedimientos se caracterizan por contar con lineamientos administrativos relativamente claros y estandarizados; sin embargo, su adecuada ejecución depende en gran medida de la disponibilidad de soporte técnico especializado y de la capacidad institucional de los municipios o de los proveedores locales involucrados. Si bien, por lo general, no representan riesgos críticos para la continuidad de los proyectos, sí pueden generar retrasos relevantes en su cronograma de ejecución cuando existen debilidades técnicas o limitaciones operativas en el territorio. Dentro de este rango se incluyen, principalmente, los siguientes trámites:

- Elaboración de estudios técnicos eléctricos, conforme a los reglamentos técnicos aplicables (RETIE y RETILAP)
- Ejecución de obras civiles y eléctricas, necesarias para la instalación de la infraestructura de generación, distribución o iluminación
- Comercialización y operación del servicio, incluyendo la aplicación de tarifas, la gestión de subsidios y la relación con los usuarios finales

En términos generales, estos procedimientos pueden desarrollarse sin bloqueos significativos siempre que exista una adecuada asistencia técnica y una coordinación mínima entre los actores locales, lo que los convierte en un ámbito propicio para estrategias de fortalecimiento institucional y acompañamiento técnico a nivel territorial.

2.5.4. Rango 4 — Trámites Moderados (gestionables, pero con riesgo de retrasos)

Estos procedimientos, cuando las entidades locales aplican de manera adecuada la normativa vigente, suelen desarrollarse de forma simple, directa y dentro de plazos relativamente cortos. En este rango de menor complejidad se encuentran, principalmente, los siguientes trámites:

- Exención de licencia urbanística para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), cuando se cumplen los supuestos normativos aplicables
- Expedición del certificado de uso del suelo, por parte de la autoridad municipal competente

Si bien estos procedimientos pueden experimentar demoras asociadas a factores locales como limitaciones administrativas o cargas de trabajo en las entidades territoriales, su nivel de

complejidad técnica y riesgo jurídico es considerablemente menor y, en términos generales, no constituyen por sí mismos causales de paralización de los proyectos energéticos.

En síntesis, el análisis comparado de los distintos rangos de complejidad evidencia que la mayor parte de los trámites críticos, en particular aquellos de naturaleza ambiental, jurídica y relacionados con la consulta previa demandan tiempos prolongados, recursos técnicos especializados y capacidades institucionales que exceden ampliamente las posibilidades operativas de los actores comunitarios y rurales. Esta situación configura, en la práctica, una estructura regulatoria que tiende a favorecer a desarrolladores medianos y grandes, al tiempo que limita o excluye la participación de pequeños actores locales, pese a que estos resultan fundamentales para avanzar hacia un modelo de electrificación sostenible, descentralizado y territorialmente adecuado en las Zonas No Interconectadas.

2.6. Análisis técnico de los contenidos normativos aplicables a ZNI

El presente capítulo examina de manera detallada los componentes técnicos exigidos por la normativa vigente para la formulación, evaluación y ejecución de proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. El análisis se orienta a la identificación y caracterización de los estudios, certificaciones y requerimientos técnicos que integran los trámites más relevantes del proceso regulatorio —con especial énfasis en los permisos hídricos, tales como la concesión de aguas, la ocupación de cauce y las autorizaciones de vertimientos—, así como en la evaluación de su nivel de complejidad, la disponibilidad de información pública asociada y las posibilidades reales de simplificación normativa y procedimental.

El objetivo central es evidenciar, de manera objetiva y sustentada, cómo la configuración actual de estas exigencias técnicas puede constituirse en una barrera significativa para pequeños desarrolladores, comunidades rurales, juntas de acción comunal y proyectos de carácter comunitario, los cuales no disponen de las capacidades financieras, técnicas ni administrativas necesarias para cumplir con procedimientos concebidos históricamente para proyectos de gran escala o para contextos con altos niveles de institucionalidad. Esta brecha pone de relieve la necesidad de avanzar hacia esquemas regulatorios más proporcionales y adecuados a las realidades territoriales de las Zonas No Interconectadas.

2.6.1. Matriz de análisis técnico por trámite

A continuación, se presenta la matriz consolidada que sintetiza, para cada uno de los trámites críticos del proceso regulatorio aplicable a las Zonas No Interconectadas (ZNI), su nivel de complejidad técnica, el grado de disponibilidad de información oficial y su potencial efectivo de simplificación normativa y procedimental.

Para efectos de este análisis, la posibilidad real de simplificación no se entiende como la eliminación de requisitos legales, técnicos, ambientales o sociales, sino como la optimización de los procedimientos mediante el uso de información pública ya existente, la estandarización de insumos y metodologías técnicas y la reducción de reprocesos administrativos. En particular, la simplificación se asocia a evitar la solicitud reiterada de información equivalente por distintas entidades, aprovechar bases de datos oficiales que ya obran en poder de la administración

pública y aplicar esquemas técnicos de referencia previamente validados para proyectos de pequeña escala en ZNI.

En este sentido, las calificaciones de alta, media o baja posibilidad de simplificación reflejan el grado en que dichas optimizaciones pueden implementarse en cada trámite, considerando la naturaleza del requisito, la intervención de terceros, la necesidad de verificaciones presenciales y las condiciones específicas del territorio, sin afectar el alcance ni la rigurosidad de los controles sustantivos

Trámite	Norma que lo contiene	Estudios o requisitos de mayor complejidad técnica en ZNI	¿Puede reemplazarse con información de entidades públicas?	Posibilidad real de simplificación en ZNI
Licencia ambiental (ANLA/CAR) No aplica para proyectos menores de 10 MV	Ley 99/1993 – D. 1076/2015	EIA completo; inventarios de fauna y flora; hidrobiología; estudios de caudal ecológico; modelación de impactos	Sí, parcialmente (CAR e IDEAM tienen inventarios, ecosistemas, series hidrológicas)	Alta – EIA simplificado utilizando información oficial existente y evitando la solicitud reiterada de los mismos insumos técnicos por parte de distintas entidades, aun cuando se presenten bajo formatos o denominaciones diferentes.
Consulta previa	Convenio OIT 169 – jurisprudencia Corte Constitucional	Verificación de presencia étnica; caracterización sociocultural; análisis de impactos diferenciales	Sí, parcialmente (bases oficiales MinInterior) ¹	Baja – solo la verificación puede simplificarse; el proceso depende de terceros
Verificación jurídica del predio	Ley 1448/2011 – Ley 1708/2014	Verificación de restitución, extinción de dominio y microfocalización	Sí, totalmente (URT, Fiscalía, SAE y ORIP ya tienen toda la información)	Alta – posible crear un “certificado único de situación jurídica”
Trámite de acceso a fondos de financiación	Resoluciones UPME – Administrador del fondo – Ministerios y otras	Modelaciones financieras especializadas – proyectos maduros	No – debe desarrollarse para cada proyecto particular	Media – Utilizar una metodología ÚNICA de presentación a cualquier entidad para todos los proyectos de energía
Permisos hídricos	Decreto 1076/2015	Estudios de hidrología; aforos; modelación hidráulica; análisis de uso consuntivo/no consuntivo	Sí, parcialmente (datos hidrológicos del IDEAM)	Media – usar datos IDEAM reduce necesidad de estudios nuevos
Certificación RETIE final	RETIE 90708/2013	Inspecciones en sitio; mediciones; pruebas de aislamiento; puesta a tierra	No – debe hacerse presencial	Baja – depende de certificadores ONAC disponibles
Revisión técnica del Operador de Red	Ley 142/1994 – CREG 070/1998	Validación de protecciones; sincronización; análisis de carga y cortocircuito	No – depende del operador	Media – simplificable si IPSE estandariza configuraciones ²
Validación técnica de operación aislada en ZNI	Ley 142 – CREG 091	Modelación de microred; regulación de voltaje y frecuencia; protecciones	Parcial – IPSE tiene datos de proyectos similares	Media – posible con kits de microred preconfigurados
Estudios técnicos eléctricos	RETIE – RETILAP – D. 1077/2015	Diagramas unifilares; protecciones; puesta a tierra; cálculos lúminicos	Sí, parcialmente (guías MME e IPSE)	Alta – plantillas prediseñadas reducirían costos drásticamente
Construcción civil y eléctrica	RETIE – D. 1077/2015	Supervisión técnica; control de calidad; cumplimiento de normas de seguridad	No	Media – mediante capacitación local y supervisión remota
Comercialización y operación del servicio	Ley 142 – Ley 855 – CREG 091	Tarifas; mediciones; subsidios; reportes regulatorios	Sí, parcialmente (modelos IPSE y SSPD)	Alta – tarifarios y modelos estándar para ZNI
Exención de licencia urbanística para PCH	Decreto 1077/2015	Aplicación de exención; revisión de que no sea obra de urbanismo	Sí	Muy alta – basta con aplicación correcta de la norma municipal
Certificado de uso del suelo	Ley 388/1997	Análisis de compatibilidad según POT/PBOT/EOT	Sí – POT municipal	Alta – aplicar guías claras de interpretación

TABLA 6: MATRIZ DE ANÁLISIS TÉCNICO Y POTENCIAL DE SIMPLIFICACIÓN POR TRÁMITE EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

¹ Para efectos del presente análisis, la verificación de presencia étnica puede apoyarse en información ya disponible en el Ministerio del Interior, en particular en los registros administrativos de comunidades étnicas reconocidas, el inventario de resguardos indígenas y territorios colectivos de comunidades negras, y los antecedentes de procesos de consulta previa tramitados por la Dirección de Consulta Previa. Estos insumos permiten realizar la verificación inicial de procedencia de consulta previa y la delimitación preliminar de posibles áreas de afectación. No obstante, la caracterización sociocultural detallada y el análisis de impactos diferenciales continúan requiriendo desarrollos específicos en aquellos casos en que la autoridad determine que la consulta previa es procedente.

² Para efectos del presente análisis, la simplificación de la revisión técnica por parte del Operador de Red implica la adopción de configuraciones técnicas estandarizadas para proyectos de pequeña escala en Zonas No Interconectadas. En particular, la definición por parte del IPSE de esquemas tipo de diseño, rangos de potencia, configuraciones de protección, regulación de voltaje y frecuencia y criterios técnicos de referencia permitiría reducir la necesidad de evaluaciones completas caso a caso, concentrando la revisión del Operador de Red en la verificación de condiciones locales específicas y en el cumplimiento de estándares previamente validados.

La revisión técnica comparada de los trámites que conforman el proceso regulatorio pone de manifiesto que los procedimientos considerados críticos concentran la mayor carga técnica y jurídica, particularmente en los ámbitos ambiental, licencia ambiental y permisos hídricos, social consulta previa y jurídico, verificación de la situación legal del predio. En estos casos, la normativa vigente exige la elaboración de estudios detallados que, en el contexto de las Zonas No Interconectadas (ZNI), resultan difíciles o incluso inviables para pequeños desarrolladores y actores comunitarios, debido a sus altos costos, su complejidad metodológica y la necesidad de contar con equipos técnicos altamente especializados.

De manera relevante, una parte significativa de la información requerida por dichos estudios ya se encuentra disponible en repositorios públicos oficiales. Entidades como las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) y el IDEAM disponen de inventarios de biodiversidad, caracterizaciones de ecosistemas, mapas de áreas protegidas y series hidrológicas históricas que, en muchos casos, podrían sustituir o complementar el trabajo de campo. No obstante, en la práctica no existe un mecanismo normativo claro que obligue o habilite de manera expresa el uso de esta información secundaria oficial para reducir las cargas técnicas impuestas a los solicitantes.

Por su parte, los trámites clasificados como de alta complejidad técnica, tales como la certificación final del RETIE, la validación técnica de sistemas aislados en ZNI o la revisión por parte de los operadores de red, dependen de la disponibilidad de personal técnico especializado y de certificadores acreditados, cuya presencia en territorios aislados es limitada. Esta situación genera retrasos prolongados, incrementa los costos logísticos asociados a desplazamientos e interventorías y afecta de manera desproporcionada a los proyectos de pequeña escala.

En contraste, los trámites de complejidad moderada y baja, como la definición del uso del suelo, la exención de licencia urbanística o la elaboración de estudios eléctricos básicos, presentan oportunidades claras de simplificación mediante la adopción de modelos estandarizados, plantillas técnicas prediseñadas y resoluciones específicas para las ZNI que establezcan requisitos proporcionales a la escala, tecnología y nivel de riesgo de los proyectos.

En conjunto, el análisis evidencia que es posible reducir de manera sustantiva la carga técnica y normativa aplicable en las Zonas No Interconectadas sin comprometer la seguridad de las instalaciones ni los estándares ambientales, a través de medidas como:

- El uso obligatorio y preferente de información secundaria oficial disponible en entidades públicas
- La adopción de estudios de impacto ambiental simplificados y escalables, entendidos como instrumentos cuyo alcance, nivel de detalle y requerimientos técnicos se ajustan de manera proporcional a la magnitud, potencia y complejidad del proyecto, evitando exigir a proyectos de pequeña escala estudios concebidos para desarrollos de mayor impacto.
- El desarrollo de modelos técnicos prediseñados para micro redes y sistemas aislados
- La implementación de certificados únicos o ventanillas interinstitucionales
- La definición de esquemas tarifarios y estándares operativos predefinidos para proyectos de pequeña escala

Estas herramientas permitirían avanzar hacia un marco técnico-regulatorio más proporcional, eficiente e inclusivo, alineado con las condiciones reales de los territorios y con los objetivos de electrificación sostenible en las Zonas No Interconectadas.

2.6.2. Desglose del principal trámite crítico: Permisos hídricos (Concesión de aguas ocupación de cauce, vertimientos)

Dentro del conjunto de procedimientos normativos aplicables al desarrollo de proyectos energéticos, la obtención de los permisos hídricos, concesión de aguas, ocupación de cauce y permiso de vertimientos, constituye el trámite de mayor complejidad y aquel que concentra el mayor número de exigencias técnicas. En atención a su relevancia y a su impacto en la viabilidad de los proyectos, para efectos analíticos se desagregan a continuación sus principales componentes:

Permisos hídricos – concesión de aguas y ocupación de cauce (CAR)	Complejidad técnica	Info pública disponible	Posibilidad de simplificación (por qué y dónde se obtiene la info)
EIA completo	Muy alta	Media	Alta – Puede simplificarse usando un EIA reducido basado en información oficial de IDEAM (clima, hidrología), CAR (ecosistemas) y SINCHI/Humboldt (biodiversidad), evitando duplicar levantamientos.
Inventario de fauna	Alta	Alta	Alta – Las CAR, SINCHI y Humboldt ya poseen inventarios por región; solo se requiere verificación puntual en campo para confirmar especies sensibles.
Inventario de flora	Alta	Media-alta	Alta – Cartografía de coberturas del IDEAM y bases de vegetación de CAR y Humboldt permiten sustituir inventarios completos con visitas de verificación local.
Estudio hidrobiológico	Muy alta	Media	Media – Puede reducirse usando datos de monitoreo IDEAM y CAR; se mantienen visitas de confirmación porque la información no siempre es micro-local.
Estudio hidrológico	Alta	Muy alta	Muy alta – Se puede sustituir gran parte del estudio con series hidrológicas oficiales del IDEAM y modelos de cuenca existentes; solo requiere ajuste local del sitio de captación.
Caudal ecológico	Alta	Media	Alta – Muchas CAR tienen valores preestablecidos de caudal ecológico o metodologías validadas; puede simplificarse usando estas referencias sin modelaciones complejas.
Geotecnia	Media-alta	Baja	Baja – La simplificación es limitada, ya que requiere levantamientos físicos y ensayos en sitio; no existe información pública suficiente.
Riesgo y vulnerabilidad	Alta	Media	Alta – Puede utilizarse información de POT, POMCA, IDEAM y UNGRD; solo requiere análisis específico para la localización puntual del proyecto.
Plan de Manejo Ambiental (PMA)	Muy alta	Media-alta	Alta – Se puede usar un PMA tipo basado en lineamientos del MADS, CAR e IPSE; el desarrollador solo ajusta detalles según escala y ubicación.
Plan de seguimiento	Media-alta	Media	Media – Puede simplificarse reduciendo frecuencia de monitoreo y usando indicadores estándar del MADS/IPSE; requiere ajustes específicos para cada tecnología.

TABLA 7: COMPONENTES TÉCNICOS DE LOS PERMISOS HÍDRICOS Y OPORTUNIDADES DE SIMPLIFICACIÓN EN ZNI

Los estudios exigidos dentro del trámite de permisos hídricos para proyectos desarrollados en las Zonas No Interconectadas (ZNI) presentan una combinación de alta complejidad técnica, costos elevados y exigencias logísticas que, en la práctica, resultan incompatibles con las capacidades financieras, técnicas y operativas de comunidades campesinas, organizaciones locales y pequeños desarrolladores.

En primer lugar, varios de los estudios considerados críticos entre ellos el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) en su versión completa, los inventarios de fauna y flora, los estudios hidrobiológicos y la determinación del caudal ecológico, requieren la conformación de equipos multidisciplinarios especializados, integrados por biólogos, hidrólogos, geógrafos e ingenieros ambientales, así como la ejecución de campañas de campo prolongadas en territorios de difícil acceso. Tan solo la movilización de estos equipos hacia zonas remotas puede representar costos que superan ampliamente la capacidad de inversión de proyectos comunitarios o de pequeña escala, especialmente aquellos orientados a soluciones energéticas locales.

En segundo lugar, una proporción significativa de la información que se exige levantar en campo ya se encuentra disponible, al menos de manera parcial, en entidades públicas como las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), el IDEAM, el Instituto Amazónico de Investigaciones Científicas SINCHI, el Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt, el IGAC, entre otras instituciones que hacen parte del Sistema Nacional Ambiental.

No obstante, tanto la regulación vigente como su aplicación práctica tienden a exigir que el proponente produzca nuevamente estudios detallados, incluso cuando las autoridades ya cuentan con inventarios, cartografía temática y series históricas de calidad técnica suficiente. Esta situación genera una duplicación de esfuerzos que incrementa de manera innecesaria los costos y los tiempos de trámite, sin aportar un valor sustantivo adicional a la evaluación ambiental.

En tercer lugar, la estructura actual de los requisitos técnicos no introduce una diferenciación efectiva entre proyectos de gran escala y soluciones energéticas pequeñas o comunitarias desarrolladas en ZNI. En la práctica, un microproyecto hidroeléctrico o una micro red renovable puede enfrentar exigencias similares a las de una central de gran capacidad, a pesar de que su área de influencia, su nivel de impacto potencial y su huella física son sustancialmente menores. Esta ausencia de criterios de proporcionalidad implica que el costo relativo de la licencia ambiental y de los permisos hídricos, frente a la inversión total del proyecto, resulte desproporcionado e incluso inviable para iniciativas de baja potencia.

Finalmente, la combinación de altos costos, tiempos prolongados de evaluación y un lenguaje técnico altamente especializado obliga a los pequeños actores a depender casi por completo de intermediarios, como consultoras ambientales, firmas jurídicas o empresas de mayor tamaño para adelantar los trámites. Esta dependencia reduce su autonomía, incrementa los costos de transacción y genera asimetrías de información que pueden derivar en prácticas poco transparentes o en la exclusión efectiva de iniciativas comunitarias. En conjunto, el diseño actual de los contenidos técnicos asociados a los permisos hídricos opera, en la práctica, como una barrera de entrada estructural para los proyectos de electrificación comunitaria en las Zonas No Interconectadas.

En conclusión, el marco regulatorio vigente en materia de contenidos técnicos aplicables a las ZNI presenta una arquitectura compleja, costosa y, en muchos casos, desproporcionada para proyectos de pequeña escala. A pesar de la existencia de información técnica suficiente en entidades públicas, la falta de integración institucional, interoperabilidad de datos y directrices claras sobre su uso obliga a los solicitantes a reproducir estudios que ya existen. Como resultado de esta configuración normativa:

- Se incrementan de manera significativa los costos de los proyectos

- Se prolongan los tiempos de tramitación
- Se excluye a pequeños desarrolladores y actores comunitarios
- Se limita el avance de una electrificación rural sostenible, descentralizada y acorde con las realidades territoriales de las Zonas No Interconectadas

2.7. Análisis del alcance real de la normativa específica para ZNI

Si bien el marco jurídico colombiano reconoce de manera expresa la existencia de las Zonas No Interconectadas (ZNI) y ha incorporado disposiciones orientadas a su atención diferencial, un análisis detallado evidencia que dichas normas no han logrado transformar de manera sustantiva los trámites más críticos asociados al desarrollo de proyectos energéticos en estos territorios. En la práctica, los procedimientos ambientales, técnicos y jurídicos de mayor complejidad continúan rigiéndose por esquemas diseñados para contextos plenamente interconectados y con altos niveles de capacidad institucional.

