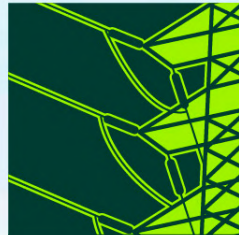




Unidad de Planeación
Minero Energética



ABR
20
25

Plan Indicativo de Expansión de la **Cobertura** de **Energía Eléctrica** 2024-2028



Unidad de Planeación Minero Energética



© UPME

Av. Calle 26 # 69 D-91 Torre 1 - Piso 9

Bogotá - Colombia

Tel.: +57 6012220601

upme.gov.co

CARLOS ADRIÁN CORREA FLÓREZ

Director General UPME

JOSÉ LENIN MORILLO CARRILLO

Subdirector de Energía Eléctrica

Elaboró:

Subdirección de Energía Eléctrica

Grupo Interno de Trabajo Generación y Cobertura

DIANA MARCELA MONTAÑA SILVA

DAVID FERNANDO ROMERO QUETE

LAURA ISABEL GÓMEZ TORRES

JORGE ESTEBAN CASTRO GUADRÓN

ANGIE ANDREA MONTOYA GONZÁLEZ

ANGÉLICA VANESSA ALDANA URREA

JOSÉ ANTONIO BARAJAS VILLAREAL

BORMAN LEGUIZAMO GONZÁLEZ

JUAN DAVID GARCÍA MORENO

Comunicaciones:

LINDA CÁRDENAS RAMÍREZ

Asesora de Comunicaciones

DIEGO PEÑARANDA JUYÓ

Diseño y diagramación



TABLA DE CONTENIDO

Siglas	6
Definiciones	7
Introducción	9
Alcance y Limitaciones	11
1. Situación actual de la cobertura de energía eléctrica en Colombia	12
1.1 Necesidades del servicio de energía eléctrica	12
1.1.1 Resultados del cálculo del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica - ICEE.	12
2. Metodología	18
2.1 Determinación del consumo energético y curva de carga horaria	18
2.2 Identificación de potenciales energéticos y catálogo tecnológico.	19
2.3 Definición de las alternativas de energización	19
2.4 Costeo y selección de las alternativas óptimas para la energización	19
2.5 Cuantificación de la inversión estimada para la universalización eléctrica	19
3. Consumos de energía eléctrica con enfoque territorial	21
3.1. Clasificación geográfica de consumos: Zonas climáticas	21
3.2. Determinación de niveles mensuales de consumo	22
3.3. Determinación de perfiles de consumo diario	25
3.4. Equipos de uso final	26
4. Potenciales energéticos y Catálogo Tecnológico	28
4.1. Potenciales Energéticos	28
4.1.1 Recurso Solar	28
4.1.2 Recurso eólico	29
4.1.3 Recurso hídrico a filo de agua	29
4.2. Catálogo Tecnológico	31
5. Alternativas de solución	33
5.1. Alternativa de interconexión de viviendas a la red de distribución existente	33
5.1.1 Metodología de interconexión	34
5.1.2 Costos de transporte	39
5.1.3 Costos de interconexión	41
5.2 Soluciones híbridas aisladas en forma de Microrred	46
5.3 Soluciones individuales fotovoltaicas aisladas	46
5.4 Selección de la mejor alternativa de electrificación por Sitio	47

6.	Resultados de la universalización eléctrica en Colombia: alternativas y costos	49
6.1	Resultados de acuerdo con los puntos a nivel georreferenciado	49
6.1.1	Interconexión de viviendas a la red de distribución existente	49
6.1.2	Soluciones individuales fotovoltaicas aisladas	50
6.1.3	Sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred	51
6.2	Resultados de inversión total para la universalización del servicio de energía eléctrica	53
6.2.1	Descripción general	53
6.2.2	Resultados respecto a nivel de proyección DANE	54
6.2.3	Costo de universalización del servicio de energía eléctrica	55
6.3	Resultados con enfoque territorial	61
6.3.1	Inversión por zonas climáticas	61
6.3.2	Microrredes con enfoque territorial	61
6.3.3	Análisis del componente de transporte	63
7.	Cambios metodológicos PIEC 2024-2028	64
8.	Conclusiones	65
9.	Perspectivas	66
10.	Referencias Bibliográficas	67
	Anexo A. Insumos utilizados para cálculo del recurso hídrico	68
	Anexo B. Modelo de optimización	74

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1. Localización de viviendas sin servicio reportadas desde la fuente de IPSE.	13
Figura 2. Localización de sitios reportados clasificados por su fuente.	14
Figura 3. Esquema del proceso implementado en la consolidación de la información de Sitios.	15
Figura 4. Reporte individual de viviendas sin servicio	16
Figura 5. Viviendas sin servicio vinculadas a la Malla UPME.	16
Figura 6. Localización de malla UPME actualizada a 2023 con número de viviendas sin servicio.	17
Figura 7. Diagrama metodológico para la construcción del PIEC	18
Figura 8. Mapa de zonas climáticas y viviendas sin servicio	22
Figura 9. Perfiles horarios discretos de consumo según zona climática.	25
Figura 10. Curvas de energía diaria por cada zona climática	27
Figura 11. Viviendas sin servicio (VSS) clasificadas por la potencia de cada caudal más cercano para aprovechamiento	30
Figura 12. Soluciones de electrificación contempladas en el PIEC.	33
Figura 13. Activos típicos de un sistema de interconexión de OR.	34
Figura 14. Algoritmo para la determinación de casos de interconexión	35
Figura 15. Ilustración de casos de interconexión	36
Figura 16. Capas geográficas usadas para cálculo de ruta óptima entre una vivienda sin servicio y el transformador de nivel 1.	36
Figura 17. Fases dentro del cálculo de la ruta de cada vivienda sin servicio a su transformador de nivel 1 más cercano.	37
Figura 18. Rutas generadas desde cada vivienda sin servicio a su transformador de nivel 1 más cercano.	37
Figura 19. Transformadores de nivel 1 y postes.	38
Figura 20. Cálculo de distancia entre transformadores de nivel 1 y nivel 2 más cercano por el circuito de MT.	38
Figura 21. Transformadores de nivel 1, transformadores de nivel 2 y circuitos de MT.	39
Figura 22. Ajuste del modelo de regresión lineal robusta para estimación de costos de transporte	40
Figura 23. Esquema típico para un modelo de Microrred para PIEC 2024-2028.	46
Figura 24. Esquema típico de un sistema solar aislado	47
Figura 25. Insumos del problema de optimización.	47
Figura 26. Ubicación geográfica de la alternativa Interconexión a la red.	50
Figura 27. Ubicación geográfica de la alternativa Individual fotovoltaica aislada.	51
Figura 28. Ubicación geográfica de la alternativa sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred	52
Figura 29. Distribución porcentual de la alternativa de solución seleccionada para las viviendas sin servicio por departamento.	53
Figura 30. Distribución de inversión por alternativa de solución seleccionada para las viviendas sin servicio por departamento georreferenciadas.	54
Figura 31. Variación por departamento de VSS georreferenciadas vs VSS escaladas	55
Figura 32. Inversión a nivel nacional por tipo de solución de energización (billones de pesos)	56
Figura 33. Costo de una VSS por departamento por tipo de solución	56
Figura 33.a Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región Caribe	57
Figura 33.b Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región Centro Oriente	58
Figura 33.c Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región Centro Sur Amazonía	58
Figura 33.d Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región del Llano	59
Figura 33.e Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región del Eje Cafetero	59
Figura 33.f Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región Pacífico	60
Figura 34. Distribución de CAPEX y OPEX para una VSS por solución óptima	60
Figura 35. Inversión a nivel nacional por zona climática (billones de pesos).	61
Figura 36. Distribución de Microrredes por Departamento	62
Figura 37. Caracterización del transporte para cada solución a) Distribución del costo de transporte (\$/VSS) por alternativa y b) Distribución del porcentaje de inversión respecto al costo de universalización del servicio de la respectiva alternativa	63
Figura 38. Potencial teórico en un tramo de río de 1 km de longitud. Anexo A	69
Figura 39. Caudal medio (m ³ /s). Anexo A	70
Figura 40. Caída hidráulica 200 m. Anexo A	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resultados Nacionales del ICEE y las Viviendas Sin Servicio para 2023.	12
Tabla 2. Cantidad de sitios tomados por fuente y año como insumo al PIEC.	14
Tabla 3. Resumen de valores de consumo promedio al mes	23
Tabla 4. Resumen de consumos de energía por estratos y zonas climáticas	24
Tabla 5. Consumo estimado de energía mensual para cada zona climática.	24
Tabla 6. Tabla de los equipos empleados para diseño de alternativas	26
Tabla 7. Consumos de potencia y energía por cada zona climática	27
Tabla 8. Catálogo Tecnológico	31
Tabla 9. Costo de las Unidades Constructivas	42
Tabla 10. Promedio de dispersión en baja tensión BT	43
Tabla 11. Componentes del Costo Unitario por Operador de Red a diciembre de 2023. Fuente SSDP.	45
Tabla 12. Descripción de capas geográficas. Anexo A	68
Tabla 13. Estadísticas distancia de VSS a potencial teórico en metros. Anexo A	74

SIGLAS

BEU: Balance de Energía Útil

BT: Baja tensión.

CBS: Consumo Básico de Subsistencia

CNPV: Censo Nacional de Población y Vivienda de 2018.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

DIVIPOLA: Código de la división Político-Administrativa del país.

ECV: Encuesta Nacional de Calidad de Vida del DANE

FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovables.

ICEE: Índice de Cobertura de Energía Eléctrica.

IGAC: Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

IPP: Índice de Precios al Productor

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

kWh: kilovatios hora.

kVA: Kilovoltio Amperio.

m.s.n.m.: metros sobre el nivel del mar.

MME: Ministerio de Minas y Energía.

MT: Media tensión.

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible.

OGPF: Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos de la UPME

OR: Operador de Red.

PCH: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

PECOR: Plan de Expansión de Cobertura del OR, de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018 y la Resolución UPME 283 de 2021

PEN: Plan Energético Nacional.

PIEC: Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica.

PND: Plan Nacional de Desarrollo.

SDL: Sistema de Distribución Local.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

STN: Sistema de Transmisión Nacional

STR: Sistema de Transmisión Regional.

SUI: Sistema Único de Información.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

UC: Unidad Constructiva.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética. Entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

VSS: Viviendas sin servicio.

ZNI: Zona(s) no interconectada(s).

DEFINICIONES

● **Centroide:** Es el punto que representa el punto central de todas las posiciones en la figura. Para el caso de la malla UPME será el centro del cuadro y se utilizará como punto de referencia para la evaluación de las alternativas de conexión.

● **Centroide:** Es el punto que representa el punto central de todas las posiciones en la figura. Para el caso de la malla UPME será el centro del cuadro y se utilizará como punto de referencia para la evaluación de las alternativas de conexión.

● **Comunidades Energéticas:** Asociación de usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos. (Ley 2294 de 2023, Art 235, 2023)

- **Espacializado o Georreferenciado:** Se refiere al proceso de ubicar objetos, eventos, fenómenos o cualquier tipo de información en un sistema de coordenadas geográficas, es decir, en un espacio físico determinado. En otras palabras, cuando un objeto, evento o información está espacializado o georreferenciado, se sabe exactamente en qué lugar se encuentra, y se puede ubicar en un mapa u otro sistema de representación geográfica. Esto permite analizar y visualizar la información en su contexto geográfico, y permite realizar análisis y cálculos basados en la ubicación, como la distancia entre dos puntos, la superposición de áreas, la densidad de población, entre otros.
- **Grilla: Malla o cuadrícula que se utiliza para representar información espacial.** Una grilla se compone de celdas cuadradas o rectangulares que cubren una superficie geográfica determinada, y cada celda tiene asignado un valor numérico que representa alguna característica o atributo del terreno o de los elementos geográficos que se están analizando.
- **Índice De Precios Al Productor - IPP:** Es un indicador de la evolución de los precios de venta del productor, correspondientes al primer canal de comercialización o distribución de los bienes transados en la economía. (Banco de la República, 2018) Este indicador es elaborado y publicado mensualmente por el DANE.
- **Malla UPME:** Archivo geográfico de cuadrículas de 1km x 1km que cubre el territorio nacional y resulta de la consolidación de viviendas sin servicio para la vigencia 2023.
- **Microrred (red local de producción y distribución de energía):** “Sistema eléctrico que integra la demanda (cargas) y los recursos energéticos distribuidos con la capacidad de operar durante un periodo de tiempo y con diferentes niveles de automatización y de coordinación, bien sea de modo aislado o interconectado a una red principal, bajo criterios técnicos, económicos, ambientales y socioculturales” (Decreto 2236 de 2023).
- **Sector Primario:** Es el conjunto de actividades económicas encargadas de extraer directamente los bienes que proporciona la naturaleza, sin modificarlos en un proceso industrial” (Cámara de Comercio de Manizales; Secretaría de TIC alcaldía de Manizales, 2018)
- **Sector Secundario:** Es el conjunto de actividades económicas, en las cuales se transforman las materias primas en bienes manufacturados de consumo. Este sector suele ir muy ligado al de industria o actividad manufacturera, que produce bienes elaborados o semielaborados a partir de materias primas” (Cámara de Comercio de Manizales; Secretaría de TIC alcaldía de Manizales, 2018)
- **Shapefile:** Formato de archivo utilizado en sistemas de información geográfica (GIS), para representar datos espaciales en forma de vectores. Los shapefiles contienen información sobre objetos geográficos, como polígonos, líneas y puntos, que están ubicados en una determinada área geográfica.
- **Sitio UPME:** Se refiere a un sitio que se compone por: (a) una vivienda que se encuentra a una distancia plana mínima de 400 metros de otra o del centroide de una agrupación de viviendas; o (b) por una agrupación de 2 o más viviendas con una distancia entre ellas menor o igual a 400 metros.

Introducción

De acuerdo con las bases del Plan Nacional de Desarrollo PND 2022 – 2026, es indispensable realizar una transición energética justa, segura, confiable y eficiente en Colombia. Por este motivo es necesario considerar, entre otros aspectos, el cierre de brechas energéticas avanzando en la universalización del servicio de energía eléctrica a través de la expansión de su cobertura. Dentro del PND 2022 – 2026 también se indica que, para impulsar dicha universalización del servicio de energía eléctrica, es fundamental contar con planes de energización que contemplen características culturales, étnicas, territoriales y productivas, para que las poblaciones formen parte de la cadena de valor del sector.