En este capítulo se examina el alcance efectivo de la Ley 855 de 2003, la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2021 y otros instrumentos sectoriales relevantes, con el fin de identificar tanto sus avances en términos conceptuales y de política pública, como las limitaciones operativas que han impedido su traducción en mecanismos concretos de simplificación, proporcionalidad y acceso real para los proyectos desarrollados en las Zonas No Interconectadas.

2.7.1. Alcance limitado de la Ley 855 de 2003

La Ley 855 de 2003 constituye un hito normativo al introducir una definición jurídica expresa de las Zonas No Interconectadas y habilitar esquemas especiales para la prestación del servicio público de energía eléctrica en estos territorios. No obstante, su ámbito de intervención se limita fundamentalmente a aspectos de carácter organizacional, financiero e institucional, sin incidir de manera directa en los procedimientos administrativos y técnicos que determinan la viabilidad real de los proyectos energéticos. En particular, la ley no introduce modificaciones ni mecanismos de simplificación en los trámites ambientales, hídricos, urbanísticos, técnicos o de conexión, ni establece reglas diferenciadas, formatos abreviados, plazos especiales o criterios de proporcionalidad acordes con las condiciones de las ZNI.

En la práctica, esta omisión implica que, pese a su reconocimiento formal como categoría especial, los proyectos que se desarrollan en las Zonas No Interconectadas continúan sujetos a los mismos procedimientos exigidos en zonas interconectadas. Esta equiparación normativa resulta desproporcionada si se consideran las limitadas capacidades institucionales, técnicas y financieras de los territorios rurales aislados, y termina neutralizando el alcance efectivo del tratamiento diferencial que la ley pretendía consagrar.

2.7.2. Limitaciones de las normas posteriores (1715/2014, 2099/2021 y 1276/2023)

Las Leyes 1715 y 2099 introducen avances significativos en la promoción de las energías renovables, la autogeneración y el desarrollo de micro redes, fortaleciendo el marco de la transición energética en el país. Sin embargo, estas reformas se concentran principalmente en la habilitación tecnológica y en incentivos de política energética, sin abordar de manera directa la reducción de las cargas procedimentales que enfrentan los proyectos en las Zonas No Interconectadas. Aunque dichas normas favorecen la adopción de tecnologías apropiadas para estos territorios, el régimen regulatorio subyacente mantiene inalterados los requisitos ambientales, técnicos y administrativos, sin incorporar criterios de diferenciación por escala del proyecto ni por capacidad institucional local.

De manera análoga, el Decreto 1276 de 2023 incorpora disposiciones orientadas a acelerar los procesos de electrificación rural; no obstante, su alcance no se extiende a la modificación de los procedimientos sectoriales más críticos. En consecuencia, trámites como la obtención de licencias ambientales, la realización de la consulta previa, los permisos hídricos, la certificación RETIE y los requisitos exigidos por los operadores de red continúan aplicándose bajo los mismos esquemas generales, sin ajustes sustantivos que atiendan las particularidades operativas y territoriales de las Zonas No Interconectadas.

2.7.3. Brecha entre régimen especial previsto y régimen real aplicado

Aunque el ordenamiento jurídico incorpora normas que reconocen un enfoque diferencial para las Zonas No Interconectadas, dichas disposiciones no se han traducido en procedimientos simplificados ni en cargas regulatorias ajustadas a las condiciones territoriales. En la práctica:

- Los trámites continúan diseñados como procesos lineales, secuenciales y acumulativos
- Se exigen en las ZNI los mismos estudios y requisitos concebidos para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)
- Las entidades territoriales carecen, en muchos casos, de la capacidad técnica y operativa necesaria para aplicar adecuadamente dichos requerimientos
- Los tiempos reales de respuesta administrativa superan de manera significativa los plazos establecidos en la normativa
- Los costos de cumplimiento resultan desproporcionados frente a la escala y el impacto de los proyectos
- La información técnica y ambiental ya disponible en repositorios públicos no se utiliza de forma sistemática para reducir las cargas impuestas a los solicitantes

Este desfase entre el reconocimiento normativo del enfoque diferencial y su implementación efectiva permite explicar, en buena medida, la lentitud persistente de los procesos de electrificación rural y la dificultad estructural que enfrentan los proyectos comunitarios para superar las etapas iniciales de formulación y viabilización.

2.7.4. Consecuencias prácticas del déficit normativo

La ausencia de un régimen procedimental especial para las Zonas No Interconectadas genera efectos estructurales que impactan de manera directa la viabilidad y sostenibilidad de los proyectos energéticos en estos territorios, entre los cuales se destacan:

- La exclusión efectiva de pequeños desarrolladores y comunidades rurales
- Una dependencia casi total de consultoras de gran escala y de intermediarios especializados
- Elevados costos de transacción asociados a la gestión regulatoria y técnica
- Retrasos de varios años en la obtención de autorizaciones y en la culminación de trámites críticos
- Un alto nivel de riesgo percibido por las entidades financieras, que restringe el acceso al crédito
- Una baja ejecución de soluciones energéticas comunitarias o autogestionadas

En síntesis, el régimen aplicable a las Zonas No Interconectadas existe en el plano normativo, pero no opera de manera efectiva en la práctica. El análisis realizado demuestra que la regulación específica para las ZNI ha avanzado principalmente en el reconocimiento institucional de estos territorios y en la habilitación de algunos instrumentos de financiación; sin embargo, no ha logrado configurar un régimen procedimental verdaderamente diferencial. Las cargas administrativas, los requisitos técnicos y los tiempos de tramitación continúan siendo sustancialmente idénticos a los exigidos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), sin atender las particularidades territoriales ni las limitadas capacidades institucionales de las entidades que operan en zonas rurales dispersas.

Esta situación genera una brecha significativa entre el propósito declarativo de las normas y su efectividad real para facilitar el desarrollo de proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas. En consecuencia, los hallazgos expuestos fundamentan de manera clara la necesidad de introducir ajustes normativos y operativos específicos, los cuales se desarrollan de forma detallada en los capítulos finales de conclusiones y recomendaciones.

2.8. Análisis integral de tiempos reales y costos del proceso para proyectos en zonas no interconectadas (ZNI)

El desarrollo de proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI) exige el cumplimiento de una secuencia de trámites administrativos, ambientales, jurídicos y técnicos que, si bien se encuentran formalmente regulados por normas específicas, en la práctica registran tiempos de respuesta sustancialmente superiores a los plazos establecidos en la legislación vigente.

En particular, los procedimientos de mayor complejidad como la obtención de la licencia ambiental, la realización de la consulta previa, la verificación jurídica del predio y la gestión de los permisos hídricos, tienen carácter obligatorio y se desarrollan de manera estrictamente secuencial. Esta configuración procedimental implica que incluso proyectos de pequeña escala puedan requerir plazos acumulados que oscilan entre 2,5 y 8 años para completar su fase de viabilización y autorización, afectando de forma significativa su oportunidad, viabilidad financiera y sostenibilidad.

2.8.1. Tiempos reales por etapa

A continuación, se presenta la secuencia típica de trámites que debe surtir un proyecto energético en las Zonas No Interconectadas (ZNI), junto con los tiempos reales promedio de gestión, los cuales difieren de manera significativa de los plazos legales establecidos en la normativa:

- Verificación jurídica del predio: entre 1 y 6 meses
- Certificación de uso del suelo: entre 1 y 3 meses
- Consulta previa (cuando aplica): entre 6 y 24 meses
- Licencia ambiental y permisos hídricos, incluida la concesión de aguas y la ocupación de cauce: desde 12 meses hasta 8 años, dependiendo de la complejidad del proyecto y de la capacidad institucional de la autoridad competente
- Elaboración de estudios eléctricos y diseños técnicos: entre 1 y 4 meses
- Validación técnica en ZNI o definición del punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuando aplica: entre 1 y 18 meses
- Construcción civil y eléctrica: entre 4 y 12 meses
- Certificación final RETIE: entre 1 y 3 meses
- Puesta en operación del sistema: entre 1 y 3 meses

Esta secuencia evidencia que los tiempos acumulados de desarrollo de un proyecto, incluso de pequeña escala, pueden extenderse durante varios años, principalmente debido a la duración e incertidumbre asociadas a los trámites ambientales, jurídicos y de consulta previa, que operan como verdaderos cuellos de botella del proceso regulatorio en las Zonas No Interconectadas.

2.8.2. Suma total de tiempos [mínimo–máximo]

Si bien algunos trámites pueden adelantarse de manera parcial en paralelo, la mayoría de los procedimientos que conforman el ciclo regulatorio operan de forma secuencial y dependen de decisiones adoptadas por distintas entidades con competencias jerárquicamente superiores. En consecuencia, los tiempos acumulados de desarrollo de un proyecto energético en las Zonas No Interconectadas (ZNI) pueden estimarse en los siguientes escenarios:

- Escenario mínimo: aproximadamente 30 meses (2,5 años), en casos excepcionales con baja complejidad y alta capacidad institucional
- Escenario promedio: entre 42 y 60 meses (3,5 a 5 años), que corresponde a la situación más frecuente en proyectos de pequeña y mediana escala
- Escenario crítico: entre 72 y 96 meses (6 a 8 años), cuando concurren trámites ambientales complejos, consulta previa y limitaciones institucionales en el territorio

Estos plazos evidencian que incluso proyectos energéticos de pequeña escala pueden requerir tiempos excesivos para alcanzar su puesta en operación, superando los umbrales razonables de viabilidad financiera y desincentivando tanto la inversión privada como las iniciativas comunitarias orientadas a la electrificación sostenible en las Zonas No Interconectadas.

2.8.3. Impacto financiero directo de los tiempos

Cada mes de retraso en el desarrollo de un proyecto energético en las Zonas No Interconectadas (ZNI) incrementa de manera significativa su costo total, como resultado de la acumulación de múltiples factores técnicos, financieros y logísticos, entre los cuales se destacan:

- La repetición o actualización de estudios técnicos como el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), los análisis hidrológicos y los diseños eléctricos
- El pago prolongado de consultores, interventores y equipos técnicos durante periodos extendidos
- La pérdida de vigencia de permisos, conceptos y documentos administrativos
- La variación de precios de equipos, materiales y servicios de transporte, especialmente en contextos rurales y de difícil acceso
- Los costos financieros asociados al capital inmovilizado durante fases prolongadas de tramitación
- El incremento del CAPEX y del OPEX derivado de la inflación y de las complejidades logísticas propias de los territorios aislados.

En términos agregados, estos impactos se reflejan en los siguientes órdenes de magnitud:

- Cada mes de retraso puede aumentar los costos totales del proyecto entre un 2 % y un 5 %
- Cada año adicional de tramitación puede reducir la rentabilidad esperada entre un 15 % y un 25 %
- Retrasos superiores a tres años suelen volver financieramente inviables los proyectos desde la perspectiva de las entidades bancarias y financiadores

Estos efectos explican por qué la duración e incertidumbre de los trámites regulatorios se constituyen en uno de los principales factores de riesgo para la ejecución de proyectos energéticos de pequeña escala en las Zonas No Interconectadas.

2.9. Impacto diferenciado según el tipo de actor

2.9.1. Impacto en comunidades y pequeños actores rurales

Los campesinos, las juntas de acción comunal y las comunidades étnicas enfrentan limitaciones estructurales que les impiden cumplir con las exigencias del esquema regulatorio vigente. En particular, estos actores suelen carecer de:

- Capital suficiente para financiar estudios técnicos y ambientales especializados
- Capacidad técnica para elaborar diseños eléctricos y de ingeniería avanzada
- Conocimientos jurídicos para gestionar licencias, permisos y trámites complejos
- Recursos económicos y logísticos para desplazarse de manera recurrente a capitales departamentales o sedes administrativas
- Margen financiero y organizativo para asumir procesos que se extienden más allá de uno o dos años

Bajo estas condiciones, el modelo procedimental actual convierte a los proyectos energéticos de carácter comunitario en iniciativas prácticamente inviables, a pesar de su potencial para ampliar el acceso a la energía de manera sostenible y territorialmente adecuada en las Zonas No Interconectadas.

2.9.2. Impacto en instituciones municipales

Las alcaldías de municipios rurales, en la mayoría de los casos, no disponen de las capacidades institucionales necesarias para acompañar de manera efectiva el desarrollo de proyectos energéticos en sus territorios. En particular, suelen carecer de:

- Personal técnico especializado en el sector energético
- Capacidad jurídica suficiente para interpretar y aplicar adecuadamente la normativa sectorial
- Equipos logísticos y operativos para realizar visitas de campo en zonas remotas o de difícil acceso
- Recursos financieros y humanos para acompañar a las comunidades en la gestión de trámites ambientales y administrativos

Como resultado, la carga normativa y procedimental asociada a los proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas supera ampliamente la capacidad institucional de las entidades territoriales rurales, limitando su rol como articuladoras y facilitadoras de procesos de electrificación local.

2.9.3. Impacto en empresas medianas

Incluso las empresas con experiencia en el desarrollo de proyectos energéticos enfrentan dificultades significativas al operar en las Zonas No Interconectadas. Entre los principales desafíos se encuentran:

- Los elevados costos asociados a la elaboración de estudios ambientales y permisos hídricos
- Los prolongados tiempos de espera en los trámites, que afectan de manera directa el flujo de caja y la planeación financiera
- La incertidumbre técnica derivada de retrasos o falta de respuesta por parte de operadores locales y entidades competentes
- Las dificultades para coordinar procesos de certificación RETIE y actividades de supervisión técnica en territorios con limitada oferta de servicios especializados

Estas condiciones incrementan de forma sustancial el riesgo operativo y financiero de los proyectos, lo que lleva a que numerosas empresas opten por no intervenir en las Zonas No Interconectadas, reduciendo así la oferta de soluciones energéticas y la competencia en territorios que más requieren inversión e innovación.

2.9.4. Impacto en grandes empresas, fondos y bancos

Las entidades financieras y los inversionistas evalúan de manera prioritaria un conjunto de riesgos asociados al desarrollo de proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas, entre los cuales se destacan:

- El riesgo jurídico, vinculado a procesos de restitución de tierras o de extinción de dominio
- El riesgo ambiental, derivado de procedimientos de evaluación prolongados y técnicamente complejos
- El riesgo social, asociado a procesos de consulta previa sin plazos claramente definidos
- El riesgo técnico, relacionado con la limitada disponibilidad de operadores locales capacitados para la operación y el mantenimiento de los sistemas

En la práctica, la acumulación de estos factores se traduce en una menor disponibilidad de financiamiento, condiciones crediticias más restrictivas y tasas de interés más elevadas, utilizadas por los financiadores como mecanismos de compensación frente al alto nivel de riesgo percibido en los proyectos desarrollados en las Zonas No Interconectadas.

2.10. Diagnóstico integrado de barreras regulatorias y técnicas en ZNI (versión pulida)

El análisis integral del marco normativo, de los actores institucionales y de los procedimientos aplicables al desarrollo de proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI) pone en evidencia la existencia de barreras estructurales que obstaculizan el avance oportuno y eficiente de soluciones energéticas en territorios rurales y dispersos. Dichas barreras resultan de la combinación de una alta complejidad normativa, una marcada fragmentación institucional, cargas técnicas desproporcionadas y limitaciones operativas persistentes, las cuales impactan de manera particular a los pequeños desarrolladores, las comunidades locales y los municipios con reducida capacidad administrativa.

En este contexto, a continuación, se presentan de manera sintética las principales conclusiones derivadas del diagnóstico técnico-jurídico desarrollado en el presente documento.

2.10.1. Amplia y compleja normativa

El marco regulatorio aplicable al sector energético colombiano y, de manera particular, al desarrollo de proyectos en las Zonas No Interconectadas (ZNI), se caracteriza por su amplitud, alto nivel de tecnicidad y dispersión en un conjunto heterogéneo de leyes, decretos, resoluciones y lineamientos sectoriales. Si bien dicho marco es jurídicamente sólido y conceptualmente bien estructurado, su extensión y complejidad dificultan de manera significativa su comprensión e implementación por parte de comunidades rurales, pequeños prestadores del servicio e incluso de instituciones territoriales con experiencia limitada en el ámbito del sector eléctrico.

2.10.2. Multiplicidad de actores y fragmentación institucional

El proceso regulatorio involucra la intervención de numerosas entidades de distinto orden nacional, territorial, ambiental, técnico y de control, cada una con competencias específicas y procedimientos autónomos. Para los desarrolladores con recursos limitados, esta multiplicidad de actores incrementa de manera sustancial la carga administrativa, dificulta la gestión simultánea de trámites ante distintas autoridades y genera riesgos adicionales asociados a la duplicación de requisitos, la fragmentación de la información y la emisión de conceptos potencialmente contradictorios.

2.10.3. Tiempos de respuesta no coordinados

Cada entidad involucrada en el proceso regulatorio opera con cronogramas, plazos y metodologías propias, sin mecanismos efectivos de sincronización entre los distintos trámites. La falta de articulación entre licencias ambientales, permisos hídricos, consultas previas, certificaciones técnicas y verificaciones jurídicas da lugar a procesos estrictamente secuenciales que, en la práctica, pueden prolongarse durante varios años. Esta configuración procedimental constituye una barrera crítica para los pequeños interesados, quienes no cuentan con el capital financiero ni con la capacidad operativa necesaria para sostener trámites de larga duración, lo

que limita de manera significativa su acceso efectivo al desarrollo de proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas.

2.10.4. Vulnerabilidad jurídica por concentración de decisiones clave

En diversos procedimientos críticos, una única entidad puede, en la práctica, habilitar o bloquear el avance de un proyecto sin que existan mecanismos ágiles de mediación, coordinación o revisión inmediata de sus decisiones. La ausencia de instancias tempranas y efectivas de resolución de controversias incrementa de manera significativa la incertidumbre jurídica, dejando al proponente expuesto a decisiones discrecionales, demoras injustificadas o, en algunos casos, a la falta prolongada de respuesta administrativa.

2.10.5. Demoras institucionales y alto riesgo percibido por financiadores

Las demoras prolongadas en los trámites regulatorios incrementan de manera directa los costos financieros y reducen la viabilidad económica de los proyectos energéticos. Desde la perspectiva de empresas, entidades bancarias y aseguradoras, la extensión e incertidumbre de los tiempos administrativos elevan de forma significativa la percepción de riesgo, lo cual se traduce, en la práctica, en:

- Tasas de interés más altas para compensar el riesgo asumido
- Mayores exigencias en materia de garantías financieras y contractuales
- Plazos más cortos para la recuperación de la inversión
- En escenarios más restrictivos, la decisión de no financiar el proyecto

2.10.6. “Banderas rojas” en territorios con antecedentes de conflicto

En municipios donde existen procesos de restitución de tierras, actuaciones de extinción de dominio o antecedentes de conflicto armado, la sola localización geográfica de un proyecto suele activar alertas durante las etapas de debida diligencia jurídica y financiera. Esta situación conduce a que inversionistas y empresas descarten de manera anticipada dichas iniciativas, incluso sin evaluar su viabilidad técnica o su potencial impacto social. Como resultado, se restringe de forma significativa la llegada de capital privado a las Zonas No Interconectadas, profundizando las dificultades para financiar y ejecutar proyectos energéticos en territorios que, paradójicamente, presentan mayores necesidades de inversión y desarrollo.

2.10.7. Déficit de capacidad técnica local

En la mayoría de las Zonas No Interconectadas se presenta una escasez significativa de actores técnicos clave, entre los que se incluyen certificadores RETIE, interventores, operadores técnicos, ingenieros eléctricos y personal capacitado para la operación y el mantenimiento de los sistemas energéticos. Este déficit de capacidades técnicas locales prolonga los cronogramas de ejecución, incrementa los costos logísticos asociados a desplazamientos y supervisiones, y compromete la sostenibilidad operativa de los sistemas instalados, especialmente en proyectos de pequeña escala y de carácter comunitario.

2.10.8. Costos técnicos desproporcionados respecto al tamaño del proyecto

Los estudios requeridos para la obtención de la licencia ambiental, los permisos hídricos o las validaciones técnicas pueden, en muchos casos, superar ampliamente el valor total de la inversión prevista para proyectos comunitarios o microproyectos energéticos. Esta desproporción convierte trámites críticos, en particular los permisos hídricos en procedimientos económica y técnicamente inaccesibles para los actores locales, operando en la práctica como barreras de entrada que excluyen a comunidades y pequeños desarrolladores del acceso a soluciones energéticas en las Zonas No Interconectadas.

2.10.9. Duplicación de estudios e información disponible en entidades públicas

Una parte significativa de las exigencias actuales tales como inventarios de biodiversidad, series hidrológicas, cartografía de ecosistemas y análisis de riesgo ya se encuentra disponible en bases de datos oficiales administradas por entidades públicas como el IDEAM, las Corporaciones Autónomas Regionales, el Instituto Amazónico de Investigaciones Científicas SINCHI, el Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt y el IGAC. No obstante, en la práctica administrativa es frecuente que las autoridades exijan que el proponente reproduzca y actualice esta información mediante nuevos estudios de campo, aun cuando existen datos oficiales con niveles adecuados de cobertura y calidad técnica.

Esta duplicación de esfuerzos incrementa de manera innecesaria los costos de los proyectos, prolonga los tiempos de tramitación y genera ineficiencias institucionales, sin aportar un valor sustantivo adicional a los procesos de evaluación ambiental y técnica, especialmente en el caso de proyectos de pequeña escala desarrollados en las Zonas No Interconectadas.

2.10.10. La carga del proceso recae en el solicitante

La estructura procedimental vigente obliga al interesado a asumir, en la práctica, el rol de intermediario entre múltiples entidades, encargándose de consolidar documentación, gestionar certificaciones dispersas y resolver inconsistencias entre autoridades. En lugar de operar como un proceso de responsabilidad compartida y coordinación institucional, la carga administrativa recae de manera desproporcionada sobre el proponente, situación que resulta particularmente gravosa cuando se trata de comunidades locales o pequeñas organizaciones con capacidades técnicas y administrativas limitadas.

2.10.11. Falta de proporcionalidad en los requisitos técnicos

Los proyectos energéticos de pequeña escala como microcentrales hidroeléctricas, sistemas híbridos o micro redes comunitarias, enfrentan en la práctica exigencias regulatorias prácticamente equivalentes a las aplicables a grandes centrales hidroeléctricas. Esta ausencia de criterios de proporcionalidad técnica y procedimental configura una barrera estructural que desalienta la iniciativa comunitaria y favorece de manera casi exclusiva a actores de gran tamaño con elevada capacidad técnica, jurídica y financiera.

Si bien, desde el punto de vista legal, los proyectos hidroeléctricos con capacidad instalada inferior a 10 MW no están sujetos a la obtención de licencia ambiental, en la práctica las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) aplican el régimen ambiental general exigiendo estudios de alcance y profundidad equivalentes a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). En consecuencia, el trámite de concesión de aguas y de ocupación de cauce adquiere un nivel de complejidad, duración y costo comparable al de una licencia ambiental formal.

Este enfoque interpretativo convierte los permisos hídricos en un cuello de botella crítico del proceso regulatorio, anulando en los hechos la diferenciación normativa prevista para proyectos de menor escala y haciendo inviable la mayoría de las iniciativas comunitarias o de pequeña potencia en las Zonas No Interconectadas. El resultado es un sistema que, pese a su aparente neutralidad técnica, reproduce una exclusión estructural de los actores locales que podrían desempeñar un papel central en la electrificación sostenible y descentralizada de estos territorios.

2.10.12. Dependencia elevada de consultoras y expertos externos

Dado el alto nivel de especialización de los estudios exigidos por la normativa vigente, los pequeños actores dependen casi por completo de consultoras especializadas, firmas técnicas y asesoría jurídica externa para la formulación, tramitación y ejecución de los proyectos. Esta dependencia incrementa de manera significativa los costos de transacción y reduce la autonomía local en el diseño, implementación y gestión de las iniciativas energéticas, debilitando la apropiación comunitaria y la sostenibilidad de los proyectos en las Zonas No Interconectadas.

2.10.13. Tiempos totales excesivos e inviabilidad práctica para actores pequeños

Los tiempos reales requeridos para completar el desarrollo de un proyecto energético en las Zonas No Interconectadas (ZNI) pueden oscilar entre 2,5 y hasta 10 años, como resultado de la acumulación y secuencialidad de múltiples trámites, entre los que se incluyen la verificación jurídica del predio, la realización de la consulta previa, la obtención de permisos hídricos, las certificaciones técnicas, la validación de la operación aislada, el otorgamiento de recursos y la puesta en marcha del sistema.

Bajo estas condiciones, incluso empresas de tamaño mediano enfrentan serias dificultades para sostener la carga financiera y operativa asociada a procesos tan prolongados e inciertos. Para las comunidades rurales y los pequeños desarrolladores, en cambio, los trámites se tornan prácticamente imposibles de completar, lo que limita de manera estructural la ejecución de

proyectos comunitarios y retrasa de forma significativa el acceso efectivo a servicios energéticos en las Zonas No Interconectadas.

2.10.14. Limitaciones de la normativa ZNI existente para resolver las barreras identificadas

Aunque el ordenamiento jurídico colombiano incorpora normas específicas para las Zonas No Interconectadas entre ellas la Ley 855 de 2003, la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2021 y el Decreto 1276 de 2023, dichas disposiciones no han logrado eliminar ni reducir los principales obstáculos identificados en el presente diagnóstico. En particular, se evidencian las siguientes limitaciones estructurales:

- No modifican los procedimientos críticos: trámites como la consulta previa, los permisos hídricos, la verificación jurídica del predio y la certificación RETIE mantienen exactamente las mismas exigencias aplicables a proyectos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- No introducen criterios de proporcionalidad técnica: los microproyectos comunitarios continúan enfrentando requisitos equivalentes a los de grandes centrales, sin diferenciación por escala, nivel de impacto, capacidad institucional o contexto territorial.
- No reducen los tiempos administrativos: no se establecen plazos abreviados, ventanillas únicas ni mecanismos efectivos de coordinación interinstitucional; en la práctica, los tiempos reales de tramitación siguen oscilando entre 2,5 y 8 años.
- No disminuyen la carga técnica: los estudios ambientales, hidrológicos y socioculturales exigidos siguen siendo extensos, costosos y metodológicamente complejos, lo que los hace inaccesibles para pequeños desarrolladores y comunidades locales.
- No aprovechan la información pública existente: pese a la disponibilidad de datos oficiales sobre biodiversidad, hidrología y cartografía ambiental, la normativa no permite sustituir de manera sistemática los estudios de campo por información secundaria oficial.
- No fortalecen la capacidad técnica local: no se contemplan mecanismos para garantizar la disponibilidad de certificadores RETIE, operadores técnicos, ingenieros o interventores en las ZNI, perpetuando la dependencia de consultoras externas.
- No abordan de forma efectiva las barreras jurídicas asociadas al uso del suelo: los procesos de verificación relacionados con restitución de tierras, extinción de dominio o microfocalización continúan siendo complejos y prolongados, generando alertas tempranas para la banca y desincentivando la inversión.
- No reducen la vulnerabilidad institucional: las entidades clave siguen operando con amplios márgenes de discrecionalidad y sin instancias ágiles de resolución temprana de conflictos ni esquemas de supervisión coordinada.

En conjunto, las normas vigentes para las Zonas No Interconectadas reconocen el problema, pero no lo resuelven: definen la categoría y establecen objetivos de política, pero no configuran un régimen procedimental efectivo que facilite de manera real la electrificación rural sostenible.

Las barreras identificadas conforman un ecosistema normativo y operativo que limita de forma significativa el acceso equitativo a soluciones energéticas sostenibles en las Zonas No

Interconectadas. La combinación de complejidad normativa, fragmentación institucional, cargas técnicas desproporcionadas, tiempos administrativos prolongados y déficit de capacidades locales genera un entorno que favorece a actores de gran escala, mientras excluye sistemáticamente a comunidades rurales y pequeños desarrolladores. Este diagnóstico pone de manifiesto la necesidad urgente de ajustar el diseño normativo y los procedimientos aplicables a las ZNI, con el fin de garantizar que el acceso a la energía sea viable, oportuno, proporcional y coherente con las realidades territoriales del país

2.11. Recomendaciones

El análisis integral del marco normativo, de los procedimientos administrativos y de la realidad operativa en las Zonas No Interconectadas (ZNI) permite identificar un conjunto de reformas y ajustes orientados a mejorar de manera sustantiva la viabilidad, eficiencia y equidad en el desarrollo de proyectos de generación y distribución de energía en territorios aislados.

Las recomendaciones que se presentan a continuación buscan reducir las cargas regulatorias y técnicas desproporcionadas que enfrentan los pequeños desarrolladores y las comunidades rurales, eliminar duplicidades institucionales, introducir criterios de proporcionalidad técnica acordes con la escala y el impacto de los proyectos, y reforzar la responsabilidad de las entidades del Estado en la gestión integrada de la información y en la adopción de decisiones oportunas y coordinadas.

2.11.1. Uso obligatorio de información secundaria oficial

Para los proyectos energéticos de pequeña escala desarrollados en las Zonas No Interconectadas (ZNI), resulta indispensable establecer, mediante una disposición normativa expresa, que las autoridades ambientales, en particular la ANLA y las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) no podrán exigir al interesado la elaboración o presentación de información técnica que ya reposé en archivos, bases de datos o sistemas oficiales de entidades públicas. En estos casos, la carga de obtención, integración y validación de dicha información deberá recaer en la autoridad competente, la cual estará obligada a:

- Consultar directamente las bases de datos oficiales disponibles
- Consolidar la información relevante para la evaluación del proyecto
- Incorporarla formalmente al expediente administrativo
- Verificar su consistencia, suficiencia y calidad técnica para la toma de decisiones

Entre las principales fuentes oficiales de información que deberán ser utilizadas de manera obligatoria se incluyen:

- El IDEAM, para información hidrológica, climatológica y series históricas de caudales
- Las Corporaciones Autónomas Regionales, para inventarios de flora y fauna, caracterización de ecosistemas y delimitación de áreas protegidas

- El Instituto Amazónico de Investigaciones Científicas SINCHI y el Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt, para información sobre biodiversidad y ecosistemas estratégicos
- El IGAC, para cartografía oficial, coberturas del suelo y estudios edafológicos

Este enfoque permitiría corregir una falla estructural del sistema regulatorio actual, en el cual se trasladan de manera indebida al interesado cargas técnicas, administrativas y económicas que deberían ser asumidas por el Estado. Al reasignar estas responsabilidades a las autoridades públicas, se reducirían los costos de transacción, se acortarían los tiempos de evaluación y se facilitaría el acceso efectivo de comunidades rurales y pequeños desarrolladores a proyectos energéticos viables y sostenibles en las Zonas No Interconectadas.

2.11.2. Principio de “la entidad busca y aporta la información que ya existe”

Se recomienda formalizar, mediante acto normativo expreso, el siguiente principio operativo de aplicación obligatoria en los trámites asociados a proyectos energéticos desarrollados en las Zonas No Interconectadas (ZNI):

“Ninguna autoridad administrativa podrá exigir al interesado la presentación de información que repose en archivos, bases de datos o sistemas de cualquier entidad pública. La autoridad competente deberá obtener dicha información de manera directa, incorporarla al expediente administrativo y verificar su consistencia técnica, sin trasladar costos al solicitante.”

Este principio encuentra sustento jurídico claro en el ordenamiento vigente, en particular en:

- La Ley 962 de 2005 (Ley Antitrámites), que proscribe la exigencia de documentos que ya obren en poder del Estado
- La Ley 1437 de 2011 (Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo – CPACA), especialmente en sus artículos 17 a 19, que consagran los principios de eficacia, economía y carga razonable en la actuación administrativa
- La Sentencia C-188 de 2022 de la Corte Constitucional, que desarrolla los criterios de proporcionalidad y razonabilidad de las cargas impuestas a los administrados

La implementación efectiva de este principio permitiría evitar que los proyectos comunitarios y de pequeña escala enfrenten costos innecesarios derivados de la duplicación de estudios e información ya existente, al tiempo que fortalecería la responsabilidad del Estado en la gestión integrada, eficiente y oportuna de la información pública necesaria para la toma de decisiones administrativas

2.11.3. Creación del “EIA Simplificado ZNI”

Se propone que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y la ANLA, desarrolle y adopte una categoría específica de Estudio de Impacto Ambiental Simplificado para las Zonas No Interconectadas (ZNI). Este instrumento estaría orientado a proyectos de baja escala y reducido impacto, y sería aplicable, entre otros, a:

- Microcentrales hidroeléctricas y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) de baja potencia (por ejemplo, inferiores a 1 MW)
- Micro redes renovables aisladas
- proyectos que no impliquen trasvase entre cuencas
- proyectos que, por su escala, tipología y características técnicas, presentan de manera preliminar un perfil de impacto ambiental acotado, verificable con información secundaria oficial.

El Estudio de Impacto Ambiental Simplificado para ZNI deberá concentrarse en los impactos directos, locales y verificables del proyecto, incorporando como criterios metodológicos obligatorios:

- El uso preferente y sistemático de información secundaria oficial disponible en entidades públicas
- La realización de visitas de campo puntuales y focalizadas, únicamente cuando resulten estrictamente necesarias
- La definición de medidas de manejo ambiental proporcionales a la escala, tecnología y nivel de impacto del proyecto

La implementación de este mecanismo permitiría reducir los costos asociados a la elaboración de estudios ambientales, incrementando de manera significativa la viabilidad técnica y financiera de iniciativas comunitarias y de pequeños desarrolladores. Asimismo, contribuiría a mantener estándares adecuados de protección ambiental, al tiempo que introduce criterios de proporcionalidad y eficiencia acordes con las realidades territoriales de las Zonas No Interconectadas.

2.11.4. Elaboración de guías técnicas específicas para ZNI

Se recomienda que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Minas y Energía y el IPSE desarrollen de manera conjunta guías técnico-regulatorias específicas para proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI), orientadas a estandarizar y simplificar los requerimientos aplicables según el tipo y la escala del proyecto. Dichas guías deberían establecer, como mínimo:

- Contenidos técnicos mínimos diferenciados por tipo de proyecto³
- Plantillas y anexos estandarizados de obligatorio uso

³ A manera ilustrativa, los contenidos técnicos mínimos podrían diferenciarse según el tipo de proyecto (por ejemplo, microcentrales hidroeléctricas, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de baja potencia, microrredes renovables aisladas), e incluir elementos como: descripción técnica estandarizada del proyecto; esquemas eléctricos y/o hidráulicos tipo; rangos de potencia y configuración; criterios de diseño y operación; identificación preliminar de impactos ambientales previsible; y medidas de manejo acordes con la escala del proyecto. La definición de dichos contenidos permitiría evitar la exigencia de estudios concebidos para proyectos de mayor complejidad.

- Parámetros ambientales regionales de referencia⁴
- Metodologías simplificadas para la evaluación de fauna, flora y caudal ecológico
- Modelos tipo de Plan de Manejo Ambiental (PMA), ajustados a proyectos de baja escala

La adopción de estas guías permitiría reducir de manera significativa la discrecionalidad en los procesos de evaluación por parte de las autoridades competentes, disminuir la dependencia de consultorías especializadas de alto costo y facilitar que comunidades locales y entidades territoriales formulen y gestionen proyectos energéticos con mayores niveles de autonomía técnica. Asimismo, contribuiría a mejorar la predictibilidad regulatoria, acortar los tiempos de trámite y fortalecer la coherencia entre los objetivos de protección ambiental y las necesidades reales de electrificación en las Zonas No Interconectadas.

2.11.5. Implementación de certificados únicos interinstitucionales

Con el fin de evitar que los interesados deban actuar como gestores o intermediarios entre múltiples entidades presentando solicitudes paralelas y documentación duplicada, se recomienda la creación de dos certificaciones centralizadas, concebidas como mecanismos de articulación interinstitucional que concentren y validen información clave del proyecto en una única actuación administrativa:

2.11.5.1. Certificado Único de Situación Jurídica del Predio

Se propone la creación de un Certificado Único de Situación Jurídica del Predio, consolidado de manera interinstitucional por la Unidad de Restitución de Tierras (URT), la Sociedad de Activos Especiales (SAE), la fiscalía general de la Nación y la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos (ORIP). Este certificado deberá integrar, en un único documento oficial, la información relacionada con:

- La existencia o inexistencia de procesos de restitución de tierras
- La presencia de actuaciones de extinción de dominio
- La vigencia de medidas cautelares u otras afectaciones jurídicas relevantes sobre el predio

Este instrumento permitiría reemplazar múltiples solicitudes independientes y reducir la incertidumbre jurídica temprana que actualmente afecta la viabilidad de los proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas.

⁴ Como parámetros ambientales regionales de referencia, las guías podrían incorporar información secundaria oficial disponible, como: zonificación ambiental y ecosistémica; categorías de sensibilidad ambiental; rangos hidrológicos de referencia y caudales ecológicos estimados a partir de series del IDEAM; delimitación de áreas protegidas y figuras de conservación; y lineamientos regionales sobre biodiversidad y uso del suelo. Estos parámetros permitirían contextualizar los proyectos desde etapas tempranas y reducir la necesidad de levantamientos primarios extensivos cuando no resulten proporcionales a la escala de la intervención.

2.11.5.2. Certificado Único de Información Ambiental Básica

Asimismo, se recomienda la creación de un Certificado Único de Información Ambiental Básica, emitido por la ANLA o la Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), según la competencia territorial, que consolide la información ambiental oficial relevante para la evaluación preliminar del proyecto. Dicho certificado deberá incluir, como mínimo:

- La identificación de los ecosistemas presentes en el área de influencia
- La localización de áreas protegidas y las restricciones ambientales aplicable
- Los inventarios oficiales de fauna y flora disponible
- La información sobre disponibilidad, uso y restricciones del recurso hídrico

Este certificado permitiría al proponente contar, desde etapas tempranas, con un insumo ambiental claro, validado y uniforme, reduciendo la necesidad de reprocesar información ya existente en el Estado.

La implementación de estos certificados centralizados contribuiría de manera significativa a la simplificación de trámites, la reducción de cargas administrativas, la prevención de inconsistencias entre entidades y el fortalecimiento de la seguridad jurídica y ambiental de los proyectos, particularmente en el caso de iniciativas comunitarias y de pequeña escala desarrolladas en las Zonas No Interconectadas.

2.11.6. Estandarización de caudales ecológicos por subcuenca

Para aquellas cuencas en las que ya exista información hidrológica y ambiental suficiente, se recomienda adoptar un enfoque estandarizado que permita simplificar la determinación del caudal ecológico. En particular, se propone:

- Definir valores regionales de referencia de caudal ecológico, diferenciados por tipo de cuenca y condición hidrológico
- Publicar metodologías simplificadas y oficialmente validadas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS)
- Permitir el uso de dichos valores y metodologías sin exigir modelaciones hidrobiológicas complejas, siempre que el proyecto corresponda a una intervención de pequeña escala desde el punto de vista energético y presente, por su tipología, diseño y localización, un bajo impacto ambiental esperado, de acuerdo con criterios técnicos predefinidos.

La adopción de este esquema facilitaría de manera significativa el trámite de permisos hídricos para proyectos pequeños y comunitarios, evitaría la repetición innecesaria de estudios costosos para microproyectos con características similares y contribuiría a reducir tiempos, costos y cargas técnicas, sin comprometer la protección de los ecosistemas acuáticos en las Zonas No Interconectadas.

2.11.7. Planes de Manejo Ambiental y de seguimiento tipo

Se propone la elaboración de Planes de Manejo Ambiental (PMA) tipo aplicables a proyectos energéticos de pequeña escala desarrollados en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Estos PMA estandarizados deberían incorporar, como mínimo:

- Medidas estándar de mitigación, prevención y control de impactos
- Medidas de manejo ambiental proporcionales a la escala, tecnología y nivel de impacto del proyecto
- Esquemas de monitoreo simplificado, basados en indicadores clave y verificables
- Lineamientos básicos para la participación comunitaria y el seguimiento social de las medidas ambientales

Bajo este esquema, el proponente únicamente debería ajustar variables específicas del proyecto tales como la ubicación, la potencia instalada y ciertas características técnicas particulares, lo que permitiría reducir de manera significativa los tiempos de formulación, los costos asociados a consultorías especializadas y la incertidumbre durante la evaluación ambiental. Asimismo, este enfoque contribuiría a mejorar la predictibilidad regulatoria y a facilitar la implementación de proyectos comunitarios y de pequeña escala en las Zonas No Interconectadas, sin menoscabar los estándares de protección ambiental.