La Ley 143 de 1994 establece que el Estado debe alcanzar una cobertura en el servicio público domiciliario de energía eléctrica de manera equilibrada y adecuada en las diferentes regiones del país para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población. En dicha Ley también se indica que la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, entre otras funciones, debe establecer los requerimientos energéticos de la población; teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales; y también debe adelantar diagnósticos que permitan la elaboración y actualización del Plan Energético Nacional (PEN) y el Plan de Expansión de Generación y Transmisión del sector eléctrico, en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

En el artículo 16 del Decreto 2121 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía – MME establecer como función de la UPME la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC), el cual es la base para determinar las necesidades y prioridades de desarrollo de infraestructura para extender la cobertura del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el sistema de transmisión regional (STR) y el sistema de distribución local (SDL), así como en las zonas no interconectadas (ZNI).

De manera adicional, la UPME publicó la Resolución 000283 de 2021 donde se establece el procedimiento y los plazos para la entrega de la información requerida por parte de los operadores de red (OR) y las entidades de orden territorial, necesaria para la elaboración del PIEC.

En tal sentido, se presenta el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura – PIEC 2024 – 2028. En este Plan se consolida la información de las viviendas que carecen del servicio de energía eléctrica en el territorio nacional, y a partir de allí, se estima el costo de la universalización del servicio seleccionando la mejor alternativa de solución de acuerdo con criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.

En este caso, las opciones consideradas incluyen la interconexión a la red de distribución existente, soluciones fotovoltaicas aisladas y sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred. Bajo este marco, la solución costo-eficiente para las soluciones aisladas puede basarse en una sola tecnología, o en la combinación de éstas.

La selección de la mejor alternativa de electrificación se basa en una herramienta de código abierto, que es utilizada para aquellas VSS georreferenciadas, los resultados obtenidos con dicha herramienta

obedecen a un proceso de optimización de costos de inversión y operación. Dado que no se cuenta con la georreferenciación de todas las VSS identificadas según el ICEE, estos resultados directos se escalan al total de viviendas existentes. En consecuencia, la estimación de la inversión requerida para lograr una cobertura eléctrica del 100% en Colombia incluye el análisis de los costos y soluciones para las viviendas georreferenciadas a nivel municipal, así como su proyección a escala nacional según el ICEE, el cual integra a su vez las proyecciones de viviendas según el DANE.

La elaboración del PIEC incluye mejoras metodológicas que abarcan diversos aspectos como la definición de perfiles de demanda de energía según zonas climáticas, la integración de perfiles de recurso solar, hídrico y eólico estimados a nivel de coordenadas geográficas, y la identificación de posibles casos de conexión a la red de distribución existente. Además, incluye un algoritmo para calcular los costos de transporte de carga hacia los sitios sin servicio y la actualización de los costos de inversión y operación asociados a las diferentes soluciones propuestas.

El documento se encuentra estructurado en ocho capítulos. En el primero se presentan los resultados del cálculo del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica - ICEE para el año 2023. El segundo capítulo entrega detalles sobre la metodología utilizada para la construcción del presente PIEC. En el capítulo tres, cuatro y cinco, se desarrollan los apartados relacionados con i). la determinación de consumos de energía, ii) los potenciales energéticos y catálogo tecnológico, y iii) la definición de las alternativas de electrificación y selección de la mejor solución. Por su parte, en el sexto capítulo se presentan los resultados de las mejores estrategias de electrificación en Colombia, y los costos requeridos para alcanzar el 100% de cobertura nacional. Al final del documento, en los capítulos siete y ocho se presentan las principales conclusiones y perspectivas del PIEC.

ALCANCE Y LIMITACIONES

El Plan de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica - PIEC es un documento desarrollado periódicamente por la UPME, de acuerdo a lo establecido en el Decreto 2121 de 2023. Los resultados del Plan son la base para que el Ministerio de Minas y Energía determine las necesidades y prioridades de desarrollo de infraestructura necesaria para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en el STR, SDL y ZNI.

El PIEC sólo contempla viviendas sin servicio (VSS) enmarcadas en el sector residencial, y en este sentido, no integra otros sectores como el comercial o industrial, incluso de pequeña o mediana escala.

Dado su carácter indicativo, el PIEC no contempla el diseño detallado ni la estimación precisa de costos para cada proyecto de electrificación. El PIEC establece soluciones que se adaptan a las condiciones particulares de las viviendas en estudio. La elección de la alternativa que más se ajusta a cada caso se realiza mediante un proceso de optimización que no contempla aspectos como las instalaciones eléctricas internas (acometida, medidor, cableado, tomacorrientes, protecciones, entre otros), no obstante, la planificación y desarrollo de una solución de energización de una ZNI, debe considerar el detalle de aspectos técnicos y financieros, como cualquier proyecto.

Por todo lo anterior, es importante que la implementación de los proyectos de energización se articule con los Planes de Expansión de los Operadores de Red de cada vigencia.

Por otro lado, una de las fuentes para el desarrollo del presente documento es el Boletín del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica - ICEE, cuya información base para el cálculo de las viviendas totales (VT) se obtiene a partir de las proyecciones que efectúa el DANE con base en la información del Censo Nacional de Población y Vivienda (CNPV) de 2018 y no de un censo propiamente dicho, por lo que este ejercicio del DANE tiene un grado de incertidumbre importante que puede resultar en una sobreestimación de las VT, y por tanto, en una subestimación del ICEE.

Adicionalmente, se incorpora la información de las viviendas que cuentan con servicio de energía eléctrica (VCS), del Sistema Único de Información – SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD. Sin embargo, en ambas fuentes, el SUI y el CNPV, presentan valores atípicos, así como incongruencias entre las fuentes mencionadas, induciendo a posibles imprecisiones en la estimación de la inversión para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica en el país. De ahí que las limitaciones propias del Índice de Cobertura, se ven reflejadas en las estimaciones y cálculos que se llevan a cabo para la elaboración del PIEC.

La identificación de viviendas sin acceso al servicio eléctrico enfrenta un desafío significativo en la georreferenciación de los sitios que reflejan la cantidad real de hogares sin electricidad. Esta limitación surge de la complejidad para integrar diferentes sistemas de información clave que, por separado, presentan diversas estructuras de información. Dentro de las fuentes se encuentra el DANE, la información reportada por los OR en Sitios UPME, proyectos evaluados en la Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos (OGPF) de la UPME, y proyectos desarrollados por el IPSE.

Cada una de las alternativas propuestas como posibles soluciones para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de las Viviendas Sin Servicio (VSS) incorpora la consideración de aspectos técnicos generales, costos de adquisición e instalación de los equipos, costos de operación y mantenimiento, costos de transporte, entre otros. En lo referente a los costos de transporte, se plantea una metodología que toma en cuenta factores como la distancia, el tipo de vía hasta la cabecera municipal y los costos asociados a la última milla en condiciones adversas, como accesos mediante animales de carga, embarcaciones o vehículos especializados cuando sea necesario. Este análisis se fundamenta en valores actuales estimados por el Ministerio de Transporte a través de su plataforma Sice-TAC, así como en información suministrada por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE), basada en su experiencia operativa. No obstante, la metodología empleada enfrenta limitaciones inherentes a las condiciones particulares que pueden presentarse durante la implementación de cada proyecto. Estas incluyen la volatilidad de los costos del combustible, las dificultades de acceso durante períodos del año con climas extremos, los ajustes en los costos locales asociados al transporte de equipos y personal mediante medios atípicos, y los costos adicionales que podrían derivarse de la necesidad de acceder a ciertas zonas mediante transporte aéreo.

1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

1.1. Necesidades del servicio de energía eléctrica

1.1.1. Resultados del cálculo del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica - ICEE.

El cálculo del ICEE para el año 2023, vigencia utilizada en el presente PIEC, se realizó con base en el documento metodológico que puede ser consultado en el sitio web de la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética, 2018). El ICEE se define como la relación entre el número de viviendas con servicio (VCS) y el número de viviendas totales (VT), tal y como se muestra en la siguiente ecuación:

$$I C E E = \frac{V C S}{V T} * 100 \% \quad (1)$$

Las VT extraídas de las proyecciones de vivienda que efectúa el DANE (DANE, 2018a), sustrayendo de dichas proyecciones las unidades habitacionales tipo cuarto (DANE, 2018b), ya que estas se encuentran dentro de un tipo de vivienda que no puede ser contabilizado como usuario. Por su parte, las VCS se obtienen principalmente del SUI de la SSPD, puntualmente de la información asociada al Registro Administrativo "RA771- Caracterización de usuarios Formato TC1 - Res. 20212200012515" a cargo de la SSPD. En los casos donde hay ausencia de información en el SUI para un área rural/urbana de un municipio en particular, se utiliza como fuente para la consolidación de las VCS la información reportada por los OR, el IPSE y las entidades territoriales a la UPME, en cumplimiento con la resolución UPME 283 de 2021.

Este índice se puede calcular a nivel nacional, departamental y municipal, usando los datos correspondientes tanto para el numerador como el denominador. Por su parte, el número de viviendas sin servicio de energía eléctrica (VSS) se puede obtener de la diferencia entre las VT y las VCS como se muestra a continuación:

$$V S S = V T - V C S \quad (2)$$

La Tabla 1 presenta los resultados obtenidos del cálculo del ICEE y de las Viviendas Sin Servicio a nivel nacional para la vigencia 2023. El total de VSS Nacional constituye la base para la estimación del costo de universalización del servicio de energía eléctrica en Colombia, objetivo principal del presente Plan. La estimación del costo de universalización también se efectúa a nivel municipal y departamental, para lo cual se utilizan los resultados del cálculo del ICEE a estos niveles que pueden ser consultados en el Boletín Técnico del Cálculo del ICEE 2023. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2024)

	Nacional Rural	Nacional Urbano	Nacional Total
VT	4.644.936	14.153.977	18.798.913
VCS	3.419.555	14.007.964	17.427.519
VSS	1.225.381	146.013	1.371.394
ICEE [%]	73.619 %	98.968 %	92.705 %

Tabla 1. Resultados Nacionales del ICEE y las Viviendas Sin Servicio para 2023.
Fuentes de información de VSS

Usuarios Identificados por IPSE

El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) se dedica a identificar, promover, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, financieramente viables y sostenibles a largo plazo, para satisfacer las necesidades de las Zonas No Interconectadas (ZNI). En línea con esta misión, los proyectos en fase de estructuración incluyen información especializada sobre viviendas que requieren el servicio de energía eléctrica. En la ilustración 1 se puede ver la ubicación geográfica de las necesidades identificadas en dichos proyectos del IPSE.

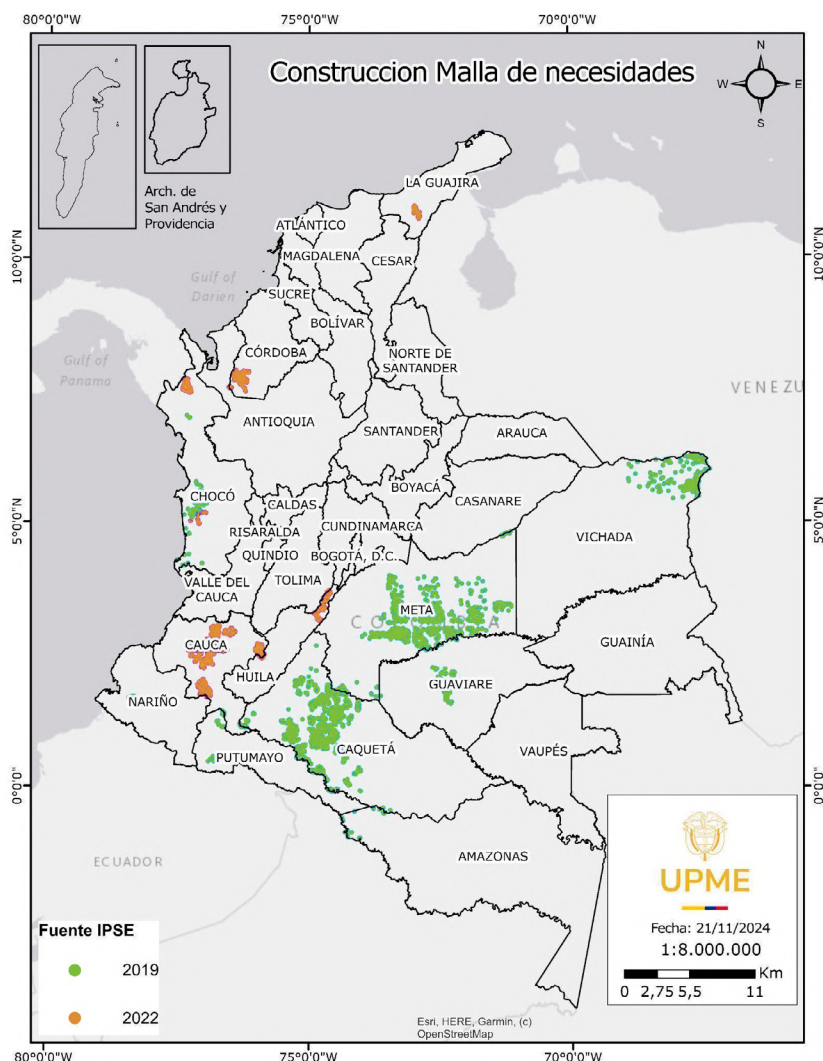


Figura 1. Localización de viviendas sin servicio reportadas desde la fuente de IPSE.

Fuente: Elaboración propia

La información proveniente del IPSE relaciona puntos geográficos que representan la ubicación de una única vivienda. Específicamente se incluyeron 12.075 VSS identificadas para las vigencias de 2019 y 2022.

Actualización de Sitios UPME

La UPME estableció en 2014 el concepto “Sitio UPME” para identificar las poblaciones sin acceso a energía eléctrica.

A través de la Resolución UPME 283 de 2021, se implementó un sistema de reporte anual donde tanto los operadores de red como las entidades territoriales deben registrar las necesidades del servicio en la aplicación Sitios UPME. Esta plataforma integra múltiples fuentes de información: Necesidades identificadas en los PECOR, Proyectos evaluados por la UPME (FAER, SGR), incorporados por la oficina de gestión de proyectos de fondos, reportes de los operadores y entidades territoriales.

En el modelo de datos actual, cada punto geográfico puede representar una o más viviendas dentro de la capa de Sitios. La información insumo para el presente plan incluye las necesidades correspondientes a los años 2019-2023, considerando que el último PIEC abarcó hasta el 2018. La clasificación por fuente se puede ver en la Tabla 2.

Fuente	2019	2020	2021	2022	2023
Entidad Territorial	-	-	-	-	732
Operador de red	12.966	16.607	24.007	13.801	47.273
UPME	44.313	7.937	-	-	-
PERS	206	-	-	32	-
Total general	57.485	24.544	24.007	13.833	48.005

Tabla 2. Cantidad de sitios tomados por fuente y año como insumo al PIEC.
Fuente: Elaboración propia a partir de Sitios UPME.

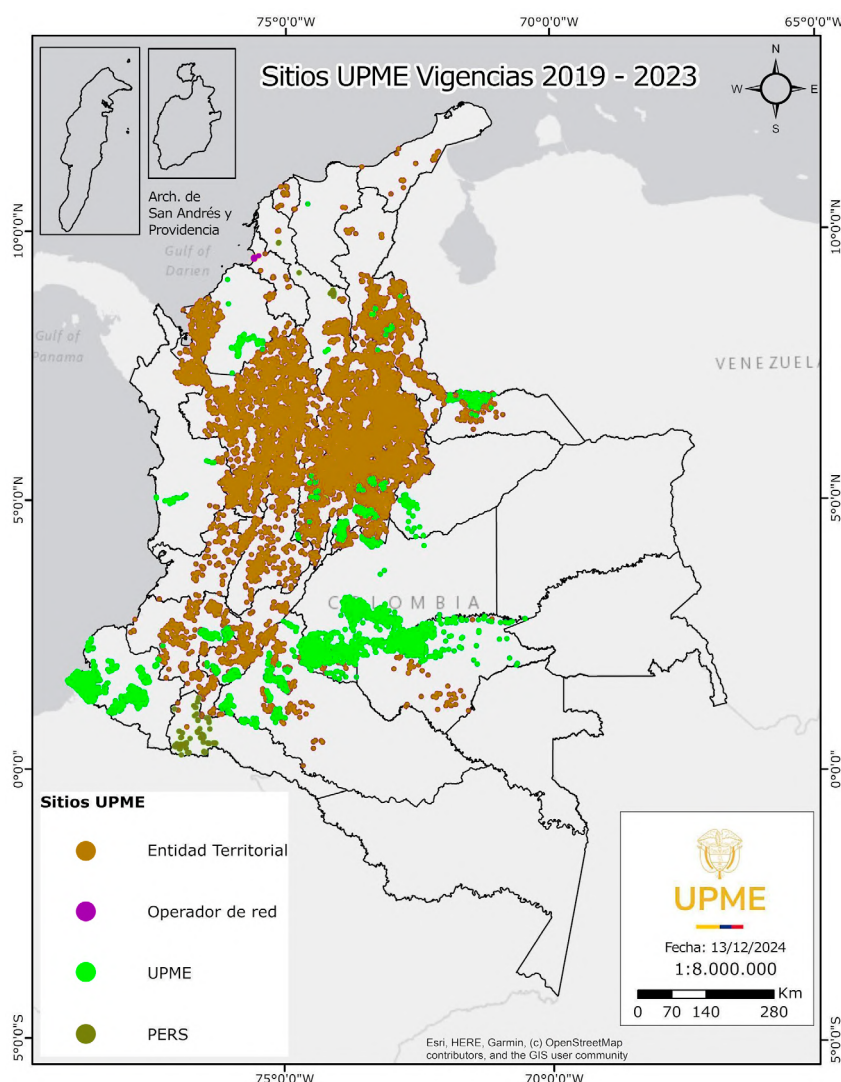


Figura 2. Localización de sitios reportados clasificados por su fuente.
Fuente: Elaboración propia

Proceso de consolidación de Grillas

El proceso de actualización de viviendas sin servicio eléctrico (VSS) para el año 2023 se basa en la cuadrícula nacional del DANE, compuesta por polígonos de 1km². Esta actualización integra tres fuentes principales de información: viviendas reportadas por el IPSE, base de datos de Sitios UPME y la cuadrícula DANE del Censo Nacional de Población y Vivienda (CNPV) 2018, que contiene el registro de VSS para el 2018. El DANE, como una de las fuentes principales de información, proporciona información a través de una cuadrícula de 1km², sin embargo, por políticas de confidencialidad estadística, estos datos se presentan

de manera agregada, sin revelar ubicaciones individuales. Por otro lado, la base de Sitios UPME consolida información detallada sobre viviendas sin servicio reportadas por los Operadores de Red (OR), IPSE, PECOR, PERS y proyectos evaluados por la Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos (OGPF).

Para garantizar la calidad en la evaluación del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura (PIEC), se ha establecido una precisión mínima de 1km² como estándar, considerando que las fuentes actuales manejan escalas entre 400 metros y 1 km. Esta estructura permite unificar los datos de VSS en una cuadrícula nacional de referencia, facilitando su análisis y actualización.

La consolidación de la grilla se ejecuta mediante una herramienta desarrollada bajo el software geográfico ArcGIS Pro, que opera en dos fases, primero con la generación de un identificador único para cada cuadrícula y segundo la actualización e integración del dato más reciente de viviendas sin servicio.

La estructura de cuadrícula que se adopta como base de la integración garantiza una cobertura territorial homogénea, permitiendo cuantificar y mapear con mayor precisión las necesidades de electrificación a nivel nacional. A diferencia de las divisiones administrativas municipales y zonales, esta metodología ofrece una representación más detallada y confiable de la distribución de las viviendas sin servicio eléctrico.

Proceso de consolidación de las diferentes fuentes de información de VSS

En el siguiente diagrama se explica el proceso que se realizó con las diferentes fuentes de información.

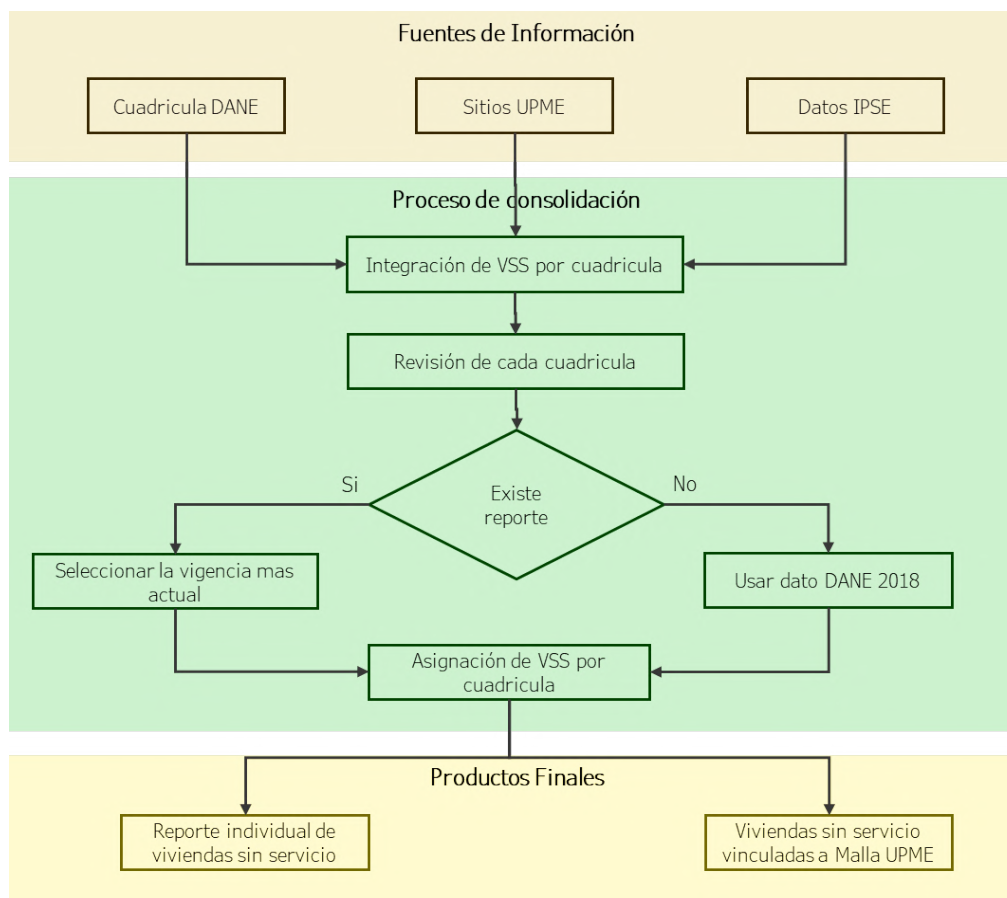


Figura 3. Esquema del proceso implementado en la consolidación de la información de Sitios.

Fuente: Elaboración propia

La selección de la cantidad final de viviendas sin servicio se basó en el dato más actual que se tiene sobre cada cuadrícula ya sea de fuente Sitios UPME o IPSE, en aquellos casos donde no se encuentre información reportada por las fuentes se decide mantener la información existente del DANE considerando que la vigencia es 2018.

Adicionalmente a la selección de VSS, se construye una relación entre la capa consolidada de puntos y la Malla UPME la cual es la capa resultante del proceso de consolidación, donde cada elemento contiene el identificador del polígono donde se encuentra contenido espacialmente.

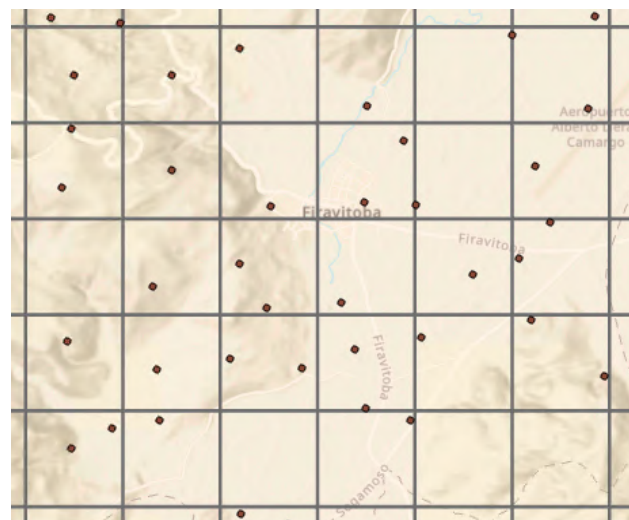
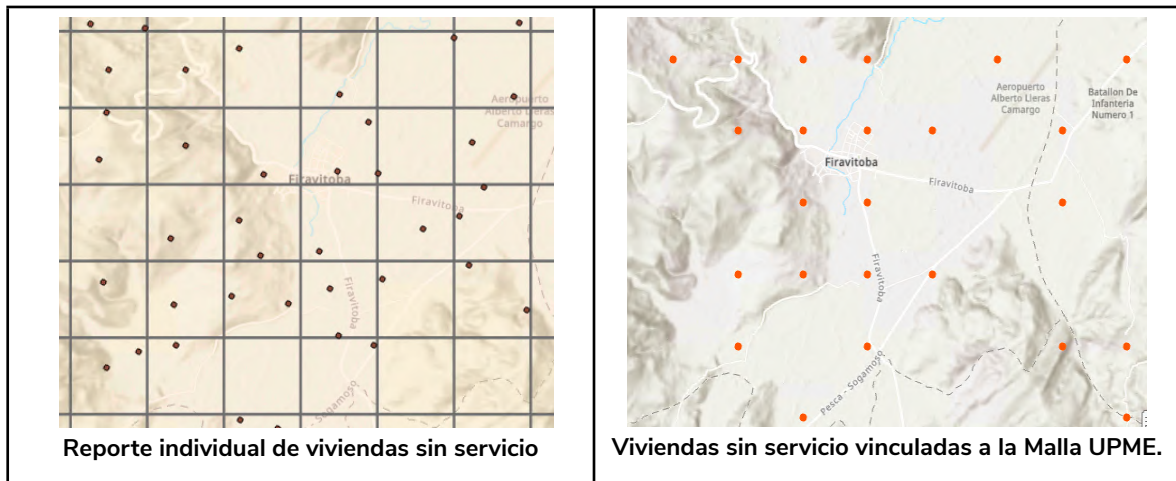


Figura 4. Reporte individual de viviendas sin servicio
Fuente: Elaboración propia

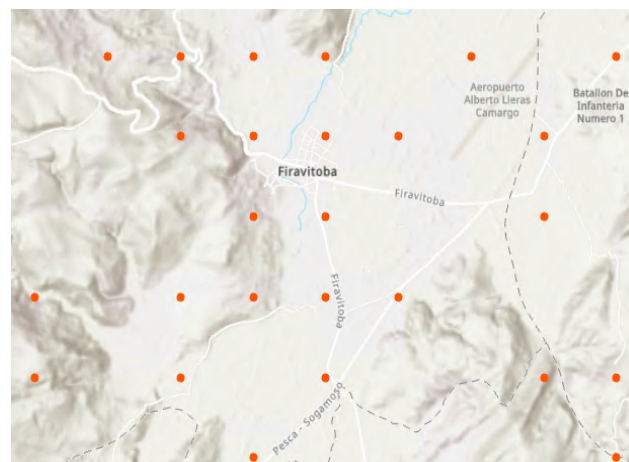


Figura 5. Viviendas sin servicio vinculadas a la Malla UPME.

Fuente: Elaboración propia

Como resultado se tiene la capa de reporte individual de viviendas sin servicio y las viviendas sin servicio vinculadas a la Malla UPME, que para la vigencia 2023 es de 524.569 viviendas sin servicio.

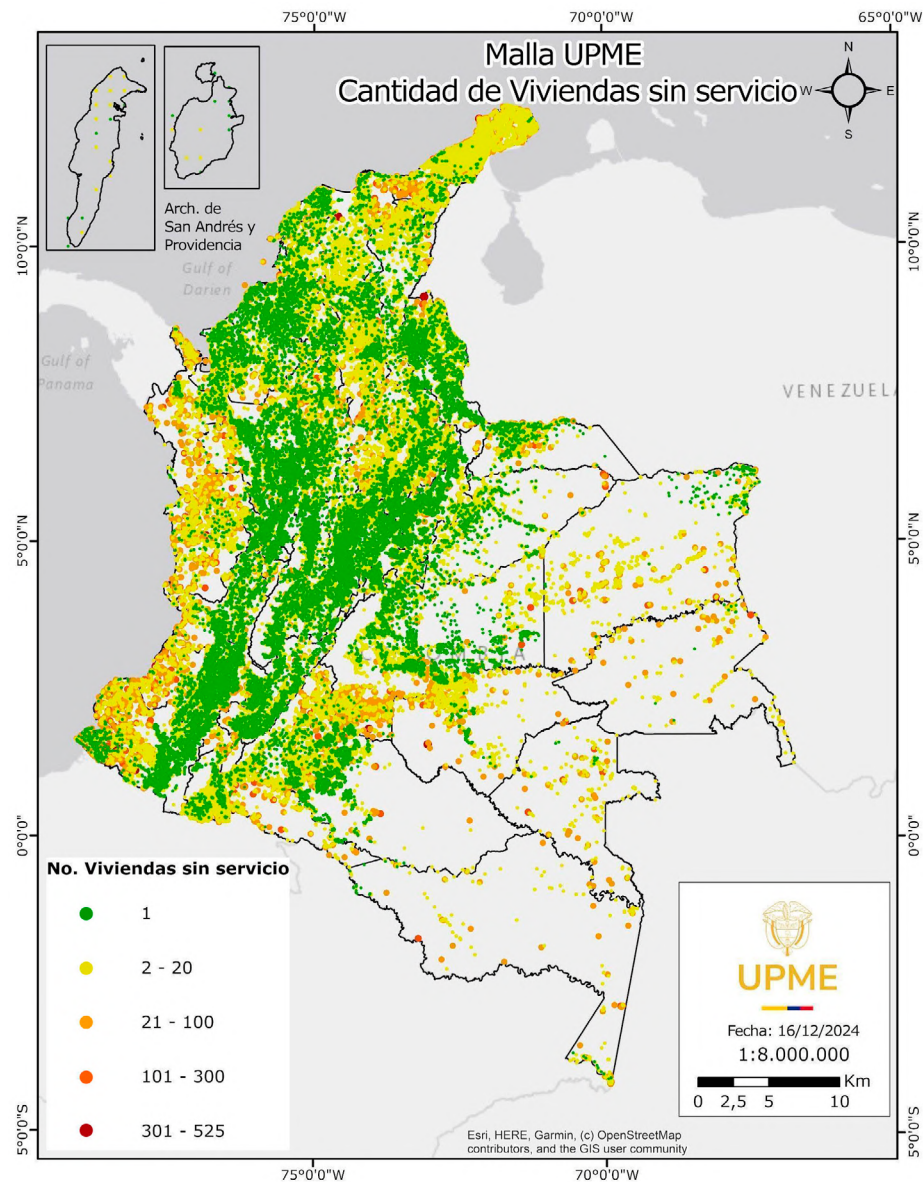


Figura 6. Localización de malla UPME actualizada a 2023 con número de viviendas sin servicio.