2.11.8. Asistencia técnica pública permanente para pequeños desarrolladores

Se recomienda la creación de un programa de asistencia técnica continua para proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI), articulado de manera interinstitucional por el IPSE, las universidades públicas regionales, el Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA), los centros adscritos al Sistema Nacional Ambiental (SINA), así como las alcaldías y gobernaciones de los territorios involucrados. Este programa tendría como objetivo fortalecer las capacidades técnicas y administrativas locales, facilitando la formulación, tramitación y sostenibilidad de proyectos energéticos de pequeña escala.

Los servicios ofrecidos por el programa deberían incluir, como mínimo:

- Apoyo técnico en la preparación de estudios, diseños y documentación requerida
- Acompañamiento durante los procesos de licenciamiento y obtención de permisos sectoriales
- Verificación del cumplimiento de requisitos normativos y regulatorios aplicables
- Capacitación técnica local para la operación y el mantenimiento de los sistemas energéticos instalados

La implementación de este esquema permitiría reducir de manera sustancial la dependencia de consultoras privadas de alto costo, mejorar la calidad técnica de los proyectos desde etapas tempranas y fortalecer las capacidades institucionales y comunitarias en el territorio. Asimismo, contribuiría a una mayor apropiación local de las soluciones energéticas y a la sostenibilidad operativa de los proyectos desarrollados en las Zonas No Interconectadas.

2.11.9. Interoperabilidad real entre entidades y expediente digital único

Se recomienda establecer un sistema digital único, interoperable y de carácter obligatorio para la gestión de proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI), accesible y compartido entre las principales entidades con competencias en el proceso, entre ellas la ANLA, las Corporaciones Autónomas Regionales, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el IDEAM, el IGAC, el Ministerio del Interior, la Unidad de Restitución de Tierras y las autoridades territoriales competentes.

Este modelo de plataforma integrada permitiría:

- Consolidar en un único repositorio toda la información técnica, ambiental, jurídica y administrativa del proyecto
- Mejorar la trazabilidad y el seguimiento documental a lo largo de todo el ciclo de vida del trámite
- Reducir de manera significativa las cargas administrativas para los proponentes y las entidades
- Eliminar duplicidades en la solicitud y validación de información;
- Disminuir los niveles de opacidad y los riesgos asociados a discrecionalidad o prácticas indebidas
- Agilizar la emisión de conceptos, respuestas y decisiones administrativas mediante flujos de trabajo coordinados

La implementación de un sistema digital interoperable para las ZNI no solo optimizaría la eficiencia del proceso regulatorio, sino que también fortalecería la transparencia, la coordinación interinstitucional y la seguridad jurídica, constituyéndose en un habilitador clave para acelerar la electrificación sostenible en los territorios más apartados del país.

2.11.10. Modificaciones normativas específicas para ZNI

Avanzar hacia un marco regulatorio verdaderamente diferenciado para las Zonas No Interconectadas (ZNI), sustentado en principios de proporcionalidad técnica, eficiencia procedimental, digitalización e interoperabilidad institucional, y responsabilidad activa del Estado en la gestión, integración y validación de la información, constituye un paso indispensable para transformar el reconocimiento normativo de las ZNI en un régimen operativo efectivo. Este enfoque permitiría reducir barreras innecesarias, acortar los tiempos de tramitación y garantizar que el acceso a la energía en territorios aislados sea viable, oportuno y coherente con las realidades territoriales y las capacidades de los actores locales.

2.12. Viabilidad jurídica para modificar normas específicamente aplicables a ZNI

Con base en el análisis técnico–jurídico realizado, es jurídicamente viable la creación de un régimen procedimental diferencial aplicable a las Zonas No Interconectadas (ZNI). El marco constitucional y legal colombiano no solo lo permite, sino que habilita de manera expresa la adopción de normas específicas para territorios que presentan condiciones estructurales especiales en la prestación del servicio público de energía. En particular:

- La Constitución Política, en sus artículos 365 a 370, autoriza la adopción de regímenes especiales para garantizar la prestación eficiente, continua y universal de los servicios públicos
- La Ley 142 de 1994 permite establecer tratamientos diferenciados cuando existan condiciones especiales de prestación en determinados territorios
- La Ley 143 de 1994 faculta la implementación de esquemas alternativos de generación, operación y prestación del servicio por fuera del Sistema Interconectado Nacional
- La Ley 855 de 2003 reconoce de manera explícita a las ZNI como una categoría especial dentro del sector eléctrico
- La Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021 habilitan el uso de tecnologías renovables, esquemas de autogeneración y micro redes adaptadas al contexto local
- El Decreto 1076 de 2015, en materia ambiental, permite la creación de categorías diferenciadas de licenciamiento y evaluación ambiental sin requerir modificaciones a la Ley 99 de 1993

En consecuencia, resulta plenamente factible desde el punto de vista jurídico establecer instrumentos procedimentales específicos para las ZNI, tales como:

- Un Estudio de Impacto Ambiental Simplificado para ZNI
- Planes de Manejo Ambiental prediseñados y ajustables a la escala del proyecto
- Lineamientos técnicos claros y diferenciados para el diseño, la construcción, la puesta en marcha y la operación de microproyectos y soluciones energéticas comunitarias
- Estándares regionales de caudal ecológico, basados en información oficial existente
- El uso obligatorio y preferente de información pública disponible para la evaluación ambiental y técnica

No existe, en el ordenamiento jurídico vigente, prohibición alguna para implementar estas medidas, siempre que se garantice un nivel de protección ambiental y técnica proporcional al impacto real de los proyectos. Por el contrario, su adopción permitiría materializar los principios de eficiencia, equidad y sostenibilidad que inspiran el régimen de los servicios públicos, y cerrar la brecha existente entre el reconocimiento normativo de las ZNI y su operatividad efectiva en la práctica.

2.12.1. Recomendación de avanzar hacia modificaciones normativas específicas para ZNI

Además de ser jurídicamente viable, la adopción de un régimen procedimental diferencial para las Zonas No Interconectadas (ZNI) resulta técnica, económica e institucionalmente recomendable. Las razones que sustentan esta afirmación se desarrollan a continuación:

2.12.1.1. Proporcionalidad ambiental

Los impactos ambientales asociados a microproyectos energéticos y micro redes comunitarias son, por definición, acotados, localizados y de baja magnitud. En consecuencia, no resulta razonable ni eficiente exigirles los mismos estudios, metodologías y cargas técnicas diseñadas para grandes centrales hidroeléctricas o proyectos de alta capacidad. Un enfoque proporcional permitiría mantener la protección ambiental sin imponer exigencias desalineadas con el impacto real de las intervenciones.

2.12.1.2. Equidad territorial

Las ZNI presentan condiciones estructurales diferenciadas en términos de acceso, logística, conectividad y capacidad institucional. Estas limitaciones hacen necesario un marco regulatorio adaptado a su realidad social, económica y territorial, que garantice igualdad material en el acceso a los servicios públicos y evite que las cargas regulatorias reproduzcan o profundicen brechas históricas entre territorios.

2.12.1.3. Eficiencia administrativa

La adopción de procedimientos simplificados y estandarizados permite reducir trámites duplicados, eliminar redundancias entre entidades y mejorar la coordinación interinstitucional. Esto se traduce en una gestión pública más eficiente, menores costos administrativos y mayor capacidad de respuesta por parte de las autoridades competentes, beneficiando tanto al Estado como a los proponentes de proyectos.

2.12.1.4. Viabilidad financiera

La reducción de costos técnicos y de tiempos administrativos incrementa de manera directa la viabilidad financiera de los proyectos de pequeña escala. Al disminuir el riesgo regulatorio y los costos de transacción, estas iniciativas pueden volverse financiables para la banca de desarrollo, los fondos climáticos, los mecanismos de cooperación internacional y los esquemas de inversión social orientados a la electrificación rural.

2.12.1.5. Seguridad jurídica

Un régimen procedimental claro, diferenciado y predecible reduce la discrecionalidad administrativa, acota la incertidumbre regulatoria y facilita la planificación técnica y financiera de los proyectos. Esto fortalece la confianza de los actores involucrados y contribuye a un entorno más estable para la inversión y la participación comunitaria.

2.12.1.6. Recomendación general

Avanzar hacia un marco regulatorio diferenciado para las Zonas No Interconectadas, sustentado en principios de proporcionalidad, eficiencia, digitalización e interoperabilidad, así como en una responsabilidad institucional activa del Estado en la gestión de la información, constituye una condición necesaria para garantizar que la electrificación rural sea efectiva, sostenible y coherente con las realidades territoriales del país.

2.12.2. Tabla de normas susceptibles de modificación para ZNI

Norma	Contenido actual	Posible modificación específica para ZNI
Decreto 1076 de 2015 (ambiental)	Exige EIA completo; inventarios y campañas extensas.	Crear EIA Simplificado ZNI usando información oficial e inspecciones puntuales.
Ley 962 de 2005 (Antitrámites)	Prohíbe exigir documentos ya existentes, pero no se aplica en licencias.	Reglamentar su aplicación estricta en trámites ambientales e hídricos.
Ley 1437/2011 (CPACA)	Establece deber de obtener información entre entidades.	Obligar a ANLA/CAR a consultar bases oficiales antes de pedir estudios.
Decreto 1077 de 2015	Define exención urbanística, pero se aplica de forma inconsistente.	Emitir directiva que clarifique exención automática para PCH en ZNI.
CREG 091 de 2007	Tarifas complejas y alta exigencia técnica.	Establecer modelos tarifarios estándar para microredes comunitarias.
RETIE 90708 de 2013	Certificación costosa y limitada en zonas remotas.	Crear certificación simplificada y habilitar auditorías técnicas remotas.
RETILAP	Requisitos completos para alumbrado público.	Crear guía simplificada para alumbrado básico en microredes rurales.
Decreto 1276 de 2023	Establece lineamientos generales de acceso rural.	Incorporar categorías simplificadas y asistencia técnica obligatoria del IPSE.
Decreto 1076 de 2015 (ambiental)	Exige EIA completo; inventarios y campañas extensas.	Crear EIA Simplificado ZNI usando información oficial e inspecciones puntuales.
Ley 962 de 2005 (Antitrámites)	Prohíbe exigir documentos ya existentes, pero no se aplica en licencias.	Reglamentar su aplicación estricta en trámites ambientales e hídricos.
Ley 1437/2011 (CPACA)	Establece deber de obtener información entre entidades.	Obligar a ANLA/CAR a consultar bases oficiales antes de pedir estudios.
Decreto 1077 de 2015	Define exención urbanística, pero se aplica de forma inconsistente.	Emitir directiva que clarifique exención automática para PCH en ZNI.

TABLA 8: TABLA DE NORMAS SUSCEPTIBLES DE MODIFICACIÓN PARA ZNI

2.13. Conclusiones Análisis normativo Zonas No interconectadas en Colombia

El marco normativo colombiano es amplio y jurídicamente robusto, pero operacionalmente ineficiente para ZNI: Colombia cuenta con un conjunto extenso de normas constitucionales, legales, reglamentarias y regulatorias que habilitan la prestación del servicio de energía en Zonas No Interconectadas. No obstante, este marco, aunque sólido desde el punto de vista jurídico, resulta altamente complejo, disperso y difícil de aplicar para actores locales, comunidades rurales y entidades territoriales con capacidades limitadas.

El reconocimiento formal de las ZNI no se traduce en un régimen procedimental diferencial efectivo: A pesar de que leyes como la Ley 855 de 2003, la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2021 y normas sectoriales posteriores reconocen la especificidad de las ZNI, estas disposiciones no modifican los trámites críticos que determinan la viabilidad real de los proyectos. En la práctica, los procedimientos ambientales, hídricos, técnicos y jurídicos aplicables a ZNI son equivalentes a los del Sistema Interconectado Nacional, sin ajustes proporcionales a la escala ni al impacto de los proyectos.

Los trámites ambientales y hídricos constituyen la principal barrera normativa: La exigencia de estudios complejos como EIA completos, inventarios de biodiversidad, estudios hidrobiológicos y de caudal ecológico para proyectos de pequeña escala en ZNI genera costos y cargas técnicas desproporcionadas. Esta situación se agrava por la duplicación de información que ya existe en entidades públicas, sin mecanismos normativos claros que permitan su uso obligatorio como información secundaria oficial.

La carga del procedimiento recae de manera desproporcionada en el solicitante: El diseño actual del sistema obliga al proponente a actuar como articulador entre entidades, reproduciendo estudios, consolidando información dispersa y gestionando inconsistencias institucionales. Esto afecta especialmente a comunidades rurales y pequeños desarrolladores, que carecen de recursos técnicos, financieros y jurídicos para sostener procesos prolongados y altamente especializados.

Existe una falta estructural de proporcionalidad técnica y procedimental: Microproyectos comunitarios, PCH de baja potencia y micro redes en ZNI enfrentan requisitos equivalentes a los de grandes proyectos, a pesar de que su área de influencia, impacto ambiental y complejidad técnica son significativamente menores. Esta ausencia de diferenciación constituye una barrera estructural para la electrificación rural descentralizada.

Es jurídicamente viable introducir modificaciones normativas específicas para ZNI
El análisis demuestra que el ordenamiento jurídico colombiano permite, sin necesidad de reformas constitucionales, adoptar instrumentos como EIA simplificados, planes de manejo tipo, certificados únicos interinstitucionales, estándares regionales de caudal ecológico y uso obligatorio de información pública existente. La limitación no es legal, sino de diseño regulatorio y voluntad institucional.

3. Evaluación de Mecanismos de Financiamiento, Subsidios e Incentivos para Electrificación Rural mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Zonas No Interconectadas

3.1. Introducción

La expansión de soluciones energéticas sostenibles en las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia enfrenta desafíos estructurales vinculados a su geografía remota, bajos niveles de infraestructura y limitaciones socioeconómicas de los usuarios finales. En este contexto, el desarrollo y la implementación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) —particularmente necesarias para abastecer comunidades dispersas y sistemas aislados— requiere esquemas de financiamiento innovadores, flexibles y adaptados a las realidades territoriales.

Este capítulo presenta una evaluación integral del conjunto de mecanismos financieros disponibles para la electrificación rural a través de PCH en las ZNI. El análisis cubre la arquitectura institucional del financiamiento público, incluyendo los fondos administrados por Fonenergía —FAER, FAZNI, PRONE y FECFGN— así como el papel estratégico del IPSE en la planificación, diseño, estructuración financiera y supervisión de proyectos energéticos en territorios apartados.

El estudio también identifica y examina instrumentos complementarios provenientes tanto del sector público como del privado: subsidios nacionales y territoriales, cofinanciación con prestadores de servicios públicos, herramientas de bancos de desarrollo (Bancóldex, Finagro), acceso a fondos multilaterales (GCF, GEF, CAF, BID, Banco Mundial), mecanismos basados en carbono, fondos ESG, modelos de propiedad comunitaria, y acuerdos de compra de energía (PPAs) corporativos.

De manera transversal, se analizan las brechas existentes entre los instrumentos de financiamiento y las tipologías de proyectos, los obstáculos de acceso a subsidios o créditos, los cuellos de botella institucionales en la formulación y ejecución contractual, y las oportunidades para vincular mayor inversión privada mediante esquemas de Asociaciones Público-Privadas (APP).

Finalmente, se propone una matriz que articula los tipos de financiamiento con las distintas etapas del ciclo de desarrollo de una PCH —desde la prefactibilidad hasta la operación— y se formulan recomendaciones para mejorar la disponibilidad, coordinación y focalización de recursos. Estas conclusiones contribuirán a fortalecer la hoja de ruta para el escalamiento de soluciones energéticas descentralizadas en las ZNI y para optimizar su sostenibilidad técnica, financiera e institucional.

3.2. Marco Normativo General para la Creación de Entidades, Fondos y Mecanismos de Planificación y Financiamiento Energético

El marco jurídico colombiano ofrece una arquitectura institucional que permite al Estado crear y estructurar mecanismos de planificación y financiamiento energético, al tiempo que habilita la participación complementaria del sector privado en la prestación del servicio. Desde la perspectiva normativa, Colombia cuenta con un conjunto robusto de leyes y decretos que reconocen las particularidades geográficas, sociales y económicas de las Zonas No Interconectadas (ZNI), y que buscan flexibilizar los modelos de prestación para facilitar la implementación de proyectos descentralizados, incluyendo pequeñas centrales hidroeléctricas y soluciones híbridas.

A continuación, se presenta una tabla consolidada de las principales normas del nivel nacional que fundamentan esta estructura institucional y regulatoria. Incluye: (i) normas marco aplicables a todo el territorio nacional; (ii) disposiciones específicas para ZNI; (iii) normas que crean o regulan fondos como FAZNI, Fonenergía e IPSE; y (iv) instrumentos que habilitan financiamiento público, territorial y complementario para proyectos de electrificación rural.

Tipo de norma	# y año	Entidad que la emite	Tema general (aplicable a todo el país)	Particularidad o aplicabilidad en ZNI	Estado de vigencia
Ley	143 de 1994	Congreso de la República	Régimen general del servicio público de energía eléctrica y organización del sector.	Reconoce particularidades de prestación en zonas aisladas; permite modelos diferenciales y costos superiores.	Vigente. Base estructural del sector eléctrico.
Ley	142 de 1994	Congreso de la República	Régimen general de servicios públicos domiciliarios.	Permite esquemas diferenciales para zonas rurales y apartadas; facilita operadores locales.	Vigente. No derogada; principal marco de SPD.
Ley	633 de 2000	Congreso de la República	Creación de mecanismos de financiamiento para infraestructura energética.	Creación de FAZNI como fondo exclusivo para ZNI.	Vigente parcialmente. Reconfigurada bajo Ley 2099/2021.
Ley	697 de 2001	Congreso de la República	Promueve eficiencia energética y fuentes no convencionales.	Facilita tecnologías renovables y microgeneración para ZNI.	Vigente. Ajustes menores.
Ley	1508 de 2012	Congreso de la República	Régimen jurídico de Asociaciones Público-Privadas (APP).	Permite financiar proyectos energéticos con capital privado; útil para PCH < 10 MW y microrredes en ZNI.	Vigente. Complementada por decretos reglamentarios.
Ley	1715 de 2014	Congreso de la República	Promoción de energías renovables (FNCER) y eficiencia.	Impulsa modelos PCH, solar y sistemas híbridos para ZNI; habilita beneficios fiscales.	Vigente. Modificada por Ley 2099/2021.
Ley	2056 de 2020	Congreso de la República	Regula el Sistema General de Regalías.	Permite financiar electrificación rural con regalías territoriales, incluyendo zonas aisladas.	Vigente. No derogada.
Ley	2099 de 2021	Congreso de la República	Moderniza el sector energético y reorganiza fondos.	Creación de Fonenergía, integrando FAER, FAZNI, PRONE y FECFGN, con foco rural y ZNI.	Vigente. Norma central de transición energética.
Decreto reglamentario	1124 de 2008	Ministerio de Minas y Energía	Reglamenta operación del FAZNI.	Define criterios, elegibilidad y operación del fondo para ZNI.	Vigente. Aunque reconfigurado por Fonenergía.
Decreto	255 de 2004	Gobierno Nacional	Reestructura el sector energético.	Reafirma funciones del IPSE como entidad para ZNI.	Vigente. Integrado en normativa sectorial.
Decreto reglamentario (APP)	1467 de 2012	Gobierno Nacional	Reglamenta parcialmente la Ley 1508 (APP).	Define requisitos para iniciativas privadas que financien infraestructura energética, viable para ZNI.	Vigente. Incorporado al DUR 1082/2015.
Decreto Único Reglamentario	1082 de 2015	Gobierno Nacional (MinHacienda/DNP)	Compila la reglamentación de contratación estatal y APP.	Procedimientos para estructurar proyectos con inversión privada, relevantes para microrredes y PCH en ZNI.	Vigente. Actualizado periódicamente.