Fuente: Elaboración propia

2. METODOLOGÍA

El Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura - PIEC tiene como principal objetivo la identificación de las necesidades del servicio de energía en Colombia y la estimación de las inversiones que deben realizarse para alcanzar la universalización de este servicio. A continuación, se presenta el proceso metodológico con el cual se desarrolla el PIEC.



Figura 7. Diagrama metodológico para la construcción del PIEC
Fuente: Elaboración propia

2.1 Determinación del consumo energético y curva de carga horaria

En esta etapa se estima el consumo de energía eléctrica y el perfil horario de carga de las viviendas sin servicio identificadas, a partir de los consumos reales de energía eléctrica registrados en el Sistema Único de Información (SUI), medidores inteligentes y telemetrías de consumos en Zonas No Interconectadas (ZNI). Adicionalmente se incorporan estudios como los Planes de Energización Rural y Sostenible (PERS), consultorías sobre consumo básico de subsistencia (fuentes: Corpoema, 2019 y 2024), el Balance de Energía Útil (BEU de la UPME) elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y Gran Encuesta Integrada de Hogares (GEIH), para la determinación de los electrodomésticos que potencialmente podrían ser utilizados por los hogares.

Asimismo este plan adopta el Mapa de Clasificación del Clima en Colombia, desarrollado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), como base para la categorización de los consumos a partir de variables como la temperatura y la humedad relativa.

2.2 Identificación de potenciales energéticos y catálogo tecnológico.

Se analizaron los recursos renovables disponibles para la generación eléctrica, explorando la variabilidad espacial y temporal del viento, la radiación solar y el agua. Para ello se integra información proveniente de los Atlas de potenciales de los recursos renovables de Colombia desarrollados por el IDEAM y la UPME (Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales & Unidad de Planeación Minero Energética, 2017), (Unidad de Planeación Minero Energética et al., 2015), y series históricas de recursos provenientes de fuentes internacionales (NREL, 2024) y el IDEAM.

Acorde a los resultados, se establece un catálogo tecnológico con soluciones de generación eléctrica que incorporan los recursos en estudio. Los costos por tecnología se estiman a partir de los datos suministrados por el estudio de mercado desarrollado por el IPSE (IPSE, 2024) y por un estudio de mercado desarrollado a nivel nacional e internacional.

2.3 Definición de las alternativas de energización.

Las soluciones de electrificación se definen en función de aspectos como las condiciones geográficas del lugar, el acceso a la infraestructura eléctrica, la disponibilidad de recursos naturales (radiación solar, viento y agua), la accesibilidad tecnológica y la demanda energética, entre otros. Se proyecta la evaluación de tres alternativas de energización:

1. Interconexión de viviendas a la red de distribución existente.
2. Soluciones individuales fotovoltaicas aisladas.
3. Sistemas híbridos aislados organizados en microrredes.

En cuanto a los costos asociados a la interconexión de uno o varios usuarios a la red de distribución existente, se integran activos de conexión como postes, transformadores y conductores, según la Resolución CREG 015 de 2018 (Comisión de Regulación De Energía y Gas, 2018). Además, se considera la posibilidad de conexión en dos niveles de tensión: Nivel 1 (tensión inferior a 1 kV) y Nivel 2 (tensión entre 1 kV y menos de 30 kV).

2.4 Costeo y selección de las alternativas óptimas para la energización.

Para seleccionar la mejor alternativa de energización para las viviendas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica, se utiliza un algoritmo de optimización. Este algoritmo permite cuantificar los costos de cada alternativa en base a la información específica de cada sitio y determinar aquella que es más eficiente de acuerdo a esta. Las soluciones pueden estar conformadas por una única tecnología o por una combinación de varias de ellas.

Los resultados se basan en la optimización de costos de inversión y operación, considerando parámetros, criterios y restricciones relacionadas con aspectos ambientales, topográficos, expansión de redes, técnicos, entre otros. Como parte de la solución costo-eficiente, se especifica el tipo de solución y el número de equipos a implementar en cada caso, así como el costo de inversión y operación de esta solución.

2.5 Cuantificación de la inversión estimada para la universalización eléctrica

En la etapa final del proceso de cuantificación de la inversión requerida para la universalización del servicio de energía eléctrica, es fundamental considerar que el algoritmo desarrollado realiza cálculos específicos para las coordenadas de cada VSS, y por tanto, se desarrolla detalladamente para cada VSS

georreferenciada disponible. No obstante, dado que el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica - ICEE estima un número total de VSS a nivel municipal, departamental y nacional superior al de aquellas con información georreferenciada, es necesario aplicar una proyección que permita incluir en el análisis a éstas VSS sin datos espaciales precisos.

Por ello, la estimación de la inversión necesaria para la universalización del servicio eléctrico se basa en los siguientes insumos:

- El costo presente neto (CPN) del CAPEX y OPEX obtenido a partir del algoritmo desarrollado para cada sitio, y la proporción de estas soluciones de energización identificadas por municipio, utilizando como base las viviendas georreferenciadas. Las soluciones incluyen interconexión a la red existente, sistemas individuales fotovoltaicos y microrredes aisladas.
- El Índice de Cobertura de Energía Eléctrica - ICEE, en particular, el número de viviendas sin servicio de cada municipio.

Con esta información, se agregan los resultados del algoritmo a nivel municipal utilizando las viviendas georreferenciadas disponibles para calcular el CPN promedio y la proporción de cada alternativa de solución en cada municipio. Posteriormente, este CPN calculado se proyecta de manera proporcional al total de VSS identificadas por el ICEE, el cual incorpora las proyecciones de viviendas estimadas por el DANE. Finalmente, los resultados obtenidos se consolidan a nivel departamental y nacional.

3. CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENFOQUE TERRITORIAL

El objetivo de esta sección es proporcionar al lector una descripción detallada de los supuestos, fuentes y valores utilizados en relación con los parámetros de consumo considerados en el presente documento para el dimensionamiento técnico de las alternativas de suministro de energía eléctrica, así como sus costos asociados.

En primer lugar, se presenta la clasificación por zonas utilizada, la cual permite incorporar las particularidades de los requerimientos energéticos de los usuarios residenciales según su ubicación geográfica y las características climáticas de cada región del país. En segundo lugar, se presenta el análisis realizado para determinar el consumo promedio mensual de los usuarios en dichas zonas. A continuación, se describen los perfiles horarios de consumo establecidos para cada zona del país y finalmente, se analizan los casos de uso diario que podrían presentarse bajo los perfiles y niveles de consumo adoptados para el dimensionamiento de las soluciones, es decir, el posible uso que un usuario podría tener bajo cualquiera de las alternativas que resulte más eficiente.

3.1. Clasificación geográfica de consumos: Zonas climáticas

Clasificar los consumos de energía eléctrica con un enfoque territorial, permite contemplar las condiciones percibidas por los usuarios que definen sus patrones de consumo en los diferentes territorios del país. Para ello, este Plan adopta el Mapa de Clasificación del Clima en Colombia, IDEAM, desarrollado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), como base para la categorización de los consumos. Lo anterior, en atención a las recomendaciones¹ y oportunidades de mejora identificadas en versiones² anteriores del PIEC.

El mapa clasifica las zonas climáticas de los municipios a partir de la temperatura y la humedad relativa, en lugar de basarse únicamente en la altitud respecto al nivel del mar. Este enfoque permite describir de manera más precisa el comportamiento del consumo energético de los usuarios, al considerar variables directamente percibidas por los usuarios para satisfacer sus necesidades energéticas. A continuación, el mapa que representa esta clasificación:

1 El ministerio de vivienda en su Resolución 549 del 2019 "Por la cual se reglamenta el capítulo 1 del título 7 de la parte 2 del libro 2 del Decreto 1077 de 2015, en cuanto a los parámetros y lineamientos de construcción sostenible y se adopta la guía para el ahorro de agua y energía en edificaciones" sugiere considerar los niveles de consumo por zonas climáticas basadas en la varianza de las temperaturas a la misma altura, hecho que puede influir directamente en los niveles de consumo.

2 Versiones anteriores del presente documento han considerado un enfoque de clasificación espacial de consumos que se basan únicamente en la altitud, bajo la premisa de la relación inversa que se ha evidenciado entre el consumo de energía eléctrica y la altitud en m.s.n.m.

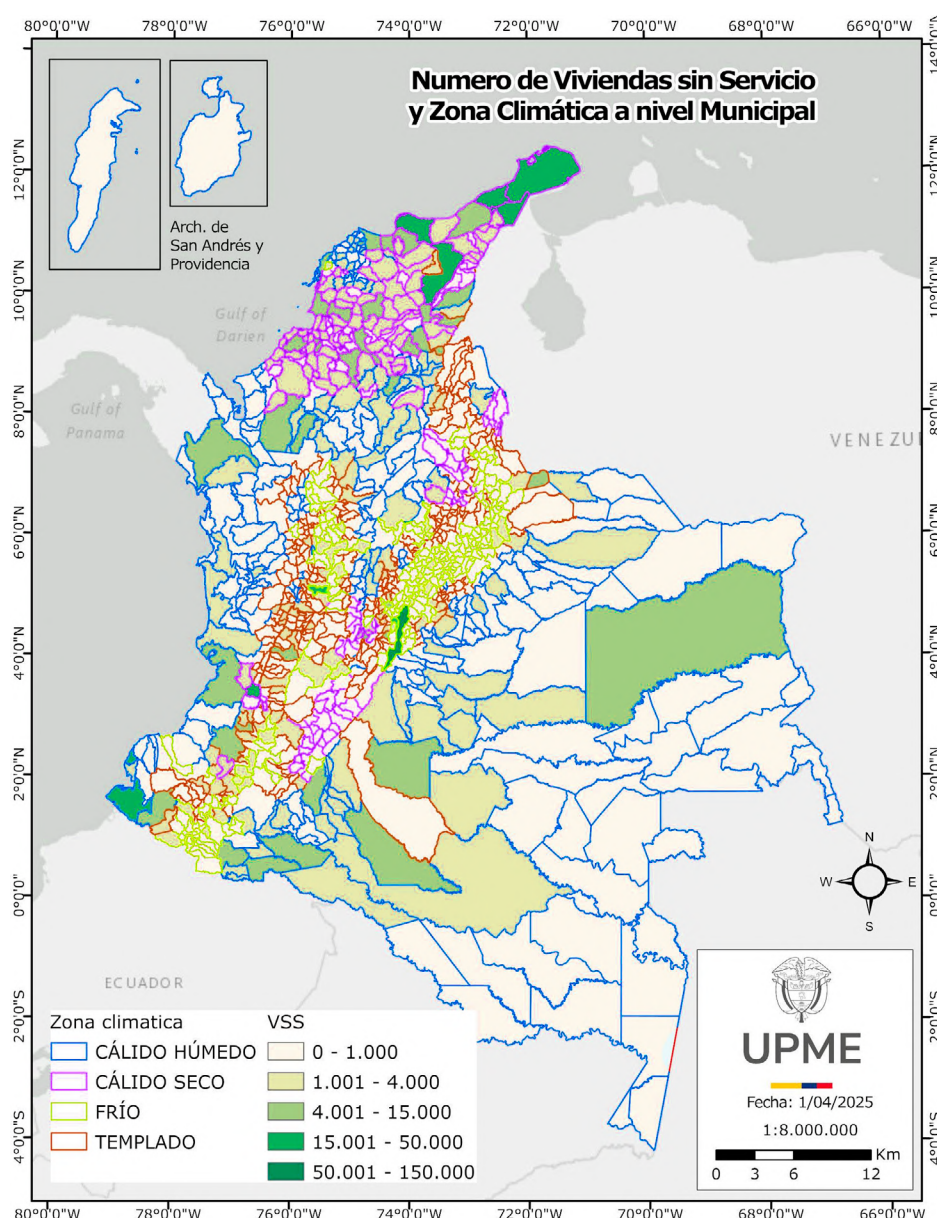


Figura 8. Mapa de zonas climáticas y viviendas sin servicio

Fuente: Elaboración propia

Esta representación gráfica muestra la clasificación de los municipios por las zonas climáticas: frío, templado, cálido húmedo y cálido seco, además presenta la ubicación geográfica de viviendas sin servicio de energía en Colombia. A partir de esta clasificación se establecen los niveles de consumo para cada zona climática como se presenta en la siguiente sección.

3.2. Determinación de niveles mensuales de consumo

En línea con lo propuesto en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 acerca del cierre de brechas energéticas, el Plan de Acción Indicativo – Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PAI-PROURE) 2022-2030 sobre las medidas y uso eficiente de los energéticos y en el marco general de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, más específicamente con el objetivo ODS 7 orientado hacia la energía asequible y no contaminante, esta sección detalla la definición de los consumos mensuales de energía residenciales en kWh-mes para cada zona climática.

Frente a la definición de consumos, el presente Plan adopta las recomendaciones de las versiones anteriores de este mismo documento ^{3 4 5 6 7}. A partir de las mismas, y una revisión general de los niveles de consumo considerados en documentos como los PIEC 2019-2023 (Unidad de Planeación Minero Energética, 2023) y PIEC 2016-2020 (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016) que utilizaron niveles de consumo de 60 y 90 kWh-mes⁸, además de otras fuentes institucionales como BEU, Corpoema, CBS, y su comparación con escenarios PIEC y los PERS.

Fuente/ Consumo promedio ⁹ [kWh-mes]	PIEC 2019- 2023 y 2016-2020	Corpoema estimación CBS (2019)	Balance Útil de energía (2019)	PERS	CBS Resolución vigente.
Consumo promedio	75	143.9	156.6	127,8	151,5
(0-500 msnm)	90	165.7	NA	NA	173
(500-1000 msnm)	90	124.7	NA	NA	173
(1000-1500 msnm)	60	124.7	NA	NA	130
(1500-2000 msnm)	60	141.4	NA	NA	130

Tabla 3. Resumen de valores de consumo promedio al mes
Fuente: Elaboración propia a partir de las fuentes mencionadas en la tabla

Cabe destacar que no todas las fuentes presentan la información con la misma segregación o características, sin embargo, con el objetivo de realizar una comparación se realizó un promedio para todas las fuentes. En general, se observan niveles de consumo superiores a los utilizados anteriormente, esto principalmente debido a los ajustes de eficiencia, el hecho de considerar los consumos de las regiones rurales disponibles en esa época, así como la consideración de viviendas sin acceso constante al servicio de energía. Es importante resaltar que el hecho de considerar niveles más altos de consumo que atiendan las necesidades del servicio con mejor calidad y acceso, así como integrar la premisa de equidad (rural, urbana y entre diferentes estratos socioeconómicos) en la disponibilidad del consumo, impacta directamente la estimación de costos de las alternativas y la universalización del servicio.

En relación con lo anterior, se plantea hacer uso de la información de facturación de todo el país que reposa en el SUI para el año 2022, la cual fue suministrada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Para ello, se usaron las siguientes fuentes de información:

- Reporte SUI para todo el año 2022:
 - o TC1: Almacena la información del formato 1732 TC1, la cual contiene el inventario de usuarios reportados en el SUI.
 - o TC2: Almacena la información del formato 1743 TC2, la cual contiene toda la información asociada a facturación de usuarios.
 - o TT2: Este formato captura las variables y características técnicas que debe cumplir el formato, en relación con la información de los transformadores de los Operadores de Red en un periodo de tiempo determinado.
- Climas: Anexo 2 de la resolución 549 de 2015 “Mapa de Clasificación del Clima en Colombia según la Temperatura y la Humedad Relativa y listado de municipios”

3 Sin importar el tipo de solución prestada se debe apuntar a tener servicio continuo 24 horas ya sea con soluciones solares, híbridas, o interconectadas.

4 Dadas las variaciones del consumo de energía eléctrica por altitud observadas, se recomienda hacer los análisis de consumos de acuerdo con una división más detallada.

5 Este ejercicio tiene como objetivo identificar consumos básicos rurales por lo que las soluciones que se brinden en cobertura del servicio deben atender como mínimo estos usos finales identificados: Iluminación, refrigeración, televisión, punto de carga de celular, un punto adicional que puede ser usado para licuadora, radio u otros.

6 Es muy importante alinear las políticas de expansión de cobertura con las de promoción de eficiencia energética, esta articulación debería permitir un uso más eficiente en los equipos predominantes en estas zonas

7 Es importante notar que en el escenario eficiente se obtienen consumos similares a los promedios obtenidos a partir de las encuestas, pero teniendo más usos finales, se refuerza nuevamente la importancia de tener equipos eficientes especialmente en refrigeración.

8 Basados en análisis de consumo rural por piso térmico y eficiencia (Anexo 6: PIEC 2016-2020) a partir de un análisis de 6.056 encuestas realizadas en viviendas con servicio de energía en el marco de los PERS de Tolima, Guajira, Chocó y Nariño

9 Los consumos promedios son obtenidos del promedio de los consumos mensuales que registra cada fuente. (p.e: para la fuente PERS es el promedio de los consumos mensuales de cada departamento).

A partir de estas fuentes, y un proceso de limpieza de los datos que elimina los consumos registrados en 0, así como suprime los datos atípicos a partir de la eliminación de datos que pasan superior e inferiormente 1.5 veces el rango Inter cuartil (IQR por sus siglas en inglés), se obtuvieron los niveles de consumo residenciales de todo el país. A continuación, se observa el histograma de los datos de consumo después de la limpieza de datos atípicos:

CLIMA	Estrato	CONSUMOS SUI								FACTURAS
		Media	Desv. Est.	Mediana	Min	Max	Perc. 25	Perc. 75	Perc. 90	Conteo
CÁLIDO HÚMEDO	1	115,5	81,1	105	1	360	48	175	222	10.960.035
	2	123,7	83,7	113	1	360	59	177	244	5.073.119
	3	135,7	84,8	124	1	360	73	189	260	2.258.435
	4	159,4	95	151	1	360	85	230	298	422.101
CÁLIDO SECO	1	133,5	82,3	129	1	360	66	191	244	14.613.732
	2	136,6	82,2	127	1	360	75	189	255	10.089.190
	3	134	79,8	122	1	360	77	181	250	5.535.594
	4	129,7	77,5	116	1	360	75	172	242	2.650.944
FRÍO	1	91,7	68,9	77	1	360	40	127	187	5.548.005
	2	113,4	73,2	100	1	360	61	152	216	16.195.914
	3	111	68,8	99	1	360	64	145	205	13.327.717
	4	113	65,7	102	1	360	68	147	201	4.743.470
TEMPLADO	1	88,6	63,6	77	1	360	42	123	174	9.732.882
	2	97	66,8	85	1	360	50	130	186	13.058.580
	3	101,4	64,6	91	1	360	58	133	186	5.388.171
	4	105,8	65,9	96	1	360	61	139	193	1.755.325

Tabla 4. Resumen de consumos de energía por estratos y zonas climáticas

Fuente: Elaboración propia a partir de información del SUI

La distribución de los datos presenta una asimetría negativa aún después de la limpieza de datos atípicos, por lo que la mediana suele ser una mejor medida de tendencia central. Se observan consumos más altos en zonas cálidas húmedas y menores consumos en zonas templadas y frías. Es de resaltar que los climas templados presentan consumos menores que en climas fríos, hecho que se acentúa a medida que aumenta el estrato, así como el comportamiento atípico en climas cálidos secos de mayores consumos en estratos menores.

Desde el punto de vista económico, los valores de la tabla anterior para los estratos 1, 2 y 3 presentan consumos distorsionados, ya que estos son beneficiarios de subsidios que afectan sus patrones de consumo. Por lo anterior, en el cálculo de las alternativas de solución de interconexión se utilizarán las medianas de los estratos 4 de cada clima.

Por otro lado, estos valores de consumo son preponderantemente provenientes del uso de equipos con baja eficiencia. En consecuencia, en aras de promover el uso de equipos eficientes energéticamente, se reducen los valores para el dimensionamiento a partir de la diferencia de energía entre usar equipos de etiqueta C y equipos de etiqueta B, esto, a partir de los valores presentados por el estudio de Corpoema. Así, los niveles de consumo finales a usar en el dimensionamiento de alternativas son los siguientes:

Zona climática	Consumo para alternativas [kWh-mes]
Cálido húmedo	145
Cálido seco	110
Frío	96
Templado	90

Tabla 5. Consumo estimado de energía mensual para cada zona climática.

Fuente: Elaboración propia

3.3. Determinación de perfiles de consumo diario

Para calcular de manera adecuada el costo de una solución de electrificación, es fundamental considerar no solo el consumo promedio mensual de energía eléctrica, sino también el perfil de consumo, es decir, cómo se distribuye ese consumo a lo largo del tiempo. Esto resulta crucial, ya que las características técnicas de las soluciones propuestas, como la interconexión a la red existente, sistemas fotovoltaicos individuales o sistemas colectivos aislados en forma de microrredes híbridas, dependen de parámetros clave como la potencia (W) y la energía (Wh). Estas variables determinan la capacidad del sistema para satisfacer las necesidades de los usuarios.

Por ejemplo, en un sistema fotovoltaico individual con baterías, la capacidad de almacenamiento define la cantidad de energía disponible durante las horas sin irradiación solar (e.g., uso de bombillos o refrigeradores). A su vez, la potencia máxima del inversor limita el tipo y número de electrodomésticos que pueden conectarse simultáneamente. Por ejemplo, un inversor de 1 kW no permitiría conectar una estufa de inducción de 1.5 kW. La estimación de perfiles de consumo representativos para hogares colombianos, segmentados por región o zona climática, presenta desafíos significativos debido a las diferencias en la posesión y uso de electrodomésticos. Además, aunque el despliegue de medidores inteligentes (AMI) ha avanzado en el país, los datos recopilados son de carácter privado por la sensibilidad de la información.

En este contexto, se propone utilizar los perfiles de consumo definidos en el estudio Characterization of Electricity Demand Based on Energy Consumption Data from Colombia (Toledo Torres et al., 2023), el cual analiza datos de 166.630 medidores inteligentes en diversas regiones del país, desagregados por climas. Este estudio identifica clústeres de consumo residencial para hogares ubicados en climas cálidos y fríos, permitiendo la construcción de perfiles representativos para cada zona climática a partir de estas agrupaciones.

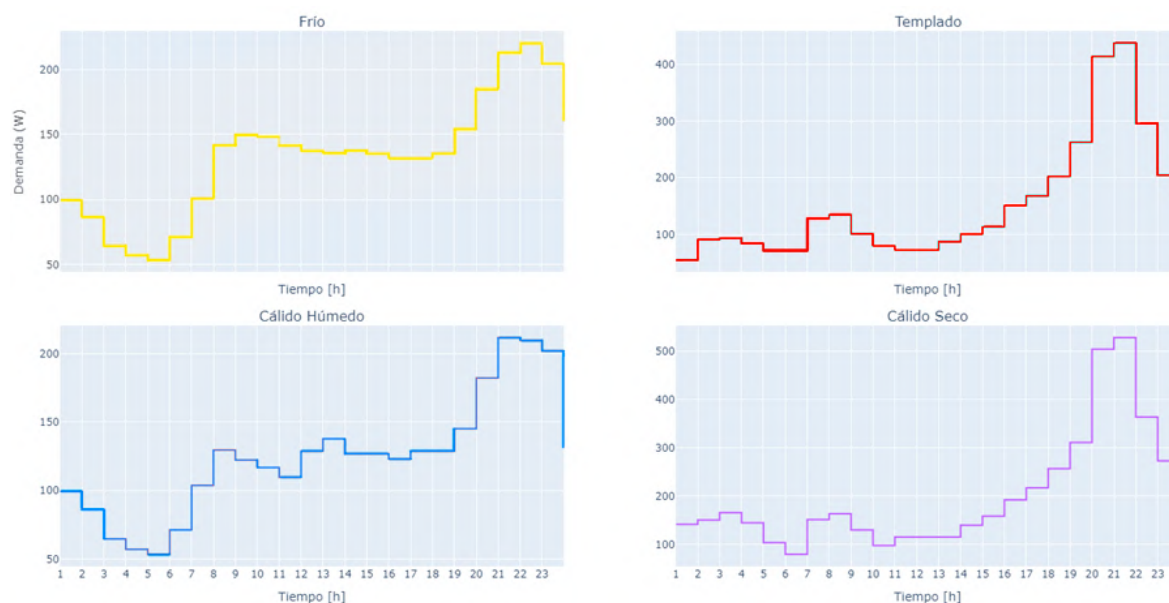


Figura 9. Perfiles horarios discretos de consumo según zona climática.

Fuente: Elaboración propia a partir de consumos establecidos, equipos de uso final y clústeres de (UNAL)

Es importante señalar que los perfiles obtenidos no corresponden a casos de uso específicos, sino que representan comportamientos promedio de grupos significativos de hogares. Además, los perfiles se presentan en formato discreto, ya que el análisis para seleccionar alternativas óptimas se realiza a nivel horario.

3.4. Equipos de uso final

En esta sección se hace uso de los perfiles diarios y las demandas mensuales de energía eléctrica definidas en los apartados anteriores para ejemplificar los posibles casos de uso reales que podrían tenerse en cada zona climática, y a partir de este ejercicio también extraer los niveles de potencia máxima de diseño de las soluciones.

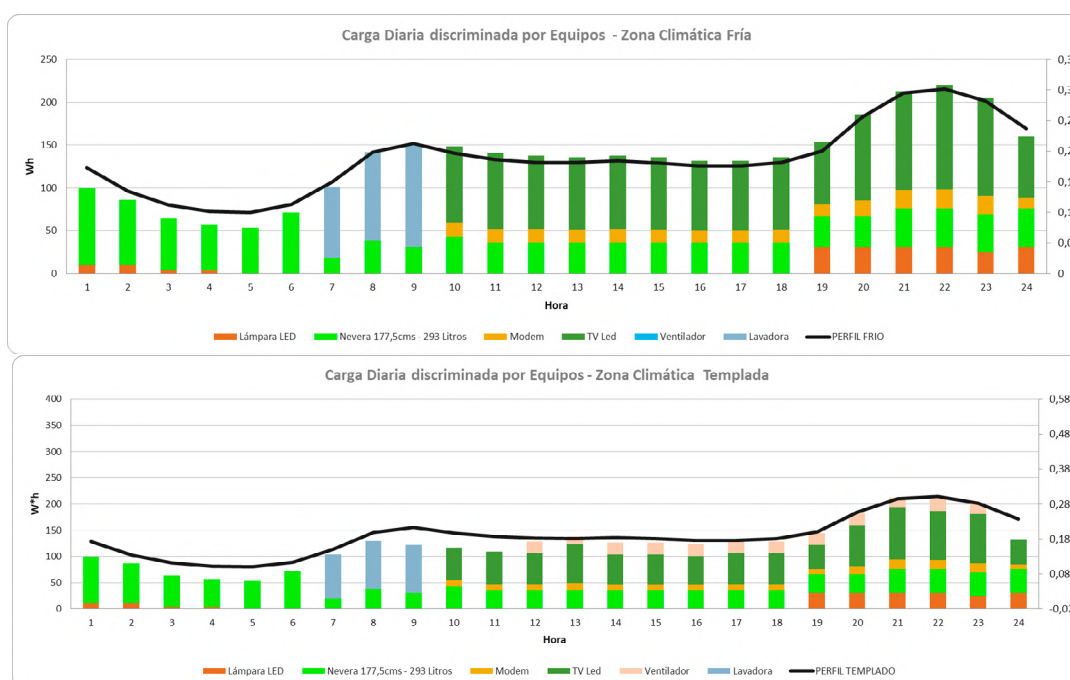
Para lo anterior se identificaron los equipos más usados en cada zona climática, así como sus características técnicas, de acuerdo con el documento “Estudio para definir el nivel de consumo indispensable que requieren los usuarios en condiciones socioeconómicas vulnerables de los estratos 1 y 2, considerando las condiciones climáticas de las zonas en las que habitan y las buenas prácticas para el consumo eficiente de la energía”, elaborado por la UPME.