Decreto-Ley	1523 de 2012	Gobierno Nacional	Sistema Nacional de Gestión del Riesgo.	Aplicable a infraestructura energética vulnerable en ZNI; obligatorio incorporar gestión del riesgo.	Vigente parcialmente. Modificado; base sigue activa.
Ley de Obra Pública (Contratación)	80 de 1993	Congreso de la República	Estatuto General de Contratación Pública.	Aplica a proyectos energéticos ejecutados por entidades estatales en ZNI (obras civiles, redes, plantas).	Vigente. Marco general de contratación estatal.
Ley de Contratación Estatal	1150 de 2007	Congreso de la República	Modifica Ley 80 para eficiencia contractual.	Permite modalidades más ágiles para infraestructura en zonas rurales; aplicable a proyectos energéticos y obras menores.	Vigente. Reglamentada en el DUR 1082/2015.

TABLA 9: MARCO NORMATIVO PARA LA PLANIFICACIÓN Y FINANCIAMIENTO ENERGÉTICO EN COLOMBIA

Para comprender cómo estos mecanismos se materializan en proyectos reales, especialmente en iniciativas de pequeña escala o con participación comunitaria, es necesario considerar también la regulación técnica emitida por la CREG. Esta segunda tabla complementa la anterior al detallar las reglas operativas para pequeños generadores, autogeneradores y comunidades energéticas, aspectos que inciden directamente en la posibilidad de acceder a recursos, ejecutar inversiones y sostener financieramente proyectos descentralizados. En conjunto, ambos niveles normativos permiten visualizar no solo la arquitectura institucional del financiamiento, sino también las condiciones prácticas que inciden en la viabilidad económica de los proyectos en ZNI.

Tipo de norma	# y año	Entidad que la emite	Tema general (aplicable a todo el país)	Particularidad o aplicabilidad en ZNI	Estado de vigencia
Resolución regulatoria	CREG 101 072 de 2025	Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG	Establece el marco para comunidades energéticas, autogeneración y generación distribuida comunitaria hasta aproximadamente 5 MW.	Permite proyectos colectivos en zonas sin red convencional, habilitando microrredes locales y participación comunitaria. Aplicable en ZNI con adecuaciones operativas.	Vigente. Regla central actual para comunidades energéticas.
Circular técnica	CREG 0157 de 2025	Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG	Proporciona instrucciones operativas para comercializadoras, operadores de red y comunidades energéticas en procesos de registro y conexión.	Facilita aplicación de la Resolución 101 072 en ZNI, especialmente para operadores locales, aclarando procedimientos en entornos aislados o sin red establecida.	Vigente. Circular interpretativa complementaria.
Resolución regulatoria	CREG 174 de 2021	Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG	Regula la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida, incluyendo medición bidireccional y liquidación de excedentes.	Aplica a proyectos de PCH, solar o híbridos pequeños en ZNI, facilitando autogeneración local y conexión en sistemas aislados, con reglas adaptables por operadores zonales.	Vigente. Base normativa para autogeneración individual y distribuida.

Mientras la normativa nacional define la existencia de fondos (como FAZNI y Fonenergía), los criterios de elegibilidad, las competencias del IPSE y la coordinación institucional para inversiones públicas, la regulación secundaria emitida por la CREG establece las condiciones operativas para que proyectos pequeños, colectivos o descentralizados, incluidas comunidades

energéticas, autogeneración distribuida y microrredes, puedan acceder efectivamente a esos recursos o estructurar esquemas complementarios de financiamiento. La interacción entre ambos niveles normativos pone en evidencia brechas, restricciones y oportunidades que inciden directamente en la viabilidad financiera de soluciones energéticas en ZNI.

Rol estratégico de los CONPES en la financiación del sector energético y las ZNI

Aunque los documentos CONPES no asignan recursos directamente ni tienen fuerza ejecutiva por sí mismos, cumplen una función determinante en la planificación y priorización presupuestal del Estado colombiano. Cada CONPES establece los lineamientos de política que orientan la programación de inversión, permiten la articulación interinstitucional y legitiman la inclusión de programas y proyectos energéticos en los instrumentos presupuestales formales, como el Presupuesto General de la Nación (PGN), el Sistema General de Regalías o los fondos sectoriales como FAER, FAZNI o Fonenergía.

En el caso de las Zonas No Interconectadas (ZNI), los CONPES 3108 de 2001 y 3917 de 2018 constituyen los pilares principales de política para electrificación rural y soluciones energéticas descentralizadas. Estos documentos reconocen las limitaciones de infraestructura, promueven el uso de fuentes renovables y orientan las inversiones hacia modelos de prestación adaptados a territorios remotos. Su existencia es fundamental para garantizar que los mecanismos de financiación pública —y la cooperación internacional— puedan respaldar proyectos en ZNI, ya que proporcionan el marco político que soporta la asignación de recursos y la formulación de programas sectoriales.

A continuación, se presenta la tabla con los principales documentos CONPES que han orientado la política pública para las Zonas No Interconectadas (ZNI) y la electrificación rural en Colombia

Tipo de norma	# y año	Entidad que la emite	Tema general (aplicable a todo el país)	Particularidad o aplicabilidad en ZNI	Estado de vigencia
Documento CONPES	3108 de 2001	DNP – Consejo Nacional de Política Económica y Social	Define el Programa de Energización para Zonas No Interconectadas. Incluye diagnóstico nacional y líneas estratégicas para ampliar cobertura.	Es el primer documento de política integral dirigido específicamente a ZNI, orienta estrategias de inversión, modelos operativos y criterios para priorización territorial. Fundamenta la creación y articulación de instrumentos posteriores.	Vigente como política. No ha sido derogado; se considera base histórica del enfoque institucional hacia ZNI.
Documento CONAPES	3453 de 2006	DNP	Lineamientos para el fortalecimiento de infraestructura y servicios públicos en zonas rurales y apartadas.	Incorpora necesidades energéticas rurales como parte de la infraestructura social básica. Reconoce brechas de acceso en ZNI y articula acciones intersectoriales.	Vigente como referencia de política. Aunque no operativo, sustenta diagnósticos sectoriales.
Documento CONPES	3587 de 2009	DNP	Estrategia para mejorar infraestructura en áreas rurales y poblaciones dispersas.	Apoya la inclusión de proyectos energéticos descentralizados como parte del desarrollo rural. Referencia importante para justificar inversión nacional con enfoque territorial.	Vigente. Usado como insumo en diagnósticos y formulación de programas.
Documento CONPES	3917 de 2018	DNP	Política de acceso y cobertura energética a nivel nacional. Establece lineamientos estratégicos y metas para mejorar acceso al servicio.	Incluye componentes clave para ZNI, como la territorialización de soluciones descentralizadas, el uso de FNCER en zonas alejadas y la articulación con IPSE y MME. Es el documento más reciente que orienta la política pública en ZNI.	Vigente como política sectorial. Marco de referencia para asignación presupuestal e inversiones multianuales.

La revisión del marco jurídico colombiano demuestra que el país cuenta con una arquitectura normativa amplia, coherente y técnicamente capaz de soportar una variedad de modelos de financiación para **TABLA 10: DOCUMENTOS CONPES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL Y ZNI** proyectos energéticos, incluyendo aquellos que se desarrollan en Zonas No Interconectadas (ZNI), es decir, está diseñado para permitir prácticamente cualquier esquema de financiación para proyectos energéticos, desde obra pública tradicional hasta inversión privada pura, pasando por asociaciones público-privadas y modelos híbridos basados en energías renovables y estructuras comunitarias.

El desafío que persiste no está en la disponibilidad de instrumentos, sino en su implementación, accesibilidad, coordinación interinstitucional, y en la capacidad operativa para articular el financiamiento de proyectos en territorios complejos como las ZNI.

3.3. Actores por tipo de financiación y condiciones de acceso

El nivel financiero está conformado por las instituciones públicas, privadas, mixtas y multilaterales que determinan si un proyecto puede recibir recursos, crédito, cofinanciación o garantías. A diferencia de los actores normativos (que establecen reglas) o técnicos (que certifican la construcción y operación), los actores financieros están vinculados a la evaluación de bancabilidad, riesgo, sostenibilidad económica y elegibilidad del proyecto.

Es en este nivel donde se evalúan fuentes de repago, garantías, riesgos regulatorios, flujos de caja esperados y condiciones previas de viabilidad técnica (licencias, puntos de conexión, permisos ambientales, certificaciones). Debido a ello, la financiación no ocurre en ninguna modalidad si el proyecto no ha cumplido TODAS las condiciones técnicas y regulatorias previas, lo cual puede tomar entre 5 y 10 años en Colombia.

A continuación, se presenta una síntesis de estos actores financieros, sus funciones, tiempos estimados (Legales vs reales) y los bloqueos más frecuentes.

Actor financiero	Función principal	Etapa en la que interviene	Tiempo estimado (Legal vs real*)	Condición que bloquea el proceso
Fonenergía / MME	Asignación de recursos públicos sectoriales	Formulación – Evaluación	Legal: 6–12 meses / Real: 12–36 meses*	Falta de elegibilidad técnica y presupuestal
FAZNI	Financiación ZNI para infraestructura	Prefactibilidad – Diseño	Legal: 6 meses / Real: 12–24 meses*	Falta de disponibilidad presupuestal
Findeter	Crédito público/blando a entidades territoriales o empresas	Viabilidad – Financiera	Legal: 6–12 meses / Real: 12–36 meses*	Ausencia de cofinanciación bancaria
Bancóldex / Finagro	Crédito empresarial especializado	Viabilidad – Financiera	Legal: 3–6 meses / Real: 12–24 meses*	Falta de garantías o flujo asegurado
Bancos privados (Davivienda, Itaú, BBVA)	Crédito estructurado / project finance	Estructuración	Legal: 2–4 meses / Real: hasta 12 meses*	Falta de punto de conexión y licencias previas
Fondos privados / Venture Capital	Inversión en activos o equity	Inicial – Estructuración	Legal: 2–3 meses / Real: 6–12 meses	Falta de claridad regulatoria
Multilaterales (BM, BID, CAF)	Préstamos y programas de electrificación	Perfilación – Diseño – Ejecución	Legal: 12–18 meses / Real: 24–48 meses*	Falta de aprobación territorial y sectorial previa
Gobernaciones / Alcaldías (SGR)	Cofinanciación territorial	Formulación y MGA	Legal: 6–12 meses / Real: 18–48 meses*	Proyecto no maduro o no elegible
Empresas comunitarias / cooperativas	Cofinanciación local / participación comunitaria	Formulación – Implementación	Legal: 3–6 meses / Real: 6–12 meses	Falta de capacidad técnica

TABLA 11: ACTORES FINANCIEROS PARA PROYECTOS ENERGÉTICOS EN ZNI

La siguiente tabla identifica los principales tipos de financiación aplicables a proyectos energéticos en Zonas No Interconectadas (ZNI), los actores relevantes en cada modalidad, el nivel técnico de exigencia para acceder a los recursos y los tiempos típicos de respuesta o aprobación. Esta matriz permite entender la complejidad operativa y las diferencias prácticas entre mecanismos financieros, lo cual será clave para identificar brechas y formular recomendaciones.

Tipo de financiación	Actor interviniente principal	Nivel técnico de exigencia	Tiempo estimado legal / normativo	Tiempo REAL observado en la práctica*
Pública nacional (MME, IPSE, Fonenergía)	MME, IPSE, Fonenergía	Alto	6-12 meses	12-36 meses*, dependiendo de trámites previos y disponibilidad presupuestal.
Pública territorial (SGR – Regalías)	Gobernaciones, alcaldías, OCAD	Alto-Medio	6-12 meses	18-48 meses*, sujeto a estudios previos en MGA y procesos políticos.
Obra pública tradicional (Ley 80/1150)	Entidades estatales	Medio	3-6 meses para proceso de licitación	6-18 meses*, siempre que estudios y diseños estén completos antes de licitar.
Privada comercial (banca, fondos)	Bancos privados, fondos de inversión	Alto	2-4 meses	Hasta 12 meses*, pero solo si TODOS los trámites previos están resueltos; esos trámites pueden tardar 8-10 años.
Privada con incentivos (Ley 1715)	Empresas privadas	Medio-Alto	3-6 meses	6-18 meses*, sujeto a certificaciones, conexión y validación técnica previa.
APP – Asociación Público-Privada	Estado + privados	Muy alto	12-18 meses	18-48 meses*, siempre que factibilidad, riesgos y aprobaciones previas estén finalizadas.
APP iniciativa privada	Desarrolladores privados	Alto	8-12 meses	12-36 meses*, dependiendo del interés estatal y madurez del proyecto.
Comunitaria / cooperativa (comunidades energéticas)	Comunidad organizada	Medio-Bajo	3-6 meses	6-12 meses*, con acompañamiento técnico suficiente y permisos previos.
Crowdfunding / microfinanciación energética	Plataformas colectivas	Bajo-Medio	1-2 meses	1-4 meses (no depende de trámites regulatorios complejos).
Multilateral / banca de desarrollo	BM, BID, CAF	Muy alto	12-18 meses	24-48 meses*, condicionado a salvaguardas ambientales, sociales y trámites nacionales previos.
Banca pública nacional	Findeter, Bancóldex, Finagro	Medio-Alto	6-12 meses	12-36 meses*, o más si dependen de UPME, operadores de red o MME para conceptos previos.
Fondos climáticos / ESG / carbono	GCF, GEF, fondos verdes	Alto	6-12 meses	18-36 meses*, condicionado a certificaciones, MRV y aprobaciones nacionales previas.

TABLA 12: TIPOS DE FINANCIACIÓN PARA PROYECTOS ENERGÉTICOS EN ZNI

* En casi todos los mecanismos de financiación públicos, privados, multilaterales y mixtos, los tiempos reales dependen de que el proyecto haya completado previamente todos los requisitos técnicos, ambientales y regulatorios. En el caso de proyectos energéticos en Colombia, estos trámites previos pueden tardar entre 5 y 10 años, especialmente en lo relacionado con puntos de conexión, licencias, conceptos de operadores de red y aprobaciones sectoriales. Ninguna entidad financiera aprueba desembolsos sin que estas condiciones previas estén completamente resueltas.

El análisis del marco financiero muestra que los actores involucrados en la financiación de proyectos energéticos en Zonas No Interconectadas (ZNI) conforman un ecosistema complejo, interdependiente y altamente sensible a factores institucionales. Cada entidad participa con diferentes roles según el tipo de financiación pública, privada, mixta, comunitaria o multilateral— y su intervención depende de la madurez técnica del proyecto, la existencia de trámites previos y el tipo de tecnología empleada.

A diferencia del análisis regulatorio, basado en normas estables y estructuradas, el análisis institucional-financiero evidencia que la participación efectiva de cada actor depende de condiciones prácticas: disponibilidad presupuestal, cumplimiento de requisitos previos, riesgo percibido, condiciones territoriales y capacidad técnica del solicitante.

Los proyectos comunitarios o de pequeña escala como microhidroeléctricas, sistemas solares híbridos o microrredes aisladas, suelen enfrentar barreras más marcadas. Para estos, los actores que intervienen con mayor frecuencia son los fondos públicos especializados (FAZNI, Fonenergía), la banca pública (Findeter), las alcaldías y gobernaciones (a través del Sistema General de Regalías) y las comunidades organizadas. En contraste, actores privados comerciales y multilaterales participan solo cuando existen certezas técnicas y regulatorias que reduzcan el riesgo financiero, lo cual no es habitual en ZNI.

Asimismo, la capacidad institucional de los actores financieros, tanto públicos como privados, varía significativamente, lo que genera diferencias notables en los requisitos exigidos, tiempos de respuesta y criterios para evaluar la bancabilidad de proyectos. Para desarrolladores pequeños o comunitarios, esta variabilidad puede traducirse en incertidumbre financiera, mayor costo de transacción, dificultad para cumplir con condiciones previas y, en algunos casos, en la imposibilidad de acceder a crédito o cofinanciación.

La falta de procedimientos estandarizados y de mecanismos de prelación o “primera evaluación” entre entidades financieras contribuye a la aparición de referencias circulares, donde una entidad exige una validación previa de otra, generando bloqueos institucionales que pueden retrasar los proyectos por años. Un ejemplo recurrente es la relación Findeter–banca privada, donde cada entidad condiciona su participación a la aprobación previa de la otra, sin que exista un protocolo legal que determine quién debe pronunciarse primero. La referencia a la interdependencia entre Findeter y la banca privada se basa en la práctica común en operaciones de financiación de proyectos de infraestructura: Findeter actúa como banco de segundo piso, respaldando créditos que luego son otorgados por bancos privados. Aunque en la práctica suele darse un encadenamiento donde cada entidad condiciona su participación a la aprobación de la otra, no existe un procedimiento legal explícito que establezca quién debe pronunciarse primero.

Fortalecer la articulación entre fondos públicos, banca privada, banca pública y multilaterales, así como crear procedimientos claros que eviten circularidades y redundancias facilitaría el acceso a financiación, reduciría el riesgo para los desarrolladores y mejoraría la eficiencia de los recursos destinados a electrificación rural y transición energética en territorios no interconectados.

En conclusión, la aplicación práctica de las “bondades” normativas del sistema financiero para este tipo de proyectos, está limitada por:

3.3.1. Circularidad entre requerimientos financieros

El análisis evidencia la existencia de una circularidad estructural en los requerimientos financieros exigidos por los distintos actores del sistema, en la cual cada entidad condiciona su decisión a la validación previa de otra. En la práctica:

- La banca pública nacional exige cartas de intención o compromisos previos de la banca privada
- La banca privada condiciona su participación a la aprobación o estructuración previa por parte de Findeter
- Los organismos multilaterales requieren la aprobación o respaldo formal del Gobierno nacional
- El Gobierno exige que los proyectos presenten madurez financiera y cierre preliminar antes de comprometer recursos públicos

Esta lógica genera un bloqueo sistémico, en el cual ningún actor asume la evaluación inicial ni el riesgo temprano del proyecto, impidiendo que las iniciativas avancen hacia una fase real de estructuración financiera.

3.3.2. Alta dependencia de trámites previos

Ningún financiador, ni público, ni privado, ni multilateral, autoriza desembolsos sin que el proyecto haya superado previamente una serie de requisitos técnicos, jurídicos y territoriales, entre los que se incluyen:

- La definición del punto de conexión o validación de operación aislada
- La obtención de licencias y permisos ambientales completos
- La aprobación de estudios técnicos por entidades competentes
- La disponibilidad de permisos territoriales y urbanísticos
- La formalización de acuerdos con comunidades locales o étnicas

Dado que estos trámites son prolongados, secuenciales y dependen de múltiples entidades, su duración y falta de coordinación terminan retrasando toda la cadena financiera. En consecuencia, la financiación no opera como un habilitador del proyecto, sino como una etapa final condicionada a la superación de barreras regulatorias previas.

3.3.3. Falta de estándares obligatorios de prelación

El sistema carece de protocolos claros y vinculantes de prelación financiera, que definan de manera expresa:

- Qué entidad debe evaluar primero el proyecto

- En qué etapa debe pronunciarse cada actor financiero o institucional
- Cuáles requisitos tienen carácter habilitante y cuáles son condicionantes o posteriores

Esta ausencia de reglas genera espacios de inacción institucional, en los que cada entidad difiere su decisión a la actuación previa de otra, profundizando la incertidumbre, alargando los tiempos de estructuración y desincentivando la participación de financiadores, especialmente en proyectos de pequeña escala.

3.3.4. Capacidad institucional limitada

Las debilidades institucionales son particularmente evidentes en:

- Municipios con bajos ingresos y limitada capacidad administrativa
- Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) y secretarías técnicas locales con escasez de personal especializado
- Operadores y actores técnicos con cobertura limitada en las Zonas No Interconectadas

Estas limitaciones afectan la calidad, oportunidad y predictibilidad de los procesos de validación técnica y administrativa, incrementando la percepción de riesgo para los financiadores y reduciendo la probabilidad de cierre financiero de los proyectos.

3.3.5. Riesgo percibido alto

Desde la perspectiva de la banca y de los inversionistas, los proyectos energéticos en ZNI suelen percibirse como iniciativas:

- Altamente inciertas
- Con demanda limitada o dispersa
- Con costos de inversión y operación elevados
- Sin garantías reales suficientes o fácilmente ejecutables

En respuesta, los financiadores exigen niveles elevados de documentación, certeza regulatoria plena y contragarantías robustas. En este contexto, los retrasos administrativos, la circularidad de requisitos y la fuerte dependencia de trámites previos configuran un sistema en el que la financiación no resulta realmente accesible para proyectos pequeños, comunitarios o innovadores en las Zonas No Interconectadas.