Equipo	Pot. Equipo (W)
Lámpara LED	10,4
Módem	14,5
TV Led	78,1
Ventilador	75,8
Nevera 177,5cms - 293 Litros	89,2
Lavadora	304,0

Tabla 6. Tabla de los equipos empleados para diseño de alternativas
Fuente: Elaboración propia

A partir de estos equipos, los perfiles diarios y el consumo de energía definidos anteriormente se ajustó una distribución del uso de los equipos para un día promedio que se ajustara a todos los parámetros con el fin de visualizar las posibles cargas de dichos equipos en términos de potencia, además de ejemplificar los casos de uso de las soluciones para los cuales este documento plantea alternativas de solución.

En la siguiente figura se muestran los perfiles de consumo de los equipos considerados en cada zona climática.



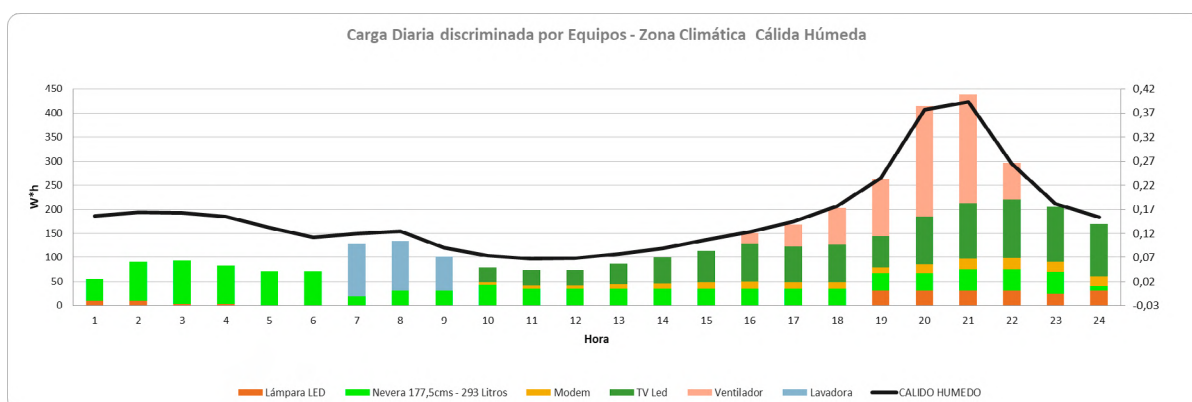
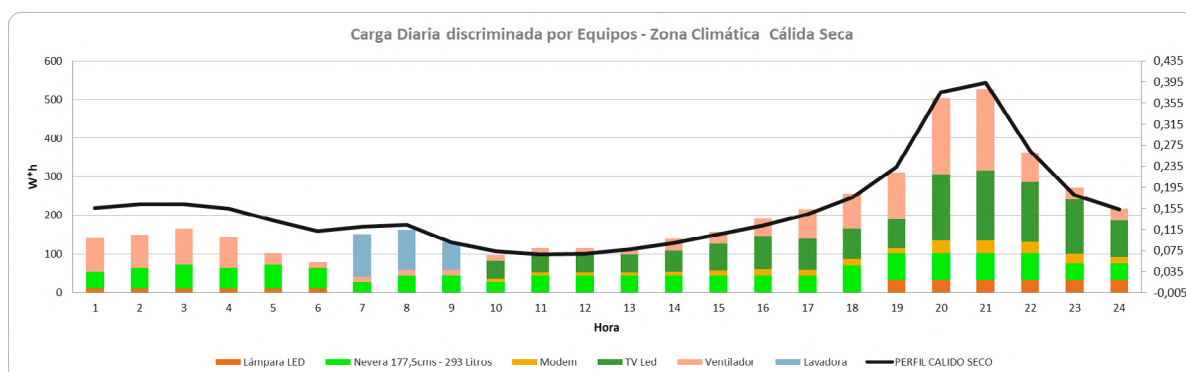


Figura 10. Curvas de energía diaria por cada zona climática
Fuente: Elaboración propia

A partir de la distribución anterior de equipos se define para una vivienda de cada zona climática los parámetros de consumo y potencia necesarios para el diseño básico de cualquiera de las alternativas de solución planteadas.

Zona climática	Energía mensual [kWh-mes]	Energía diaria [kWh-día]	Potencia pico [W]
TIPO 1 - FRÍO	95	3,2	1002
TIPO 2 - TEMPLADO	90	3,0	1002
TIPO 3 - CÁLIDO SECO	110	3,7	1002
TIPO 4 - CÁLIDO HÚMEDO	145	4,8	1339

Tabla 7. Consumos de potencia y energía por cada zona climática
Fuente: Elaboración propia

A diferencia de las configuraciones mencionadas en anteriores estudios (60 y 90 kWh-mes), en las presentes configuraciones planteadas se incluyeron equipos de consumo eléctrico que por lo general hacen parte del uso de los hogares de familias conectadas al SIN, ejercicio que permite brindar las mismas características técnicas para las configuraciones de soluciones individuales para la ZNI, estos son: iluminación con tecnología LED, televisor LED, módem, nevera y lavadora. Para zonas climáticas diferentes a la fría se incluye el ventilador.

4. POTENCIALES ENERGÉTICOS Y CATÁLOGO TECNOLÓGICO

El análisis de potenciales energéticos proyectados para la generación de energía eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI) como mecanismo alternativo de ampliación de la cobertura de energía eléctrica residencial a través de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), está planteado desde la UPME, en su rol de entidad enfocada en la planeación energética del país, en diseñar, justificar y plantear los escenarios de discusión necesarios desde el punto de vista técnico, económico, ambiental y de sostenibilidad, para que los tomadores de decisiones puedan contemplar estos análisis indicativos en aras de ser una guía para la formulación de proyectos orientados en un alto grado de aprovechamiento eficiente del recurso energético.

Basado en lo anterior, este apartado tiene como propósito realizar un análisis sobre los potenciales energéticos asociados a los recursos renovables tales como el solar, eólico de pequeña escala, e hídrico a filo de agua. Además, se plantean aspectos generales para seleccionar las tecnologías más apropiadas para el aprovechamiento eficiente de estas fuentes renovables de generación.

4.1. Potenciales Energéticos

El análisis del potencial solar, eólico a pequeña escala e hídrico a filo de agua, considera factores como la disponibilidad, nivel de detalle y accesibilidad de la información sobre el recurso renovable. Por lo anterior, las fuentes de información corresponden a los Atlas de potenciales de los recursos renovables de Colombia desarrollados por el IDEAM y la UPME, y series históricas de recursos provenientes de fuentes internacionales y el IDEAM. A continuación, se entregan detalles de cada uno.

4.1.1 Recurso Solar

La energía solar es una de las fuentes de energía renovable más abundantes y accesibles en todo el mundo. Colombia se encuentra en la zona ecuatorial y recibe abundante energía solar durante el año, lo que hace que esta región sea estratégica para la generación eléctrica a partir de este recurso.

El potencial de la energía solar se basa en la radiación solar que incide sobre la superficie terrestre, y varía según la latitud y las condiciones climáticas de la zona. Las cantidades de radiación disponible generalmente se expresan en términos de energía/área, con unidades de kWh/m² por día o por año, según se integre en el día o en el año.

Para la construcción del PIEC, la determinación de la radiación solar disponible en cada una de las viviendas sin servicio georreferenciadas se apoya principalmente en la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB por sus siglas en inglés) del Laboratorio Nacional de Energía Renovable, NREL, el cual pertenece al Departamento de Energía de los Estados Unidos de América.

La NSRDB incluye datos meteorológicos y de energía solar que se han recopilado desde 1998 en los Estados Unidos, y en una lista cada vez mayor de ubicaciones internacionales con resoluciones temporales (30 minutos) y espaciales (4 km x 4 km), para representar con precisión la radiación solar global y regional. La última versión de la NSRDB se publicó en 2017, cubriendo el periodo 1998-2016. Su producción se basa en el avance de la tecnología satelital, lo que permite obtener la radiación solar de alta resolución a partir de propiedades de vapor de agua, aerosoles y nubes. La magnitud de la radiación solar obtenida coincide con mediciones en tierra, alcanzando errores porcentuales medios entre el 5% para la irradiancia horizontal global (GHI) y 10% para la irradiancia normal directa (DNI) (NREL, 2024)

4.1.2 Recurso eólico

De acuerdo con el IDEAM, el potencial eólico en Colombia no sólo se ubica en la península de La Guajira y sectores del litoral Caribe, sino también en zonas de alta montaña de la región Andina y en el mar Caribe. Esto posiciona a este recurso como una alternativa para la generación eléctrica en soluciones de pequeña escala que aporten al aumento de la cobertura del servicio de electricidad.

Por lo tanto, la determinación de la velocidad del viento disponible en cada vivienda sin servicio georreferenciada se apoya principalmente en el Atlas Eólico desarrollado por el IDEAM en el año 2018, en donde se incluye un análisis del viento estimado entre 2 y 80 metros de altura. No obstante, la velocidad del viento disponible varía tanto en el tiempo como en el espacio, por efecto de las diferencias de calentamiento sobre la superficie de la tierra y el mar. Sin embargo, los promedios multianuales atenúan la influencia de los máximos y mínimos, logrando una buena aproximación a un comportamiento representativo en cada región.

La elaboración de la versión digital de este Atlas se basa en la recuperación y análisis de datos de dirección y velocidad del viento de las gráficas de anemocinemógrafo en 67 estaciones en tierra. Además, para la modelación espacial del viento se utilizó el modelo regional meteorológico WRF (Weather Research and Forecasting por sus siglas en inglés) (Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales & Unidad de Planeación Minero Energética, 2017)

Particularmente, y debido a que la población objetivo del PIEC corresponde al sector residencial, se busca el aprovechamiento del recurso eólico a pequeña escala, tomando las velocidades del viento más probables en unidades de metros por segundo [m/s], a una altura igual o inferior a 10 metros sobre el nivel del mar. Esta elección se basa en el estudio de mercado desarrollado por la UPME, el cual determinó que las turbinas microeólicas empiezan a girar a partir de una velocidad mínima del viento de 3 m/s. De esta manera, al seleccionar el potencial eólico a una altura igual o mínima de 10 metros, se garantiza que las turbinas microeólicas cuenten con las mínimas condiciones de viento requeridas para su funcionamiento.

4.1.3 Recurso hídrico a filo de agua

El análisis del potencial hidroenergético se dispone en el presente PIEC como un recurso crucial para la planificación y desarrollo de infraestructuras energéticas sostenibles, permitiendo identificar y evaluar los recursos hídricos disponibles a filo de agua para la generación de energía a pequeña escala.

La privilegiada posición de Colombia en cuanto a recursos hidrológicos, combinada con sus características topográficas, favorece el desarrollo de pico, micro, así como pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). Estas pueden ser utilizadas tanto para su integración al sistema interconectado nacional como para el suministro energético en comunidades aisladas.

Desde un punto de vista general, pico, micro, así como pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en Colombia se destacan por su bajo impacto ambiental en comparación con proyectos hidroeléctricos de mayor escala, su capacidad para integrarse en los ecosistemas locales y su potencial para fomentar el desarrollo sostenible de las comunidades beneficiadas, así lo destaca la Corporación Autónoma Regional (CAR) dentro de la Evaluación de impactos ambientales en proyectos hidroeléctricos.

Para evaluar el potencial hidroenergético disponible en cada vivienda sin servicio georreferenciada, se analizó la proximidad de estas a los cuerpos de agua con caudales medios registrados en el Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia (Unidad de Planeación Minero Energética et al., 2015)

Con relación a las variables de decisión para proyectar este tipo de tecnologías, también se debe considerar entre otros aspectos:

- Distancia en metros de las VSS al cauce de mayor potencial del río, esto en vista que a distancias mayores a 500 metros desde la bocatoma hasta el punto de conexión las caídas de tensiones son mayores por ende la calidad de la energía decae.
- Georreferenciación de las VSS a beneficiar, así como del potencial hídrico (msnm, temperatura media, etc).
- Velocidad del río en el punto del área óptima de la hidroturbina.
- Estacionalidad del río.
- Impactos ambientales con la instalación de este tipo de turbina.
- Actividad económica de la población que no tiene servicio de energía eléctrica y que está aledaña al cauce del río.

A partir de los datos proporcionados en el Atlas, el caudal y la caída hidráulica, se calculó el potencial energético en el punto más cercano entre cada vivienda y su recurso hídrico más próximo. Ver Anexo A.

Dentro del análisis realizado, se identificaron las viviendas sin servicio georreferenciadas que se encontraban a una distancia de 500 metros o menos de un recurso hídrico. Este criterio técnico sugerido por los fabricantes de picocentrales de generación hidráulica y aplicado en este análisis, busca minimizar las pérdidas de energía durante el proceso de distribución desde el punto de generación hasta el punto de uso final, garantizando con ello una mayor eficiencia en la entrega de energía a las viviendas.

En la Figura 11, se presentan las viviendas sin servicio que cumplen con este criterio, junto con la potencia estimada en el punto de caudal más cercano identificado.

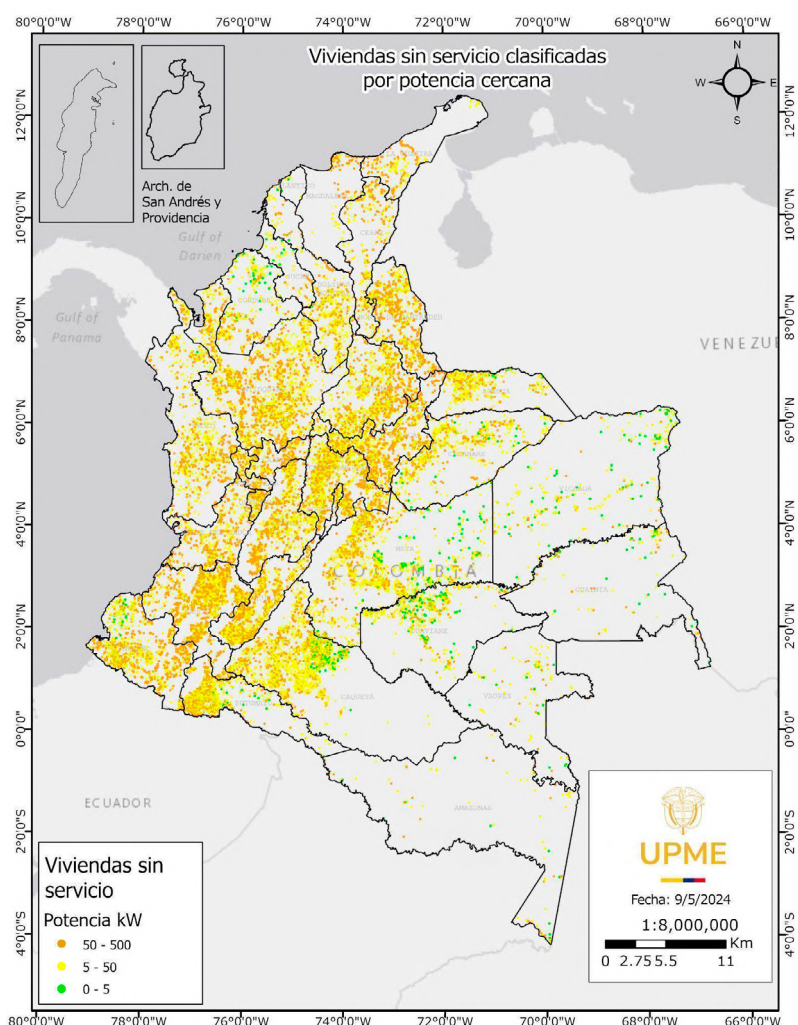


Figura 11. Viviendas sin servicio (VSS) clasificadas por la potencia de cada caudal más cercano para aprovechamiento

4.2. Catálogo Tecnológico

Las tecnologías para el aprovechamiento de los recursos renovables a partir del sol, el agua y el viento, incluyen paneles solares fotovoltaicos, turbinas hidrocínicas, turbinas micro eólicas, inversores y baterías, estas últimas para garantizar que se cuenta con el servicio de energía eléctrica ininterrumpidamente durante las 24 horas del día.

La mezcla de las tecnologías mencionadas configura las alternativas de energización para las viviendas sin el servicio de energía eléctrica, además de la interconexión a la red eléctrica existente. A continuación, se presenta el catálogo de tecnologías seleccionadas para los análisis del PIEC. Para cada elemento se consideran parámetros técnicos, y una estimación de costos de suministro de equipos, implementación y de operación. Estos últimos a fin de garantizar la operatividad del proyecto durante su vida útil.

Parámetro	tecnología / Observaciones	Potencia (kW)	CAPEX (MCOP / Unidad)	OPEX (MCOP / kW año)	Vida útil (Años)	Eficiencia (%)
Panel solar	Monocristalino	0,545	1,84	0,04	25	21,30
Inversor	Híbrido para sistemas individuales	2	5,26	0,04	10	90
	Híbrido para microrredes	5	7,82	0,04	10	91,5
Batería	Tipo litio para sistemas individuales	120Ah	3,91	0,10	10	92
	Tipo litio para microrredes	200Ah	11,17	0,28	15	92
Turbinas Micro Eólicas	Aerogenerador Vertical	10	15,08	0,13	25	95
Picocentrales hidroeléctricas	Picocentral en ZNI	5	107,58	1,40	30	79,39
Turbinas Hidrocínicas	Turbina de Eje Vertical	5	76,44	1,43	25	N/A

Tabla 8. Catálogo Tecnológico

Fuente: Elaboración propia con información de referencia¹⁰.

Consideraciones:

- Las soluciones fotovoltaicas individuales suelen tener una potencia instalada inferior a 2 kWp, orientada a satisfacer las necesidades eléctricas de una vivienda sin servicio.
- El aprovechamiento del recurso eólico se centra en las turbinas microeólicas o de pequeña escala para el sector rural residencial, inferiores a 20 kW. Estos equipos pueden instalarse en los techos de las viviendas o en pequeños edificios.
- En función de su capacidad instalada, las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar en picocentrales (0,5 - 5 kW), microcentrales (5 - 50 kW), minicentrales (50 - 500 kW), pequeñas centrales hidroeléctricas (500 - 1000 kW).

¹⁰ Estudio de mercado desarrollado por el IPSE en el año 2024.

Información del Grupo de Incentivos Tributarios de la UPME.

Universidad de Antioquia.

Estudio de mercado desarrollado por la UPME, con revisión de equipos a nivel nacional e internacional.

tricas (500 - 20.000 kW) y centrales hidroeléctricas (> 20.000 kW). Para efectos del PIEC 2024-2028, se selecciona una picocentral hidroeléctrica a filo de agua con capacidad máxima de 5 kW.

- Las turbinas hidrocinéticas están diseñadas para operar sumergidas en corrientes de baja velocidad y son ideales para aplicaciones de pequeña escala, ya que su utilización no requiere de estructuras civiles. Frente al CAPEX y OPEX de esta tecnología, los valores enunciados corresponden a estimaciones basadas **en costos de prototipos** desarrollados por la Universidad de Antioquia (Universidad de Antioquia, 2024), lo que implica que pueden variar dependiendo de la escala de fabricación, la localización del proyecto, y las condiciones específicas de instalación. En futuros desarrollos y validaciones, este costo podría ajustarse conforme se optimicen los procesos de diseño, fabricación y comercialización.
- Frente a las baterías, se seleccionan dos unidades de litio: una batería de 120 Ah para soluciones individuales fotovoltaicas aisladas, y una batería de 200 Ah para los sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred.
- Los inversores híbridos son ideales para integrar y gestionar sistemas de generación con almacenamiento de energía y conexión a la red eléctrica, lo que le permite obtener una eficiencia máxima las 24 horas del día. Para este caso se seleccionan dos inversores tipo: un inversor híbrido para soluciones individuales fotovoltaicas aisladas, y uno para los sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred. Estos elementos están equipados con la tecnología MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia), para garantizar que produzcan la máxima cantidad de energía posible, bajo diferentes condiciones de luz solar y temperatura.

5. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

La selección de la solución más adecuada para electrificar áreas remotas, asegurando un suministro eléctrico continuo, depende de elegir el conjunto de tecnologías más apropiado de acuerdo con las necesidades locales y las condiciones específicas de cada zona. Para evaluar la viabilidad técnica de las alternativas, principalmente se toman en cuenta factores como la ubicación geográfica de las VSS, la distancia a la infraestructura eléctrica más cercana, el componente del transporte de cada solución, la disponibilidad de recursos renovables como viento, sol y agua, el nivel de consumo energético a suplir y los costos de implementación de cada sistema de electrificación.

En el PIEC 2024-2028 se contemplan tres alternativas de electrificación: interconexión de viviendas a la red de distribución existente, soluciones individuales fotovoltaicas aisladas y sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred, tal como se describe en la Figura 12.

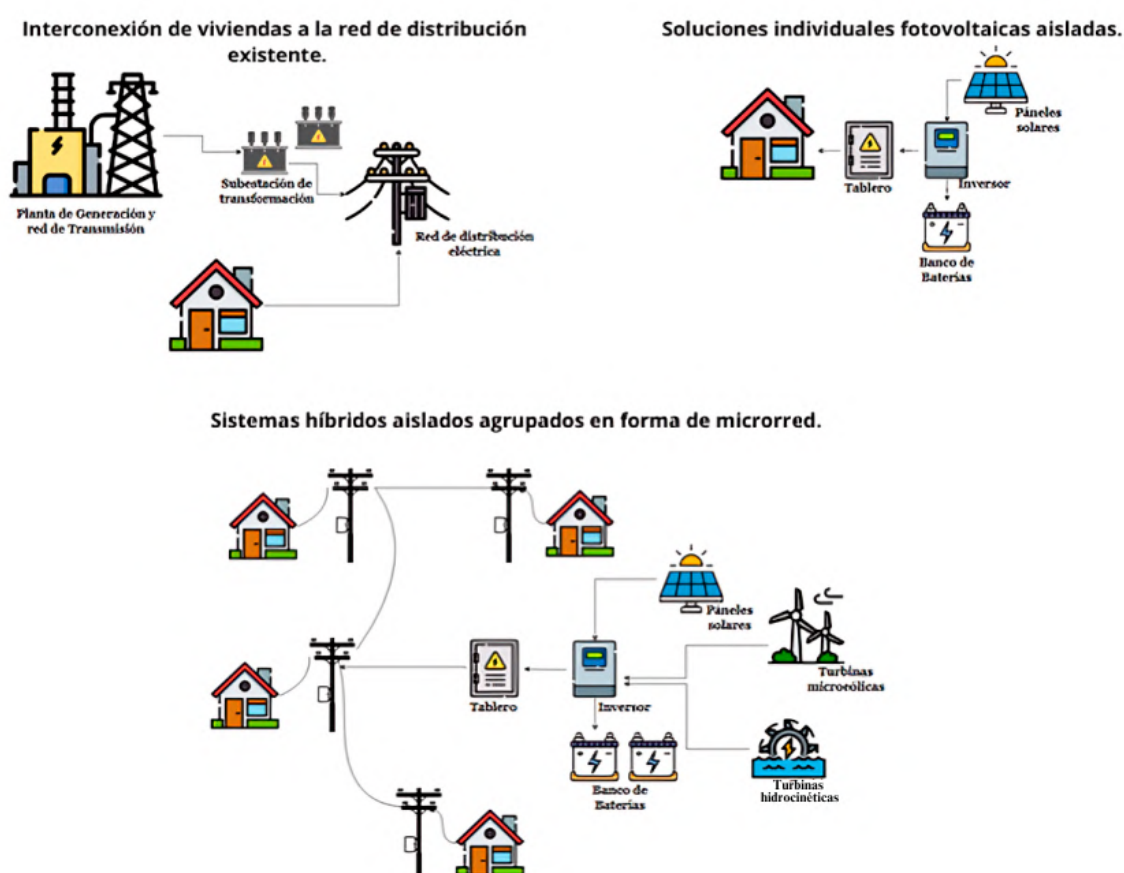


Figura 12. Soluciones de electrificación contempladas en el PIEC.

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presentan detalles de cada una de las alternativas mencionadas.

5.1. Alternativa de interconexión de viviendas a la red de distribución existente

Esta solución contempla la conexión de uno o varios usuarios a las redes de distribución existentes en el país. Para la expansión de la red son factibles las siguientes opciones:

- Conexiones a nivel de tensión 1, es decir, tensiones menores a 1 kV de las redes del Sistema de Distribución Local - SDL (densificación)

- Conexiones a niveles de tensión 2, es decir tensiones menores a 30 kV de las redes del Sistema de Distribución Local -SDL (<30 kV) (intensificación)

En la siguiente imagen se ejemplifican algunos de los activos utilizados para la interconexión. En ésta se puede observar que la infraestructura de la que trata este tipo de solución difiere bastante en potencia y tamaño de las obras de transmisión.



Figura 13. Activos típicos de un sistema de interconexión de OR.
Fuente: Elaboración propia

Dentro de la evaluación de interconexión se realizan ciertas consideraciones y verificaciones que se detallan a continuación.

5.1.1 Metodología de interconexión

La metodología para determinar los costos de interconexión consta de los siguientes pasos:

- Determinar las distancias (Ver sección 5.1.1.2) y características técnicas de la infraestructura eléctrica de nivel 1 y 2 próximas a las VSS georreferenciadas.
- El algoritmo determina el caso de interconexión en el que se enmarca cada una de las VSS a partir de la información del paso anterior.
- A partir del caso y los parámetros predefinidos de acuerdo a las condiciones de cada VSS se seleccionan las Unidades Constructivas (UC), cantidades, pesos y costos requeridos para la interconexión.
- Se totalizan los valores de peso en kg de los equipos requeridos, así como el costo total de estos, llevados al 2023 con el IPP de oferta interna del DANE.
- Se agrega al costo total el costo de transporte de los equipos a partir de su peso total, y los costos determinados en la sección de costos de transporte (Ver Sección 5.1.2).

A partir del anterior procedimiento se obtiene el costo total de inversión (CAPEX) para la alternativa de interconexión. Para estimar el OPEX, se usan las componentes de generación (G) y transmisión (T) del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), lo que se detalla en la Sección 5.1.3.

A continuación, se presentan los detalles asociados a cada parte del proceso.

5.1.1.1 Evaluación de condiciones para la interconexión

Para evaluar las condiciones de interconexión, se requirió información detallada sobre los activos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo su ubicación, estado y principales características técnicas, así como datos sobre las redes de distribución de los Operadores de Red (OR). Esta información fue obtenida a partir de las tablas de usuarios, facturación y transformadores del Sistema Único de Información (SUI) con corte a diciembre de 2023, complementada con los datos reportados por los OR en el marco de la Resolución UPME 283 de 2021, "Procedimiento y plazos para la entrega de información del PIEC para los OR". (Unidad de Planeación Minero Energética, 2021)

Con base en la información recopilada, se definió un algoritmo para identificar los casos de interconexión, teniendo en cuenta las condiciones específicas de cada VSS.