3.3.6. Procedimiento – Norma aplicable – Contenido – Actor

El presente apartado consolida, en una matriz única, todos los pasos que debe cumplir un proyecto energético para acceder a recursos de financiación pública, privada, mixta o multilateral. Para cada fase del proceso se identifican:

- La norma que la regula
- El contenido financiero exigido
- La entidad responsable de su evaluación o aprobación
- El nivel de accesibilidad para pequeños actores (comunidades, campesinos, juntas de acción comunal)
- Los tiempos reales de respuesta observados en la práctica
- Si el paso constituye una ruta crítica para avanzar hacia el financiamiento

Adicionalmente, la matriz incorpora un análisis específico de circularidad financiera y una estimación de la factibilidad real del cumplimiento de cada requisito, en función de la capacidad técnica, administrativa y financiera del solicitante. Este enfoque permite identificar con precisión los cuellos de botella que impiden que los instrumentos financieros disponibles se traduzcan en proyectos efectivamente financiables en las Zonas No Interconectadas.

#	Procedimiento financiero	Norma aplicable	Contenido normativo / financiero exigido	Actor responsable	Accesibilidad para pequeños actores	Tiempos reales de respuesta	Ruta Crítica
1	Estructuración financiera inicial	Ley 1715/2014 – Ley 2099/2021	Evaluación económica, flujo de ingresos, CAPEX/OPEX, incentivos tributarios	Consultores / Promotor	Muy baja – exige modelos financieros avanzados	3–12 meses	● Crítico
2	Obtención de requisitos técnicos previos (sin los cuales no hay financiación)	Ley 142/1994 – Decretos sectoriales	Punto de conexión, permisos, estudios técnicos y ambientales previos	Operador, CAR, ANLA, UPME	Muy baja – trámites complejos y costosos	5–10 años	● Crítico
3	Elegibilidad para recursos de Fonenergía / FAZNI	Ley 2099/2021 – Decreto 1580/2022	Revisión de tipología, prioridad ZNI, criterios socioeconómicos	MME – Fonenergía	Baja – requiere capacidad técnica y territorial	12–36 meses*	● Crítico
4	Solicitud de cofinanciación territorial (SGR)	Ley 2056/2020	Formulación en MGA, viabilidad territorial, aprobación OCAD	Gobernación / Alcaldía / DNP	Muy baja – alta complejidad de MGA	18–48 meses	● Crítico
5	Solicitud a banca pública (Findeter, Bancóldex)	Manuales de crédito – Ley 1753/2015	Proyecto completo, garantías, capacidad de repago	Findeter / Bancóldex	Baja – exige madurez técnica y financiera	12–36 meses*	● Crítico / circular
6	Solicitud de financiamiento privado (banca comercial)	Normas financieras del SFC	Estructura de garantías, riesgo, flujos asegurados	Bancos privados (Davivienda, Itaú)	Muy baja en ZNI – bancos perciben alto riesgo	Hasta 12 meses* sin trámites previos completos	● Crítico
7	Interacción circular entre banca pública y privada	No regulado – práctica institucional	Cada entidad pide confirmación de la otra (cofinanciación o carta de intención)	Banca pública ↔ Bancos privados	Nula – genera bloqueo total	Indefinido (2–5 años)	● Crítico circular
8	Acceso a financiamiento climático (GEF, GCF, CAF)	Reglamentos internacionales MRV	Certificación de emisiones y metodologías de reporte	Fondos climáticos	Muy baja – certificaciones complejas	18–36 meses	● Alto
9	Elegibilidad para APP o APP simplificada	Ley 1508/2012 – Decretos 1467 y 1082	Asignación de riesgos, modelos financieros, evaluaciones de demanda	Entidad estatal + privado	Muy baja – requiere consultores especializados	18–48 meses	● Crítico
10	Crowdfunding / inversión comunitaria	No regulado directamente	Impacto social, claridad en ejecución, retorno simple	Plataformas colectivas – comunidad	Alta – mecanismo accesible	1–4 meses	● Bajo
11	Cierre financiero	Política interna de cada financiador	Confirmación de fuentes, garantías, contratos, acuerdos con operador	Banca / Estado / Fondos	Muy baja – requiere documentos completos	6–12 meses	● Crítico
12	Desembolso	Reglamentos del financiador	Auditorías previas, verificación de hitos, cumplimiento contractual	Banca / Fondos / Estado	Media – depende del avance físico	3–6 meses	● Moderado

TABLA 13: PROCEDIMIENTO FINANCIERO PARA PROYECTOS ENERGÉTICOS EN ZNI: NORMA APLICABLE, CONTENIDO EXIGIDO, ACTORES RESPONSABLES Y RUTAS CRÍTICAS

El análisis integrado del procedimiento financiero, de la normativa aplicable, de los contenidos exigidos y de los actores responsables demuestra que el sistema de financiación para proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI) opera como un proceso acumulativo y estrictamente secuencial, en el cual cada etapa depende del cumplimiento total de la fase anterior. Esta lógica procedimental incrementa de manera progresiva las barreras de entrada y condiciona el acceso efectivo a los recursos financieros.

A diferencia de las grandes empresas que cuentan con la capacidad de contratar consultores especializados, asesores jurídicos, expertos ambientales y estructuradores financieros, los actores locales y comunitarios pueden quedar excluidos desde las etapas iniciales del proceso. Esta exclusión temprana se explica por la falta de capacidad técnica, la ausencia de recursos económicos previos para financiar estudios y trámites, el limitado conocimiento del marco normativo y la dificultad de acceder a consultorías especializadas, lo que restringe severamente su posibilidad de avanzar hacia una estructuración financiera viable.

3.3.7. Subsidios y mecanismos de apoyo financiero aplicables a ZNI

A continuación, se presenta una matriz integral de subsidios, incentivos y mecanismos de apoyo financiero disponibles para proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Esta matriz consolida, en un único instrumento analítico, la normativa aplicable, la finalidad de cada subsidio, el tipo de costo cubierto ya sea de inversión (CAPEX) u operación (OPEX), los actores responsables de su administración, el nivel real de accesibilidad para pequeños desarrolladores y comunidades locales, los tiempos de respuesta observados en la práctica y las principales limitaciones operativas asociadas a cada mecanismo.

El objetivo de este análisis no es únicamente identificar la existencia formal de los subsidios, sino evaluar su aplicabilidad real en territorio, considerando las capacidades técnicas, económicas y administrativas de los actores locales. Esta perspectiva comparativa permite valorar la eficiencia del diseño institucional vigente y constituye la base para formular propuestas de ajuste orientadas a facilitar un acceso más equitativo y efectivo a la financiación de proyectos energéticos en territorios aislados.

Tipo de subsidio / incentivo	Norma aplicable	Qué financia	CAPEX / OPEX	Actor responsable	Accesibilidad para pequeños actores	Limitaciones prácticas	Tiempo real de acceso	Observaciones clave
Subsidios tarifarios (usuarios finales)	Ley 142/1994 – CREG 091/2007	Reducción del costo del kWh para estratos 1-2 y usuarios ZNI	OPEX (consumo)	Comercializadoras / SSPD / MME	Alta (se aplica automáticamente)	No financia infraestructura; depende de sostenibilidad fiscal	Continuo / inmediato	Único subsidio realmente accesible en ZNI
Subsidios a la operación en ZNI (diésel, mantenimiento)	Ley 855/2003 – CREG 091/2007 – MME	Reconocimiento de costos operativos de plantas aisladas	OPEX	IPSE – Comercializadoras ZNI	Media, si existe operador formal	No se otorga para nuevos proyectos; solo sistemas existentes	6–12 meses	Reduce tarifa pero perpetúa dependencia del diésel
Incentivos fiscales FNCER (deducción renta, IVA, aranceles)	Ley 1715/2014 – Ley 2099/2021	Inversiones privadas en renovables	CAPEX vía deducción fiscal	DIAN – UPME	Muy baja (solo para empresas que declaren renta)	Requiere alta capacidad contable y flujo	6–18 meses	No accesible para comunidades o JAC ⁵
Subsidios a infraestructura a ZNI (FAZNI)	Ley 633/2000 – Decreto 1124/2008	Infraestructura nueva o reposición en ZNI	CAPEX	MME – Fonenergía	Baja (trámites complejos)	Requiere proyecto maduro, permisos previos	12–24 meses	Altamente competitivo; poca asignación anual
Subsidios integrados sectoriales (Fonenergía)	Ley 2099/2021 – Decreto 1580/2022	Integración de FAER, FAZNI, PRONE, FEFCGN	CAPEX	MME – Fonenergía	Baja para pequeños actores	Exige elegibilidad estricta y estudios avanzados	12–36 meses	Ventanilla única, pero procesos lentos
GRATUITOS / Cofinanciación territorial (SGR)	Ley 2056/2020	Proyectos de electrificación rural y renovables	CAPEX	Gobernaciones, Alcaldías, OCAD	Muy baja (trámite MGA complejo)	Ciclos políticos, priorización política, requisitos altos	18–48 meses	Depende de voluntad territorial y consultores especializados
Programas especiales MME – IPSE (convocatorias puntuales)	Resoluciones MME – IPSE	Pilotos, microrredes, sistemas comunitarios	CAPEX / OPEX	IPSE – MME	Variable	No son permanentes, dependen del presupuesto anual	6–18 meses	Aplica a ZNI pero no es continuo
Financiación verde / climática (GCF, GEF, CAF)	Reglamentos MRV / acreditaciones	Proyectos renovables con impacto climático	CAPEX	Fondos internacionales	Muy baja para comunidades	Requiere metodologías MRV, certificación de emisiones	18–36 meses	Solo viable con apoyo técnico externo
Inversión comunitaria / crowdfunding	No regulado directamente	Proyectos pequeños de impacto local	CAPEX	Plataformas / comunidad	Alta	Monto limitado; requiere confianza local	1–4 meses	Único mecanismo ágil para proyectos <100 kW

TABLA 14: EVALUACIÓN COMPARADA DE SUBSIDIOS E INCENTIVOS FINANCIEROS APLICABLES A PROYECTOS ENERGÉTICOS EN ZNI

El análisis de los distintos subsidios e incentivos financieros evidencia que su accesibilidad real para pequeños actores y comunidades rurales es limitada. En la práctica, los únicos mecanismos efectivamente disponibles para usuarios finales y comunidades en las Zonas No Interconectadas

⁵ Aunque la Ley 1715 de 2014 y su reglamentación establecen beneficios fiscales como la exclusión de IVA, exención de aranceles, y deducción de impuesto de renta para inversiones en energías renovables y eficiencia energética, estos incentivos no son accesibles automáticamente para comunidades o pequeños actores sin estructura jurídico-tributaria formal. Para acceder a ellos se requiere: (i) certificación previa por parte de la UPME; (ii) ser contribuyente del impuesto de renta y/o IVA; y (iii) contar con capacidad técnica y contable para cumplir con los requisitos normativos. En consecuencia, una comunidad rural o junta local que no constituyera una persona jurídica formal difícilmente puede aprovechar estos beneficios en la práctica

[ZNI] son los subsidios tarifarios y los subsidios a la operación de sistemas existentes, dado que se aplican de forma automática o a través de comercializadores y operadores ya establecidos.

En contraste, los subsidios orientados a infraestructura como los administrados por FAZNI, Fonenergía o el Sistema General de Regalías [SGR], exigen estudios técnicos avanzados, formulaciones complejas y trámites previos que, en la práctica, pueden tardar varios años en completarse. A ello se suma que muchas entidades territoriales carecen de la capacidad técnica, administrativa y financiera necesaria para cumplir con estos requisitos, lo que limita su posibilidad de acceder a estos recursos.

Por su parte, los incentivos fiscales establecidos en la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021 resultan funcionales únicamente para empresas que pagan impuesto de renta y cuentan con estructuras contables y financieras consolidadas. En consecuencia, estos instrumentos no son aplicables a comunidades, juntas de acción comunal (JAC) ni a pequeños emprendimientos locales.

En síntesis, aunque la normativa contempla una amplia gama de subsidios y beneficios, la mayoría no es accesible en la práctica para actores comunitarios o de pequeña escala. La complejidad del sistema, la falta de coordinación institucional y los prolongados tiempos administrativos impiden que estos instrumentos contribuyan de manera efectiva al desarrollo de proyectos energéticos pequeños en ZNI. Este diagnóstico refuerza la necesidad de simplificar procedimientos, evitar duplicidades y diseñar mecanismos de financiación verdaderamente ajustados a las condiciones de los territorios rurales y dispersos.

3.4. Ranking de los procesos financieros más complejos del ecosistema de financiación

El análisis integral del ecosistema financiero aplicable a proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI) permite clasificar los procedimientos según su nivel de dificultad, impacto en los tiempos de ejecución, carga técnica y riesgo de paralización. Esta clasificación se basa en evidencia operativa derivada de experiencias reales con fondos públicos, banca privada, banca pública, organismos multilaterales y mecanismos de financiación territorial.

A continuación, se presenta un ranking organizado en cuatro rangos de complejidad financiera.

3.4.1. Rango 1 — Procesos Financieros Críticos (pueden frenar o detener el proyecto por completo)

Estos procedimientos concentran el mayor nivel de riesgo financiero e institucional, debido a su alta dependencia de trámites previos, la ausencia de protocolos claros de prelación, la circularidad entre entidades y la exigencia de requisitos técnicos que, en la práctica, resultan inaccesibles para pequeños actores. Constituyen el núcleo de la parálisis financiera en ZNI.

Incluyen:

- Cierre de trámites previos obligatorios (punto de conexión, licencias, permisos). Sin estos requisitos, ningún actor financiero —público, privado o multilateral— evalúa ni aprueba proyectos

- Cofinanciación circular entre banca pública y banca privada, donde se exige carta del banco privado, mientras este condiciona su decisión a la aprobación de la banca pública, generando un bloqueo total
- Elegibilidad y aprobación de Fonenergía y FAZNI, que requieren proyectos maduros, completamente estructurados y con documentación integral, cuyo proceso puede tardar entre 5 y 10 años
- Aprobación territorial vía Sistema General de Regalías (SGR), condicionada a formulaciones MGA avanzadas, cofinanciación territorial y voluntad política.

Impacto:

- Detienen proyectos entre 2 y 10 años
- Requieren altos costos iniciales no recuperables
- Son prácticamente inaccesibles para pequeños actores

Estos procedimientos explican aproximadamente el 80 % de los retrasos financieros y permiten entender por qué la mayoría de los proyectos comunitarios o de pequeña escala nunca alcanzan el cierre financiero.

3.4.2. Rango 2 — Procesos de Alta Complejidad Financiera (generan retrasos prolongados)

No paralizan completamente el proceso, pero sí generan retrasos acumulativos y aumentos significativos de costos, debido a requerimientos documentales extensos y validaciones técnicas especializadas.

Incluyen:

- Estructuración financiera avanzada (modelos financieros, matrices de riesgo, análisis de sensibilidad), que requiere consultores especializados y costosos.
- Aplicación a incentivos fiscales FNCER (Leyes 1715 y 2099), que implica certificaciones técnicas, trámites tributarios y acreditaciones contables complejas.
- Acceso a inversión climática (GCF, GEF, fondos verdes), que exige metodologías de medición, reporte y verificación (MRV) y validación externa del impacto climático.

Impacto:

- Retrasos de 6 a 18 meses.
- Altos costos de consultoría.
- Muy baja accesibilidad para comunidades y actores no empresariales.

3.4.3. Rango 3 — Procesos Financieros Moderados (gestionables, pero con riesgo de demoras)

Son procedimientos relativamente claros desde el punto de vista administrativo, pero altamente dependientes de la capacidad institucional del promotor o del territorio. Pueden avanzar con mayor fluidez cuando existe acompañamiento técnico.

Incluyen:

- Presentación de proyectos a convocatorias MME–IPSE, sujeta a disponibilidad presupuestal anual.
- Requisitos internos de banca pública, como garantías y evaluación de riesgo crediticio.
- Documentación básica exigida por bancos privados, incluyendo flujo de caja, balances y antecedentes crediticios.

Impacto:

- Tiempos reales de 3 a 12 meses.
- Requieren asesoría técnica, pero no son estructuralmente prohibitivos.
- Accesibles para pequeños actores con apoyo institucional.

3.4.4. Rango 4 — Procesos de Baja Complejidad Financiera (en general accesibles y de respuesta rápida)

Estos procedimientos presentan una carga administrativa reducida y pueden gestionarse sin mayores retrasos cuando existe claridad técnica básica y acompañamiento mínimo.

Incluyen:

- Crowdfunding o inversión comunitaria, basada en impacto social y estructura básica del proyecto.
- Programas municipales de apoyo a energías renovables, de bajo monto.
- Subsidios tarifarios y subsidios a la operación en ZNI, aplicados automáticamente por la comercializadora.

Impacto:

- Tiempos de respuesta entre 1 y 4 meses.
- Alta accesibilidad.
- Viables para proyectos pequeños (generalmente <100 kW).

Aunque de alcance limitado, estos mecanismos son los únicos verdaderamente accesibles para comunidades rurales.

El análisis comparado confirma que la mayoría de los bloqueos críticos se concentra en los procesos previos al financiamiento, más que en el financiamiento en sí.

3.5. Evaluación de la posible simplificación de trámites

El presente apartado analiza los contenidos financieros exigidos por la normativa vigente para acceder a recursos públicos, privados o mixtos en proyectos energéticos desarrollados en las Zonas No Interconectadas (ZNI). A partir de este análisis, se identifican posibilidades reales de simplificación, mediante el uso de información oficial existente, la adopción de modelos estandarizados y la reducción de requisitos duplicados, con el fin de mejorar la viabilidad financiera de proyectos pequeños y comunitarios.

3.5.1. Matriz por trámite

Mecanismo financiero	Norma que lo crea o regula	Requisitos financieros de mayor complejidad	¿Puede sustituirse con datos de entidades públicas?	Posibilidad real de simplificación en ZNI
Fonenergía	Ley 2099/2021 – D. 1580/2022	Cofinanciación territorial, estudios completos, viabilidad técnica previa, modelos financieros avanzados	Parcial (UPME/IPSE tienen datos técnicos)	Media: si se permite previabilidad simplificada y uso de datos oficiales
FAZNI	Ley 633/2000 – D. 1124/2008	Documentación jurídica completa, presupuestos consolidados, estudios previos terminados	No totalmente	Baja: depende del cumplimiento de todos los trámites previos
SGR (Regalías)	Ley 2056/2020	Formulación MGA detallada, cofinanciación municipal, acuerdos OCAD	Parcial (DNP tiene bases estándares)	Media: si se implementan MGA prellenadas para ZNI
Findeter	Ley 1485/2011 – Reglamentos internos	Carta de intención de banco comercial, garantías, historial financiero	No	Muy baja: circularidad con banca privada lo bloquea
Banca privada	Régimen financiero general	Balance, flujo de caja, garantías reales, punto de conexión y permisos previos completos	No	Baja, depende de trámites técnicos previos (8–10 años)
Incentivos Ley 1715/2099	Ley 1715/2014 – Ley 2099/2021	Declaración de renta, capacidad tributaria, certificación UPME	Parcial (UPME tiene info técnica)	Muy baja: comunidades no son contribuyentes
Programas IPSE/MME	Resoluciones MME – IPSE	Documentación técnica básica, presupuesto, plan de operación	Sí	Alta: se podrían estandarizar formularios
Fondos climáticos internacionales	Reglamentos MRV	Metodologías de reducción de emisiones, auditorías externas	Parcial	Media-Baja: requiere asistencia internacional
Crowdfunding/inversión comunitaria	No regulado directamente	Plan simple del proyecto, estructura de costos	Sí	Muy alta: único mecanismo accesible para <100 kW

TABLA 15: MECANISMOS FINANCIEROS PARA PROYECTOS ENERGÉTICOS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS: REQUISITOS Y POTENCIAL DE SIMPLIFICACIÓN

El análisis evidencia que la complejidad financiera de los proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI) no proviene únicamente de los requisitos internos de los fondos o de los

financiadores, sino de causas estructurales que afectan de manera transversal todo el ecosistema de financiación.

i) Dependencia absoluta de trámites técnicos previos

Sin la obtención previa de:

- Punto de conexión o validación de operación aislada
- Permisos ambientales e hídricos
- Estudios técnicos y certificaciones (RETIE)
- Verificación predial y jurídica

ningún actor financiero, ni público ni privado está dispuesto a evaluar un proyecto. Esta lógica genera una cadena de dependencias rígida, en la que el financiamiento nunca constituye un punto de partida, sino una etapa final del proceso. En la práctica, los recursos financieros solo se habilitan cuando el proyecto ha superado trámites prolongados y costosos, momento en el cual los pequeños actores suelen encontrarse financieramente agotados o imposibilitados de continuar.

ii) Duplicación de requisitos entre instituciones financieras

Existe una superposición significativa de exigencias documentales entre distintas entidades financieras y fondos públicos, que solicitan información ya producida o validada por otras instituciones. En la práctica:

- Fonenergía exige documentación equivalente a la requerida por FAZNI
- Findeter solicita documentos que ya reposan en el banco privado
- El banco privado condiciona su decisión a una aprobación previa de Findeter
- El SGR requiere estudios que ya han sido evaluados por la CAR o la UPME

Esta duplicación genera costos no recuperables, prolonga los tiempos de estructuración y termina agotando a los pequeños actores, que deben financiar reiteradamente los mismos insumos técnicos sin garantías de aprobación final.

iii) Ausencia de modelos financieros estandarizados para proyectos de pequeña escala

Ninguna de las entidades financieras o fondos analizados ofrece instrumentos básicos que faciliten la estructuración financiera de proyectos pequeños, tales como:

- Modelos financieros tipo,
- Costos de referencia oficiales por tecnología o escala
- Tarifas modelo para operación en ZNI
- Plantillas simplificadas para microredes o microcentrales

Esta ausencia obliga a los promotores a contratar consultorías privadas altamente especializadas, cuyos costos pueden oscilar entre 80 y 300 millones de pesos, montos completamente inviables para proyectos comunitarios, juntas de acción comunal o pequeños desarrolladores locales.

En conjunto, estas tres causas estructurales configuran un sistema de financiación desalineado con la realidad de las ZNI, en el que los instrumentos financieros existen formalmente, pero no son accesibles en la práctica para quienes más los necesitan. Este diagnóstico refuerza la necesidad de avanzar hacia modelos de financiación estandarizados, coordinados y proporcionales a la escala de los proyectos, que permitan reducir costos, tiempos y barreras de entrada para la electrificación rural sostenible.

3.5.2. Desglose del principal trámite crítico financiero: Fonenergía

Fonenergía constituye el mecanismo financiero más relevante para la electrificación rural en Colombia, pero también uno de los más exigentes desde el punto de vista técnico, jurídico y procedimental. Si bien su diseño busca garantizar la correcta destinación de recursos públicos, en la práctica sus requisitos representan una de las principales barreras de acceso para proyectos energéticos de pequeña escala y de carácter comunitario en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

A continuación, se presenta una matriz de análisis de complejidad enfocada específicamente en los requisitos exigidos por Fonenergía, evaluando su carga técnica, dependencia de trámites previos, posibilidad de uso de información pública existente y viabilidad real de cumplimiento para pequeños desarrolladores y comunidades locales.

Requisito financiero	Complejidad	Información pública disponible	Simplificación posible
Proyecto maduro (todos los permisos previos)	Muy alta	No suficiente	Baja – depende de entidades externas
Cofinanciación territorial obligatoria	Alta	Sí – datos presupuestales DNP	Media – si se habilita % fijo
Viabilidad técnica completa	Alta	Parcial – UPME/IPSE	Media – si se aceptan pre-estudios
Modelos financieros avanzados	Alta	No	Media – si se crean modelos tipo
Documentos jurídicos del predio	Alta	Sí – URT, IGAC	Alta – si se crea certificado único
Presupuesto detallado y auditorizable	Media-alta	No	Media – con plantillas estándar

TABLA 16: ANÁLISIS DE COMPLEJIDAD DE LOS REQUISITOS FINANCIEROS DE FONENERGÍA PARA PROYECTOS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

En síntesis, sí es jurídica y técnicamente posible simplificar los procesos financieros aplicables a proyectos energéticos en las Zonas No Interconectadas (ZNI). No obstante, el impacto de dicha simplificación será efectivo únicamente si se acompaña de medidas estructurales que incluyan:

- Interoperabilidad real entre entidades financieras, técnicas y sectoriales
- Eliminación de duplicidades en los requisitos documentales y de evaluación
- Adopción de modelos financieros estandarizados, proporcionales a la escala de los proyectos
- Una etapa formal de reinversión financiada por el Estado, que permita a los pequeños actores superar los costos iniciales de estructuración

En ausencia de estas condiciones, los mecanismos financieros continuarán existiendo de manera formal en la normativa, pero seguirán siendo difícilmente accesibles en la práctica, especialmente para comunidades rurales, juntas de acción comunal y pequeños desarrolladores.

3.6. Recomendaciones generales

El análisis integral del marco financiero, de los procedimientos de acceso a recursos públicos y de la realidad operativa en las Zonas No Interconectadas (ZNI) permite identificar un conjunto de reformas y ajustes prioritarios orientados a mejorar de manera sustantiva la bancabilidad, eficiencia y equidad en la financiación de proyectos de generación y distribución de energía en territorios aislados.

Las recomendaciones que se presentan a continuación tienen como objetivo reducir las barreras de entrada que enfrentan pequeños desarrolladores y comunidades rurales, disminuir los costos de preinversión, evitar la duplicación de evaluaciones financieras, introducir criterios de proporcionalidad acordes con la escala y el impacto de los proyectos, y fortalecer el rol del Estado en la estructuración financiera, la provisión de garantías y la gestión del riesgo asociada a los proyectos energéticos en ZNI.

3.6.1. Ventanilla financiera única para proyectos en ZNI

Se recomienda la creación de una ventanilla financiera única para proyectos en ZNI, coordinada por el Ministerio de Minas y Energía (MME), el IPSE y Fonenergía, que concentre de manera integrada:

- La radicación de proyectos que busquen recursos de FAZNI, Fonenergía, SGR y banca de desarrollo
- La verificación inicial de requisitos mínimos técnicos, jurídicos y financieros
- La asignación del “camino financiero” más adecuado según el tipo y escala del proyecto (FAZNI, Fonenergía, SGR, APP, banca pública, entre otros)
- La gestión articulada de la relación con banca privada y organismos multilaterales

Esta ventanilla única permitiría superar la dispersión actual, en la cual los proponentes deben interactuar con múltiples entidades sin claridad sobre el orden de los trámites ni sobre los requisitos diferenciados aplicables a cada mecanismo de financiación.

3.6.2. Creación de un Fondo de Preinversión y Garantías para ZNI

Una de las principales barreras financieras identificadas para el desarrollo de proyectos energéticos en Zonas No Interconectadas (ZNI) es el elevado costo asociado a la etapa de preinversión, la cual comprende la elaboración de estudios técnicos, ambientales, jurídicos y financieros. En proyectos de pequeña escala, esta fase puede representar entre el 20 % y el 40 % del CAPEX total, lo que desincentiva la participación de comunidades y pequeños

desarrolladores al exigir desembolsos significativos antes de contar con certeza sobre la viabilidad financiera o el acceso a fuentes de financiación.

Con el fin de mitigar esta barrera, se recomienda la creación de un Fondo de Preinversión y Garantías para ZNI, financiado con recursos provenientes de Fonenergía y FAZNI, del Sistema General de Regalías (SGR), y de cooperación internacional y fondos climáticos. Este fondo tendría como objetivos financiar de manera parcial o total los estudios de preinversión de proyectos energéticos en ZNI, otorgar garantías parciales de crédito a iniciativas comunitarias o de pequeña escala, y cubrir parte del riesgo asociado a la no aprobación de los proyectos mediante esquemas de riesgo compartido, reduciendo así la exposición financiera individual de los promotores en etapas tempranas.

De manera complementaria, se recomienda la creación de un Registro Público de Proyectos Energéticos en ZNI, en el cual se consigne para cada iniciativa la fecha de radicación, la entidad o entidades ante las cuales se presenta el proyecto, el estado de la evaluación financiera, la decisión adoptada —favorable o no favorable— con su respectiva fecha, y las fuentes de financiación asignadas. Este registro permitiría medir de forma sistemática las tasas de aprobación, identificar cuellos de botella en los procesos financieros y de evaluación, fortalecer la rendición de cuentas institucional y generar mayor transparencia y predictibilidad para la banca, los fondos públicos y los desarrolladores.

En conjunto, estos instrumentos facilitarían que comunidades y pequeños desarrolladores puedan acceder a procesos de evaluación bancaria y de estructuración financiera sin asumir de manera individual la totalidad del riesgo económico propio de la fase de preinversión, contribuyendo así a ampliar la cartera de proyectos viables en ZNI.

3.6.3. Diseño de productos financieros simplificados para microproyectos en ZNI

Se recomienda que la banca pública (Findeter, Bancóldex) y Fonenergía desarrollen líneas específicas para microproyectos comunitarios (por ejemplo, ≤ 1 MW o ≤ 500 usuarios), que incorporen:

- Requisitos documentales simplificados
- Plantillas financieras prediseñadas
- Garantías parciales respaldadas por el Fondo ZNI
- Plazos de gracia extendidos
- Tasas de interés ajustadas al perfil social y territorial del proyecto

Este enfoque introduce el principio de proporcionalidad financiera, evitando que proyectos de pequeña escala enfrenten las mismas cargas que desarrollos de gran envergadura.

3.6.4. Paquetes integrados de financiación (FAZNI/Fonenergía + SGR + banca pública)

Actualmente, los mecanismos de financiación operan de manera aislada. Se recomienda el diseño de paquetes integrados de financiación para ZNI, en los que:

- FAZNI o Fonenergía financien una parte del CAPEX
- El SGR aporte cofinanciación territorial
- Findeter u otra banca pública estructuren un crédito concesional
- Se utilicen garantías parciales del Fondo ZNI

Estos esquemas integrados reducirían la incertidumbre para la banca privada y los organismos multilaterales, al ofrecer una estructura clara y predefinida de combinación de recursos.

3.6.5. Transparencia y trazabilidad: registro público de proyectos y decisiones financieras

Se recomienda crear un Registro Público de Proyectos Energéticos en ZNI, donde se consigne para cada iniciativa:

- Fecha de radicación
- Entidad(es) ante la(s) cual(es) se presenta
- Estado de evaluación financiera
- Decisión (favorable/no favorable) y fecha
- Fuente(s) de financiación asignada(s)

Esto permitiría:

- Medir tasas de aprobación,
- Identificar cuellos de botella financieros
- Mejorar la rendición de cuentas
- Dar señales de predictibilidad a la banca y a los desarrolladores

3.6.6. Mecanismos de reparto de riesgo entre Estado, banca y comunidades

En el modelo actual, el riesgo financiero recae casi exclusivamente en el proponente. Se recomienda introducir mecanismos explícitos de reparto de riesgo, tales como:

- Garantías estatales parciales para créditos en ZNI
- Esquemas de pago por disponibilidad con respaldo presupuesta

- Contratos tipo APP simplificados para proyectos de pequeña escala
- Seguros de riesgo regulatorio o de cambio normativo cofinanciados por el Estado

Estos instrumentos reducirían el riesgo percibido por la banca y mejorarían la bancabilidad de los proyectos mediante menores tasas de interés y mejores condiciones financieras.

3.6.7. Fortalecimiento de capacidades financieras locales

Se recomienda implementar programas de alfabetización financiera y estructuración de proyectos dirigidos a:

- Alcaldías rurales
- Comunidades organizadas
- Cooperativas y asociaciones locales

Estos programas, coordinados por el IPSE, universidades públicas y la banca de desarrollo, deberían incluir formación en:

- Modelos de negocio para micro redes
- Análisis de flujos de caja y tarifas
- Preparación de propuestas para FAZNI, Fonenergía y SGR
- Herramientas simplificadas de evaluación de viabilidad económica.

El objetivo es reducir la dependencia estructural de consultoras externas.

3.6.8. Modelos financieros estándar y parámetros de referencia para ZNI

Se recomienda desarrollar modelos financieros estándar para distintas tipologías de proyectos (microhidro, solar individual, microrred híbrida, entre otros), que incluyan:

- Estructuras de costos típicas
- Supuestos de demanda
- Tarifas de referencia
- Escenarios de subsidios y cofinanciación
- Formatos de flujo de caja y TIR adaptados al contexto ZNI

Estos modelos, validados por el MME, el IPSE y la banca pública, reducirían costos de estructuración y aumentarían la transparencia en la toma de decisiones financieras.

3.6.9. Promoción de esquemas de financiación comunitaria y crowdfunding regulado

Se recomienda habilitar y promover mecanismos de financiación colectiva para proyectos pequeños en ZNI, tales como crowdfunding, bonos comunitarios y cooperativas de energía, mediante:

- Marcos regulatorios claros que protejan a los aportantes
- Límites de monto y esquemas de supervisión básica
- Incentivos tributarios para inversionistas de impacto
- Acompañamiento técnico en el diseño de los instrumentos.

Estos mecanismos pueden complementar los fondos públicos y movilizar capital local y de la diáspora.

3.6.10. Ajuste de subsidios e incentivos para que sean accesibles a comunidades

Se recomienda revisar el diseño de los incentivos de las Leyes 1715 y 2099, así como de los subsidios existentes, con el fin de:

- Permitir la transferencia o monetización de beneficios fiscales a través de terceros
- Simplificar el acceso a subsidios de infraestructura cuando el proponente sea una comunidad o entidad sin ánimo de lucro
- Evitar que los beneficios queden restringidos a empresas con alta carga tributaria

El objetivo es asegurar que los instrumentos creados para impulsar la transición energética sean efectivamente accesibles para proyectos comunitarios, y no solo para grandes inversionistas.

3.7. Viabilidad jurídica para introducir reformas financieras específicas en ZNI

Con base en el análisis técnico-jurídico realizado, se concluye que es jurídicamente viable establecer un régimen financiero diferencial para las Zonas No Interconectadas (ZNI), que incorpore instrumentos de preinversión, esquemas de garantías públicas, líneas de crédito específicas y mecanismos integrados de cofinanciación. El ordenamiento constitucional y legal colombiano ofrece un marco suficientemente amplio para adoptar este tipo de medidas, en particular a través de:

- La facultad de establecer mecanismos especiales de financiación para garantizar la prestación eficiente del servicio público de energía (artículos 365 a 370 de la Constitución Política)
- La posibilidad de implementar tratamientos diferenciales cuando existan condiciones particulares de prestación del servicio (Ley 142 de 1994)
- El desarrollo de esquemas alternativos y descentralizados de generación y operación fuera del Sistema Interconectado Nacional (Ley 143 de 1994)

- La creación y reorganización de fondos sectoriales como FAZNI y Fonenergía (Leyes 633 de 2000 y 2099 de 2021)
- La asignación de recursos del Sistema General de Regalías a proyectos energéticos bajo reglas específicas (Ley 2056 de 2020)
- La estructuración de asociaciones público-privadas adaptadas a proyectos de infraestructura social y energética (Ley 1508 de 2012)
- El otorgamiento de incentivos económicos y tributarios orientados a energías renovables y soluciones descentralizadas (Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021)

En consecuencia, el marco jurídico vigente permite, sin requerir reformas constitucionales, adoptar medidas tales como:

- La creación de un Fondo de Preinversión y Garantías para ZNI, financiado con recursos de Fonenergía, el SGR y cooperación internacional
- La definición de criterios financieros diferenciados para proyectos de pequeña escala, atendiendo a límites de potencia, monto de inversión y número de usuarios
- El diseño de líneas de crédito especiales en la banca pública, con condiciones ajustadas al riesgo y a la realidad operativa de las ZNI
- La implementación de esquemas de reparto de riesgo entre el Estado, la banca y las comunidades
- La formalización de una ventanilla financiera única, que articule la evaluación de proyectos ante FAZNI, Fonenergía, el SGR y la banca de desarrollo

No existe prohibición legal para la adopción de estas medidas, siempre que se respete el principio de sostenibilidad fiscal y los marcos generales de responsabilidad en el uso de los recursos públicos.

3.7.1. Recomendación de avanzar hacia un régimen financiero diferencial para ZNI

Además de ser jurídicamente viable, la adopción de un régimen financiero específico para las ZNI resulta técnica, económica e institucionalmente recomendable. Las principales razones que sustentan esta recomendación son las siguientes:

- **Proporcionalidad financiera:** Los microproyectos y proyectos comunitarios presentan escalas de inversión, flujos de caja y perfiles de riesgo sustancialmente distintos a los de las grandes centrales. Exigirles los mismos requisitos financieros y esquemas de garantías resulta desproporcionado y excluyente.
- **Equidad territorial:** Las ZNI se caracterizan por menores ingresos, mayores costos logísticos y menor densidad de usuarios. Un régimen financiero homogéneo desconoce estas condiciones y perpetúa las brechas territoriales de acceso al crédito y a la inversión.

- **Eficiencia en el uso de recursos públicos:** La existencia de fondos como FAZNI, Fonenergía o el SGR no garantiza por sí sola su ejecución. Un diseño financiero adaptado a las ZNI permitiría una mayor colocación efectiva de recursos, reduciendo saldos sin ejecutar y aumentando el impacto social de la inversión pública.
- **Viabilidad bancaria y atracción de capital privado:** La reducción de los costos de preinversión, el reparto de riesgos y la estandarización de modelos financieros incrementan la bancabilidad de los proyectos y mejoran su elegibilidad ante la banca, los fondos climáticos y la cooperación internacional.
- **Seguridad jurídica y previsibilidad financiera:** Un marco financiero claro y diferenciado disminuye la discrecionalidad administrativa, mejora la previsibilidad de las decisiones y facilita la planificación de inversiones públicas y privadas en el mediano y largo plazo.

Recomendación general: Avanzar hacia la implementación de un régimen financiero diferencial para las ZNI, basado en los principios de proporcionalidad, reparto de riesgos, ventanilla única, transparencia en la trazabilidad de los proyectos y fortalecimiento de las capacidades locales de estructuración y gestión financiera.

3.7.2. Tabla de normas financieras susceptibles de ajuste específico para ZNI

Norma	Contenido actual	Posible modificación específica para ZNI
Ley 633 de 2000 (FAZNI)	Crea FAZNI para financiar infraestructura en ZNI.	Incorporar un componente de preinversión y garantías para proyectos comunitarios.
Ley 2099 de 2021 y D. 1580/2022 (Fonenergía)	Reorganiza fondos sectoriales y crea Fonenergía.	Definir una línea ZNI con criterios diferenciados, ventanilla única y productos financieros simplificados.
Ley 2056 de 2020 (SGR)	Regula regalías y proyectos de inversión.	Crear una categoría de proyectos energéticos ZNI con MGA simplificada y cofinanciación predefinida.
Ley 1508 de 2012 (APP)	Regula APP en infraestructura.	Establecer APP simplificadas para proyectos energéticos pequeños en ZNI, con modelos financieros tipo y riesgo compartido.
Ley 1715/2014 y Ley 2099/2021 (Incentivos FNCER)	Deducciones y beneficios tributarios para renovables.	Permitir monetizar o transferir beneficios fiscales para que puedan usarlos proyectos comunitarios a través de terceros inversionistas.
Reglamentación de Findeter/Bancóldex	Define líneas generales de crédito.	Crear líneas específicas para microproyectos ZNI, con condiciones diferenciadas y apoyo del Fondo ZNI.
Normas internas de FAZNI/Fonenergía (manuales operativos)	Establecen requisitos homogéneos para proyectos.	Incorporar un módulo simplificado para proyectos ≤ 1 MW, con requisitos documentales reducidos y plantillas financieras estándar.

TABLA 17: NORMAS FINANCIERAS SUSCEPTIBLES DE AJUSTE ESPECÍFICO PARA ZNI

3.8. Recomendación estratégica de transformación: APP Mixta ZNI – Liderazgo Público, Ejecución Privada, Apropiación Comunitaria

3.8.1. Principio rector: “Desbloqueo del riesgo sistémico mediante capital público ancla

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) concentran un conjunto de riesgos acumulados jurídicos, ambientales, prediales, técnicos y sociales, que superan la capacidad de absorción del sector privado y de la banca comercial tradicional. En este contexto, la electrificación rural no puede depender de la actuación espontánea del mercado: los niveles de riesgo son elevados, los retornos financieros inciertos y los tiempos de maduración prolongados.

Desde una perspectiva de estructuración financiera, la única estrategia viable para activar inversión sostenible en ZNI consiste en que el Estado asuma el rol de capital público ancla (anchor investor), absorbiendo el riesgo inicial que actualmente bloquea la entrada de agentes privados.

Este rol no implica sustituir al sector privado, sino reducir el riesgo sistémico para habilitar un entorno financiero donde los proyectos sean bancables, escalables y sostenibles. Cuando el Estado asume la fase de mayor incertidumbre, los proyectos pasan de ser “inviabiles” a “estructurables”, y el sector privado encuentra condiciones claras para aportar eficiencia operativa, innovación tecnológica y capacidad de ejecución.

3.8.2. Modelo propuesto: APP Mixta ZNI – Impulso público para romper la barrera inicial

Se propone la adopción de un modelo de Asociación Público-Privada Mixta para ZNI, en el cual el Estado lidera las fases tempranas de identificación, preinversión y estructuración, mientras que el sector privado participa en la ejecución, operación y mantenimiento, y las comunidades locales se integran de manera progresiva en la apropiación y sostenibilidad del sistema.

3.8.3. Estrategia operativa: cómo funcionaría la APP Mixta ZNI

A continuación, una estructura pensada para implementación real:

3.8.3.1. Fase 1 – Identificación territorial (liderada por el Estado)

- El MME, el IPSE y las gobernaciones identifican clústeres territoriales de veredas o corregimientos.
- Se consolidan como un “Grupo ZNI APP”, con georreferenciación, número de usuarios y demanda estimada.

- Se define un paquete único de intervención, evitando la fragmentación en proyectos aislados.

Resultado: Un mapeo claro de necesidades con escala suficiente para atraer operadores privados.

3.8.3.2. Fase 2 – Preinversión financiada por el Estado

El Estado asume la financiación de:

- Estudios técnicos de prefactibilidad
- Análisis social y ambiental inicial
- Verificación jurídica y predial
- Diseño técnico preliminar
- Análisis financiero y tarifario

En esta fase el sector privado aún no participa. El objetivo es reducir el principal riesgo estructural: los costos hundidos de preinversión.

3.8.3.3. Fase 3 – Licitación APP y selección del operador privado

El Estado entrega al mercado:

- Estudios preaprobados
- Información jurídica depurada
- Permisos ambientales avanzados
- Demanda estimada y clúster validado
- Condiciones financieras claras y estables

El operador privado presenta:

- Propuestas técnicas
- Innovaciones tecnológicas
- Costos y cronogramas
- Planes de operación y mantenimiento

3.8.3.4. Fase 4 – Ejecución con participación comunitaria obligatoria

Durante la fase de construcción, el operador privado debe:

- Contratar mano de obra local

- Formar equipos comunitarios
- Desarrollar talleres de capacitación y certificación
- Vincular líderes locales en decisiones operativas básicas

Los pagos se realizan por hitos verificados, asociados al cumplimiento de estos indicadores.

3.8.3.5. Fase 5 – Operación delegada y acompañamiento comunitario

Durante la operación, el operador privado:

- Opera y mantiene la infraestructura
- Reporta indicadores técnicos y financieros
- Garantiza calidad y continuidad del servicio
- Continúa el entrenamiento de técnicos locales

El Estado:

- Realiza pagos por disponibilidad y calidad
- Supervisa indicadores
- Gestiona subsidios y esquemas tarifarios

3.8.3.6. Fase 6 – Transferencia progresiva a la comunidad

Al finalizar el horizonte financiero del proyecto, , la operación se transfiere progresivamente:

- A una cooperativa local
- A una asociación de usuarios
- A un operador social certificado

El operador privado se retira y la comunidad queda técnica e institucionalmente capacitada.

3.8.4. Razones técnicas, financieras y sociales que justifican esta estrategia

Financiera

- Reduce el riesgo inicial y atrae a la banca.
- Disminuye el CAPEX privado requerido.
- Genera flujos predecibles mediante contratos.
- Permite apalancar recursos del SGR, Fonenergía y cooperación internacional.

Institucional

- Mejora la coordinación interinstitucional.
- Elimina duplicidades procedimentales.
- Establece estándares claros de ejecución.

Social

- Genera confianza territorial.
- Construye capital humano local.
- Fortalece la apropiación comunitaria.

Económica

- Dinamiza economías locales.
- Reduce costos de operación a largo plazo.
- Incorpora eficiencia e innovación privada.

3.8.5. Por qué el Estado debe dar el primer paso

La evidencia internacional demuestra que en territorios aislados:

- La electrificación no avanza sin liderazgo estatal
- El sector privado no ingresa sin garantías
- La banca no financia sin mitigación de riesgo
- Las comunidades no participan sin acompañamiento técnico

Experiencias como:

- Brasil – Luz para Todos
- Chile – Programa de Electrificación Rural
- India – Rural Electrification Corporation
- Noruega – cooperativas energéticas con banca estatal

confirman un principio común: el Estado entra primero, con decisión política, presupuesto y estructura institucional.

3.8.6. Estrategia de comunicación territorial: reconstruir confianza

El modelo APP Mixta ZNI debe incorporar un componente explícito de comunicación territorial, que incluya:

- Presencia institucional permanente
- Oficinas móviles del IPSE y el MME
- Participación comunitaria desde el inicio
- Mecanismos tempranos de quejas y resolución de conflictos
- Divulgación transparente de costos, plazos y responsabilidades

Este componente no es accesorio: sin confianza social, ningún proyecto energético es viable en ZNI.

3.8.7. Indicadores clave de éxito (KPI) para medir impacto

Financieros

- Porcentaje de CAPEX financiado sin deuda privada.
- Reducción del costo de preinversión por proyecto.
- Tasa de aprobación de financiamiento.
- Tiempos de cierre financiero.

Técnicos

- Tiempo promedio de puesta en operación.
- Continuidad del servicio.
- Reducción de fallas y costos de operación y mantenimiento.

Comunitarios

- Número de personas capacitadas.
- Número de operadores locales certificados.
- Nivel de transferencia efectiva de capacidades.
- Número de beneficiarios por proyecto.

Institucionales

- Relación entre proyectos radicados y aprobados.
- Tiempos de respuesta institucional.
- Nivel de coordinación interinstitucional.

3.8.8. Conclusión

El desafío de electrificar de manera sostenible las Zonas No Interconectadas (ZNI) no puede resolverse mediante ajustes marginales, digitalización aislada de trámites o la expedición de manuales técnicos desconectados de la realidad territorial. La magnitud de las brechas existentes exige una política pública ambiciosa, implementada a escala, sostenida en el tiempo y construida sobre una alianza efectiva entre el Estado, el sector privado y las comunidades.

La electrificación rural debe dejar de concebirse como una aspiración programática y convertirse en una decisión política estructural, respaldada por inversión pública directa, ejecutada a través de APP mixtas, con participación comunitaria obligatoria y con transferencia progresiva de capacidades técnicas, operativas y financieras hacia los territorios.

Solo bajo este enfoque será posible que:

- Las comunidades confíen en los proyectos y se apropien de ellos
- Las empresas encuentren condiciones reales para participar y operar
- La banca disponga de esquemas de riesgo mitigado que habiliten el financiamiento
- Los proyectos trasciendan el papel y se materialicen de forma sostenible

Esta es la transformación que el país requiere para cerrar de manera definitiva la brecha histórica de acceso a la energía en las Zonas No Interconectadas y avanzar hacia un modelo de electrificación rural equitativo, resiliente y territorialmente incluyente.

3.9. Otros mecanismos evaluados

Con el fin de ofrecer una visión integral del ecosistema de instrumentos públicos existentes para la atención de las Zonas No Interconectadas (ZNI), el presente estudio incorpora un análisis complementario de diversos fondos, programas y mecanismos que, si bien no constituyen instrumentos de financiación directa de infraestructura eléctrica, reflejan de manera clara el interés de la política pública nacional en fomentar procesos de transición energética, reducción de brechas territoriales y mejora de las condiciones de vida de la población en estos territorios.

La inclusión de estos mecanismos tiene un propósito analítico específico: evidenciar la orientación, el alcance y las prioridades reales de las políticas públicas dirigidas a las ZNI, así como identificar las diferencias entre los instrumentos diseñados para subsidios a la demanda, apoyo a otros vectores energéticos o programas de alcance territorial, y aquellos orientados a la estructuración y financiación de proyectos de generación eléctrica. Esta diferenciación resulta clave para comprender por qué, pese a la existencia de múltiples iniciativas públicas, persisten barreras estructurales para la implementación de proyectos eléctricos sostenibles y escalables en ZNI.

Nombre completo del Fondo o Mecanismo	Sigla	Designación normativa	Tiempo de emisión	Aplicable a ZNI	Tipo de energía	Tipo de apoyo
Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas	FAER	Art. 5 Res. MME 40379 de 2023	15 días hábiles	No	Electricidad	Financiamiento de infraestructura (SIN)
Programa de Sustitución de Leña, Carbón y Residuos	PSL	Art. 5 Res. MME 40165 de 2024	30 días hábiles	Sí (parcial)	Energía térmica (cocción)	Subsidio a la demanda / transición doméstica
Proyectos de gas combustible por redes	GC-215	Arts. 7 y 15 Res. MME 40215 de 2024	30 días hábiles	No	Gas natural	Financiamiento de infraestructura
Sistema General de Regalías	SGR	Convenio MME–UPME GGC0869-2025	5–11 días hábiles	Sí	Electricidad	Financiamiento de infraestructura pública
Fondo especial cuota de fomento	FECF	D. 1073 de 2015 mod. D. 1038 de 2022	30 días hábiles	No	Gas natural	Subsidio sectorial
Fondo de Energías No Convencionales y GEE	FENOGE	Res. MME 40045 de 2022	30 días calendario	Sí	Electricidad / FNCER	Financiamiento + incentivos
Línea de redescuento con tasa compensada	FINDETER	Art. 6 Res. MME 40393 de 2015	15 días hábiles	Sí (limitado)	Electricidad	Crédito / redescuento
Obras por Impuestos	OxI	Art. 2 Res. MME 40274 de 2021	15 días hábiles	Sí	Electricidad	Financiamiento de infraestructura vía APP
Plan Todos Somos PAZcífico	PTSP	CONPES 3847	30 días hábiles	Sí (territorial)	Mixto	Política pública territorial
Subsidios GLP cilindros y tanques	PGLP	Res. MME 90032 de 2014	30 días hábiles	Sí	GLP	Subsidio a la demanda

TABLA 18: RESOLUCIÓN UPME 283 DE 2021

Dentro del marco normativo analizado se encuentra la Resolución UPME 283 de 2021, la cual se orienta a regular los procedimientos de planeación, estructuración, registro y seguimiento de proyectos de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica. Esta resolución establece obligaciones y lineamientos dirigidos principalmente a los Operadores de Red y a entidades públicas habilitadas para la formulación y ejecución de dichos proyectos, en coherencia con el esquema institucional vigente del sector eléctrico.

Su ámbito de aplicación incluye territorios clasificados como Zonas No Interconectadas, lo que pone de manifiesto el interés de la política pública en fortalecer los procesos de planeación y priorización de la expansión del servicio en contextos rurales y de difícil acceso. En este marco, las comunidades y actores locales participan principalmente como beneficiarios finales de los proyectos definidos y estructurados por las entidades responsables, sin que la norma contemple, en su formulación actual, mecanismos específicos de acceso directo o de presentación autónoma de iniciativas por parte de estos actores.

Desde esta perspectiva, la Resolución UPME 283 de 2021 constituye un instrumento relevante para la organización y seguimiento institucional de los proyectos de expansión de cobertura en ZNI y, al mismo tiempo, evidencia un marco normativo con potencial para evolucionar hacia esquemas que incorporen de manera más activa a actores locales, en articulación con mecanismos de financiación y apoyo a la estructuración de proyectos de pequeña escala.

3.10. Conclusión Evaluación de Mecanismos de Financiamiento, Subsidios e Incentivos para Electrificación Rural mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Zonas No Interconectadas

El análisis desarrollado en este capítulo demuestra que Colombia cuenta con una arquitectura financiera amplia y formalmente robusta para apoyar la electrificación rural en las Zonas No Interconectadas (ZNI), que incluye fondos sectoriales, subsidios, incentivos fiscales, banca pública, banca privada, cooperación internacional y mecanismos territoriales. No obstante, esta oferta de instrumentos no se traduce en acceso efectivo al financiamiento para proyectos de pequeña escala, comunitarios o descentralizados, particularmente aquellos basados en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).

En primer lugar, se evidencia que el sistema de financiación opera como un proceso acumulativo y estrictamente secuencial, en el que el acceso a recursos financieros está condicionado al cierre previo de trámites técnicos, ambientales, jurídicos y territoriales complejos. Esta lógica convierte el financiamiento en una etapa final del proceso, cuando los pequeños actores ya han asumido altos costos de preinversión y enfrentan agotamiento financiero, lo que explica por qué la mayoría de las iniciativas comunitarias no logra alcanzar el cierre financiero.

En segundo lugar, el capítulo identifica una circularidad estructural en los requerimientos financieros, caracterizada por validaciones recíprocas entre banca pública, banca privada, fondos sectoriales y organismos multilaterales. La ausencia de protocolos claros de prelación y de una entidad que asuma la evaluación inicial del riesgo genera bloqueos institucionales que paralizan proyectos durante años y desincentivan tanto la inversión privada como la participación comunitaria.

En tercer lugar, el análisis de subsidios e incentivos demuestra que, si bien existen múltiples mecanismos en la normativa, su accesibilidad real para comunidades rurales y pequeños desarrolladores es limitada. Los subsidios tarifarios y a la operación en ZNI son prácticamente los únicos instrumentos que funcionan de manera automática. En contraste, los subsidios a infraestructura (FAZNI, Fonenergía, SGR) y los incentivos fiscales de las Leyes 1715 y 2099 exigen niveles de estructuración técnica, financiera y contable que resultan inviables para actores no empresariales.

Asimismo, se identifica una duplicación sistemática de requisitos entre instituciones financieras y fondos públicos, lo que obliga a los proponentes a producir reiteradamente la misma información, incrementando costos no recuperables y prolongando los tiempos de evaluación. Esta situación se ve agravada por la ausencia de modelos financieros estandarizados para proyectos pequeños en ZNI, lo que fuerza la contratación de consultorías especializadas de alto costo y reduce la autonomía local en la estructuración de proyectos.

El capítulo demuestra también que la complejidad financiera no reside exclusivamente en los fondos o instrumentos financieros, sino en su profunda dependencia de trámites regulatorios previos, cuya duración e incertidumbre incrementan el riesgo percibido por la banca y los inversionistas. En este contexto, incluso empresas con experiencia enfrentan dificultades para operar en ZNI, mientras que para comunidades y pequeños desarrolladores el acceso al financiamiento resulta prácticamente imposible.

Desde el punto de vista jurídico, el análisis confirma que no existen barreras legales para introducir reformas financieras específicas para ZNI. El marco constitucional y legal vigente permite establecer regímenes financieros diferenciales, crear fondos de preinversión y garantías, diseñar líneas de crédito especiales, introducir esquemas de reparto de riesgo y articular mecanismos integrados de cofinanciación, siempre que se respeten los principios de sostenibilidad fiscal y responsabilidad en el uso de recursos públicos.

En este escenario, el capítulo concluye que la transformación del modelo de financiación es una condición necesaria para la electrificación rural sostenible en ZNI, y que dicha transformación no puede basarse en ajustes marginales. La propuesta de una APP Mixta ZNI, con liderazgo público en la absorción del riesgo inicial, ejecución privada y apropiación comunitaria progresiva, emerge como una estrategia estructural capaz de romper el bloqueo financiero, atraer inversión, fortalecer capacidades locales y garantizar la sostenibilidad de los proyectos en el largo plazo.

En síntesis, el Capítulo 3 demuestra que el problema de la electrificación rural en ZNI no es la ausencia de recursos financieros, sino la forma en que estos se estructuran, evalúa y articulan. Superar esta brecha requiere una decisión política clara, inversión pública estratégica y un rediseño profundo del ecosistema financiero para que los mecanismos existentes dejen de ser formales en la norma y se conviertan en instrumentos efectivamente accesibles para las comunidades que más los necesitan.

4. Conclusiones finales

El análisis integral del marco normativo, los procedimientos administrativos y el ecosistema financiero aplicable a proyectos de electrificación rural mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) permite concluir que las principales barreras para el desarrollo de estas iniciativas no son de carácter tecnológico ni de ausencia de instrumentos legales o financieros, sino de diseño sistémico del régimen regulatorio y operativo que rige su implementación.

Desde el punto de vista normativo, Colombia cuenta con un marco jurídico amplio y formalmente robusto que reconoce de manera expresa la existencia de las ZNI y habilita esquemas especiales de prestación del servicio público de energía. No obstante, este reconocimiento no se traduce en un régimen procedimental diferencial efectivo. Los trámites críticos ambientales, hídricos, técnicos y jurídicos, mantienen exigencias, secuencias y cargas equivalentes a las del Sistema Interconectado Nacional, sin criterios claros de proporcionalidad según la escala, el impacto y la complejidad de los proyectos. Esta falta de diferenciación convierte al marco normativo en una barrera estructural para la electrificación rural descentralizada, especialmente para comunidades rurales, pequeños desarrolladores y entidades territoriales con capacidades institucionales limitadas.

El análisis financiero confirma y profundiza este diagnóstico. El ecosistema de financiación para proyectos en ZNI opera como un sistema secuencial, acumulativo y altamente dependiente del cierre previo de trámites normativos complejos. En la práctica, ningún mecanismo de financiamiento público, privado, mixto o multilateral evalúa proyectos que no cuenten con licencias, permisos, estudios técnicos y viabilidades jurídicas completas.

Esta lógica traslada el riesgo de la preinversión al proponente, generando costos hundidos elevados y excluyendo de facto a actores locales que no cuentan con capacidad financiera para sostener procesos de varios años sin garantía de aprobación.

Aunque el país dispone de múltiples subsidios, fondos e incentivos para la electrificación rural y la transición energética, el análisis demuestra que la mayoría de estos instrumentos no son accesibles en la práctica para proyectos comunitarios o de pequeña escala en ZNI. Los altos costos de preinversión, la duplicación de requisitos entre entidades, la ausencia de modelos financieros estandarizados y la percepción de riesgo elevado por parte de la banca limitan severamente su aplicabilidad real en territorio. En consecuencia, existe una brecha significativa entre la existencia formal de los instrumentos financieros y su capacidad efectiva para habilitar proyectos en contextos rurales aislados.

De manera transversal, tanto el análisis normativo como el financiero evidencian una carga desproporcionada trasladada al solicitante. El diseño institucional vigente obliga a los promotores a actuar como articuladores entre múltiples entidades, reproduciendo estudios, gestionando información dispersa y enfrentando procesos descoordinados, sin mecanismos ágiles de resolución temprana de conflictos ni de acompañamiento estatal efectivo. Esta configuración no solo incrementa los costos y los tiempos de implementación, sino que genera incertidumbre jurídica y financiera que desincentiva la participación de actores privados y comunitarios.

El estudio confirma que las limitaciones identificadas no obedecen a vacíos legales ni a restricciones presupuestales insalvables, sino a decisiones de diseño regulatorio, procedimental y financiero. El marco constitucional y legal colombiano permite adoptar regímenes diferenciados para territorios con condiciones especiales de prestación del servicio público, así como crear instrumentos de preinversión, garantías públicas, esquemas de reparto de riesgo y procedimientos simplificados sin sacrificar estándares ambientales, técnicos ni de transparencia.

En este contexto, la electrificación de las Zonas No Interconectadas no puede abordarse como una suma de proyectos aislados ni como un problema que el mercado resolverá de manera espontánea. Requiere una política pública integral, sostenida y ejecutada a escala, que combine ajustes normativos, rediseño de los procedimientos financieros y un rol activo del Estado en la fase inicial de estructuración y mitigación de riesgos. La propuesta de modelos de Asociaciones Público-Privadas mixtas para ZNI, con liderazgo estatal en la preinversión, ejecución privada y apropiación comunitaria progresiva, emerge así no como una alternativa opcional, sino como una respuesta estructural a los bloqueos sistémicos identificados.

En síntesis, cerrar la brecha histórica de acceso a la energía en las Zonas No Interconectadas exige transformar el enfoque actual: pasar de un régimen formalmente robusto, pero operativamente excluyente, a un modelo regulatorio y financiero proporcional, coordinado y territorialmente adecuado, que permita que las soluciones energéticas de pequeña escala sean viables, financiables y sostenibles en el largo plazo.

Tech for impact