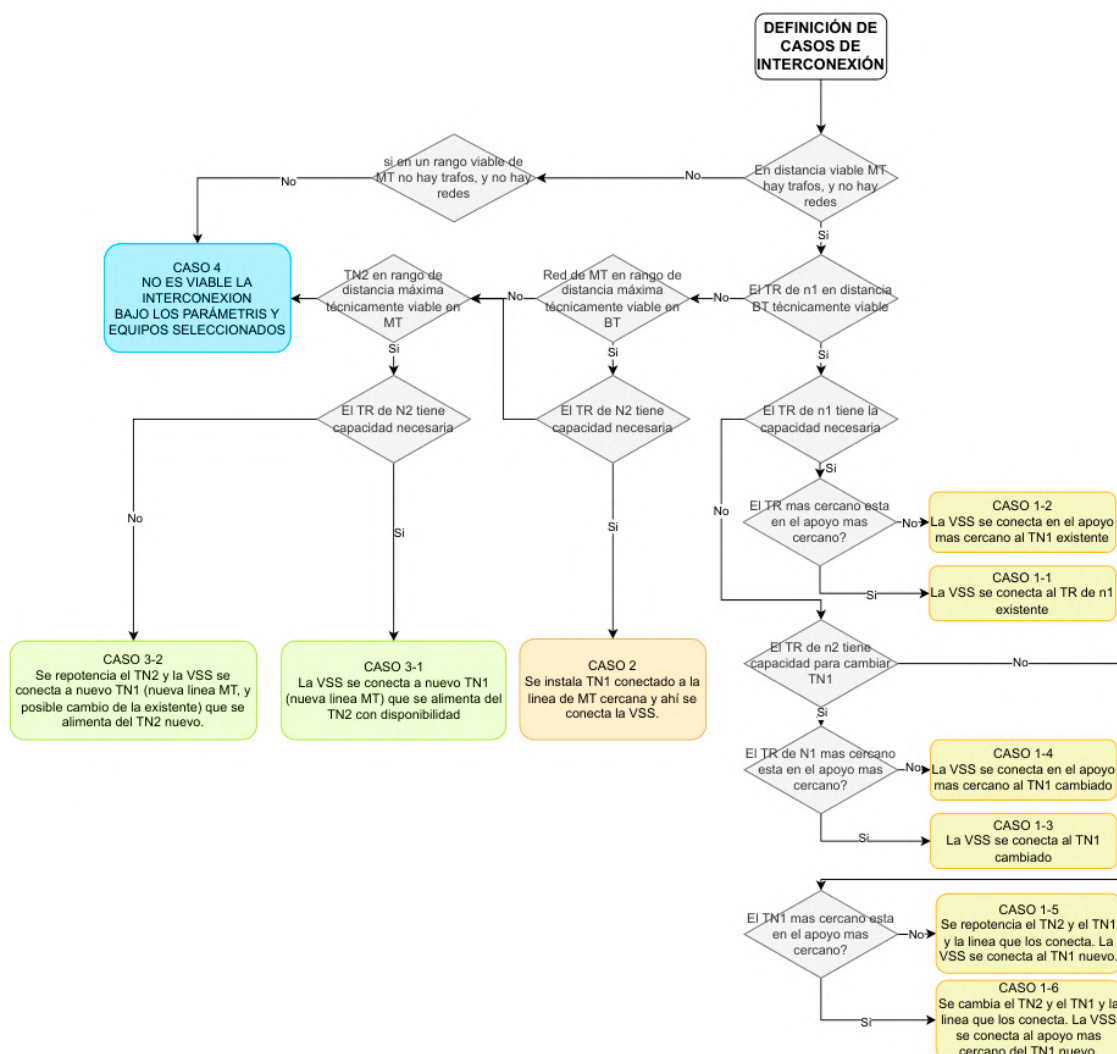


Figura 14. Algoritmo para la determinación de casos de interconexión

Fuente: Elaboración propia

Este proceso clasifica las viviendas en tres casos principales:

- Caso 1: Viviendas con disponibilidad cercana de transformadores de nivel 1.
- Caso 2: Viviendas cuya conexión más próxima corresponde a una red de media tensión (MT).
- Caso 3: Viviendas que requieren la construcción de una nueva red de media tensión (MT)

Para la evaluación técnica de cada caso, se consideraron criterios relacionados con la capacidad de corriente y la regulación de tensión, de acuerdo con los niveles establecidos: 5% para baja tensión (BT) y 3% para media tensión (MT) (Resolución 40117 de 2024, 2024). Cada uno de los casos incluye la instalación o adecuación de equipos, según las distancias y características específicas de los activos del SIN y del Sistema de Transmisión Regional (STR).

La metodología permite determinar de manera sistemática las necesidades de interconexión de cada VSS y consolidar los costos asociados a dichas conexiones, considerando las condiciones particulares de cada caso. A continuación, se presenta una figura que ilustra de manera general los casos de interconexión identificados.

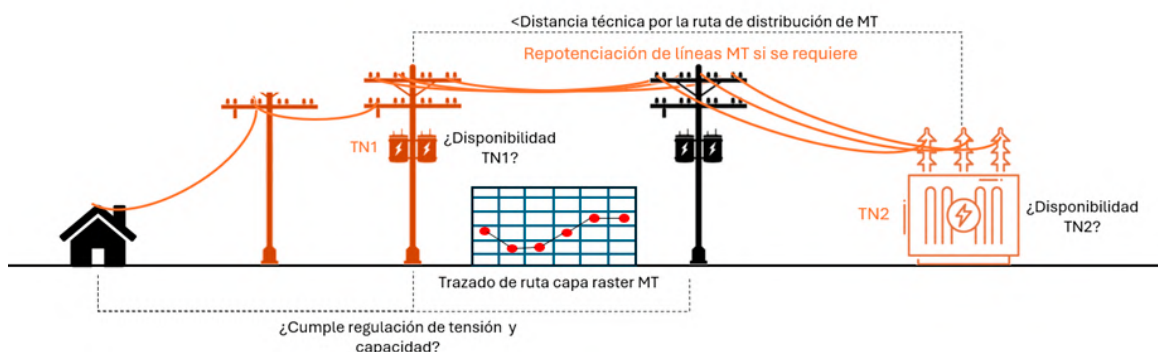


Figura 15. Ilustración de casos de interconexión

Fuente: Elaboración propia

Así, la determinación de los casos de interconexión permite consolidar los costos totales de interconexión de acuerdo con las condiciones y requerimientos específicos de cada VSS.

5.1.1.2 Cálculo de distancias para interconexión

En el cálculo de distancias para la interconexión, se llevaron a cabo las siguientes estimaciones:

1. Distancia desde las viviendas sin servicio hasta el transformador más cercano.
2. Identificación del poste más cercano a cada VSS.
3. Distancia entre el transformador de nivel 1 y el transformador de nivel 2 que lo alimenta más cercano.

Para determinar la distancia entre cada vivienda sin servicio y su transformador más cercano, se aplicó un análisis multicriterio que buscó simular el comportamiento de la geografía del territorio mediante el uso de capas de información. Estas capas fueron seleccionadas para incluir los factores más relevantes en la planificación y trazado de redes de interconexión eléctrica.

El análisis multicriterio consideró la evaluación de las capas mediante el uso de la Matriz Saaty¹¹, la cual fue calificada de forma interdisciplinaria por profesionales ambientales, jurídicos y técnicos del grupo de enfoque territorial y de cobertura para asignar pesos específicos a cada capa según su importancia relativa. Esta ponderación permite combinar las capas en un solo ráster¹² que integró toda la información necesaria para identificar la ruta de menor costo entre cada vivienda sin servicio y el transformador más cercano. Lo anterior se puede observar en la Figura 16.

Modelo digital de elevación
Mapa de pendientes
Hidrografía
Áreas de conservación
Componente biótico
Infraestructura
Inundación
Movimientos en masa
Riesgo de incendio



Figura 16. Capas geográficas usadas para cálculo de ruta óptima entre una vivienda sin servicio y el transformador de nivel 1.

¹¹ La matriz Saaty es una herramienta del Proceso de Análisis Jerárquico, que permite asignar pesos relativos a diferentes criterios mediante comparaciones pareadas, facilitando la toma de decisiones multicriterio. (Thomas L. Saaty, 1980)

¹² La información ráster en SIG representa datos espaciales en una matriz de celdas, donde cada píxel almacena un valor asociado a una característica geográfica.

Una vez generado el ráster final del análisis multicriterio, se procedió a calcular la ruta de forma vectorial. Este cálculo consistió en identificar un recorrido que avanzara de un punto al siguiente más cercano con el menor valor, donde cada punto representa el valor correspondiente de un píxel en el ráster, (Ver Figura 17).

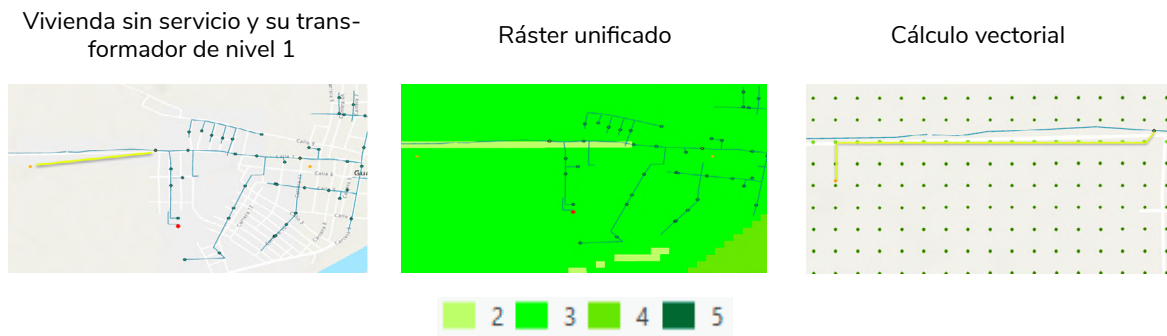


Figura 17. Fases dentro del cálculo de la ruta de cada vivienda sin servicio a su transformador de nivel 1 más cercano.

Fuente: Elaboración propia

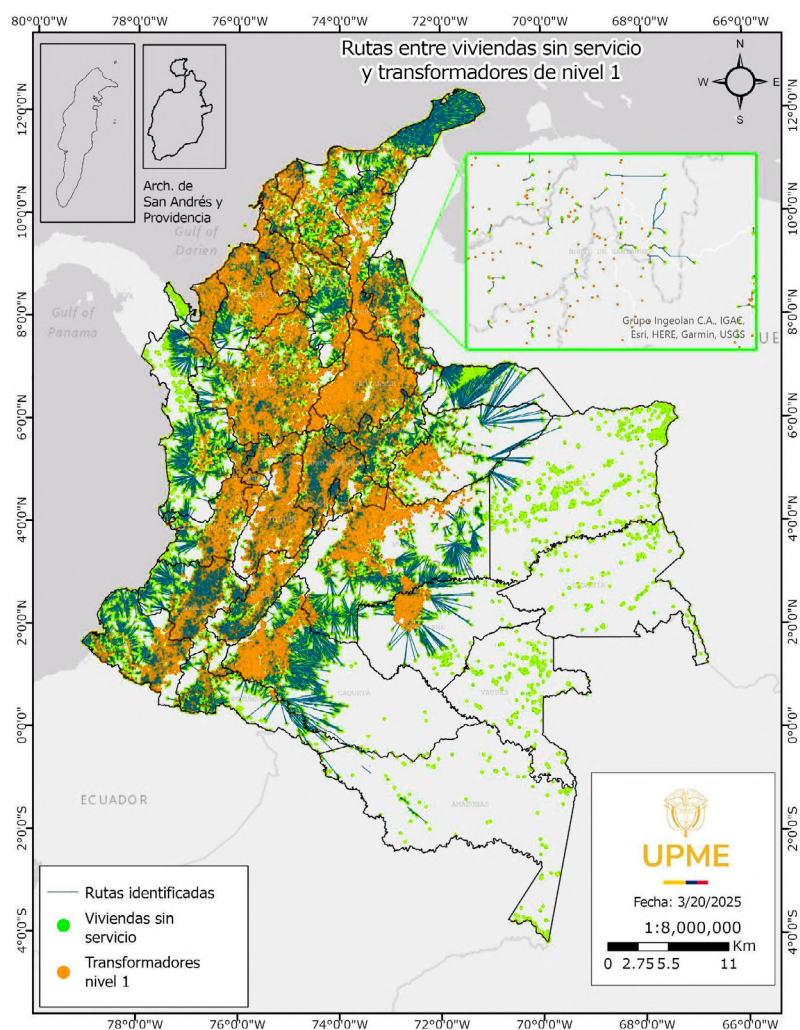


Figura 18. Rutas generadas desde cada vivienda sin servicio a su transformador de nivel 1 más cercano.

Fuente: Elaboración propia

Se identificó el poste más cercano a cada VSS mediante un cálculo de distancia en línea recta, utilizando la herramienta Cercano de ArcGIS. Los datos empleados para este análisis fueron proporcionados por los OR.

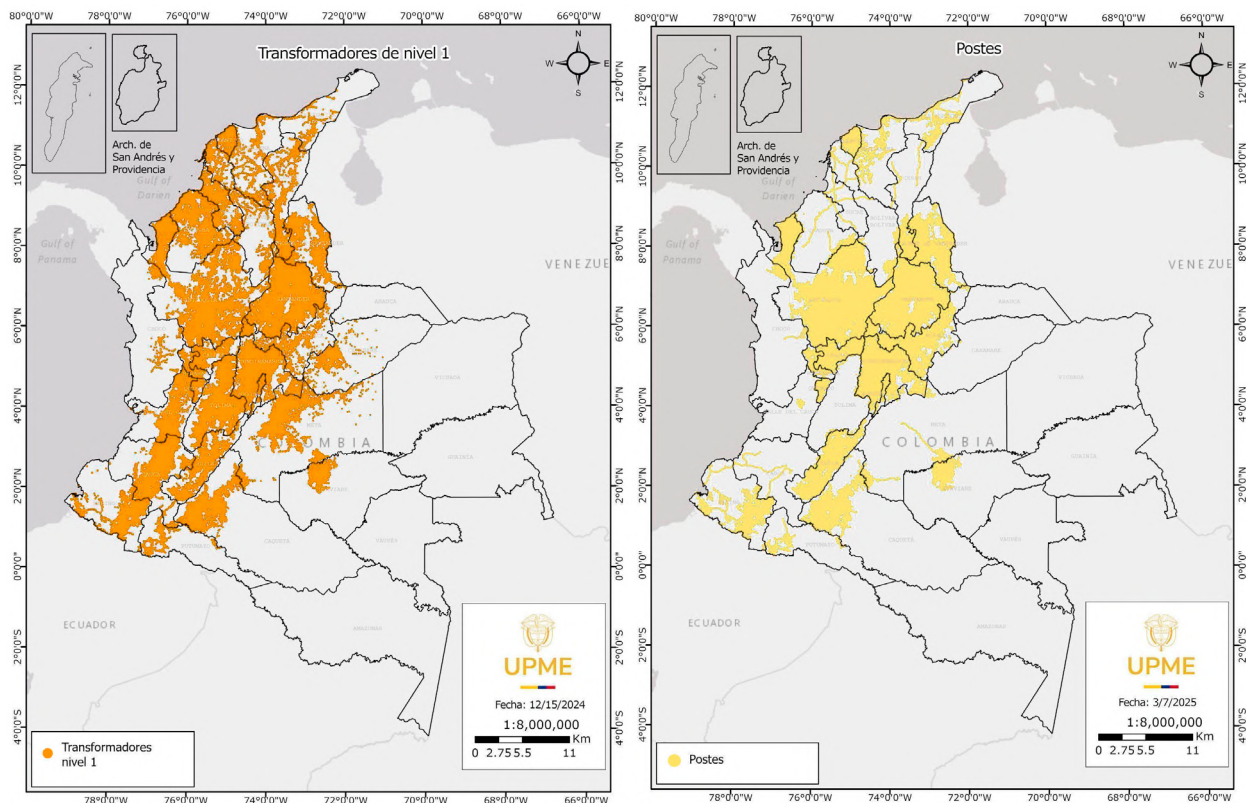


Figura 19. Transformadores de nivel 1 y postes.
Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se estimó la distancia entre cada transformador de nivel 1 y su transformador de nivel 2 más cercano. Este cálculo consideró el trazado del circuito de media tensión (MT) como la ruta a seguir entre ambos transformadores, evitando un cálculo en línea recta. Para ello, se utilizó la herramienta OD Cost Matrix Layer de ArcGIS, que permitió analizar el recorrido dentro del circuito y determinar la distancia real entre los transformadores conectados, (Ver Figura 20).



Figura 20. Cálculo de distancia entre transformadores de nivel 1 y nivel 2 más cercano por el circuito de MT.
Fuente: Elaboración propia

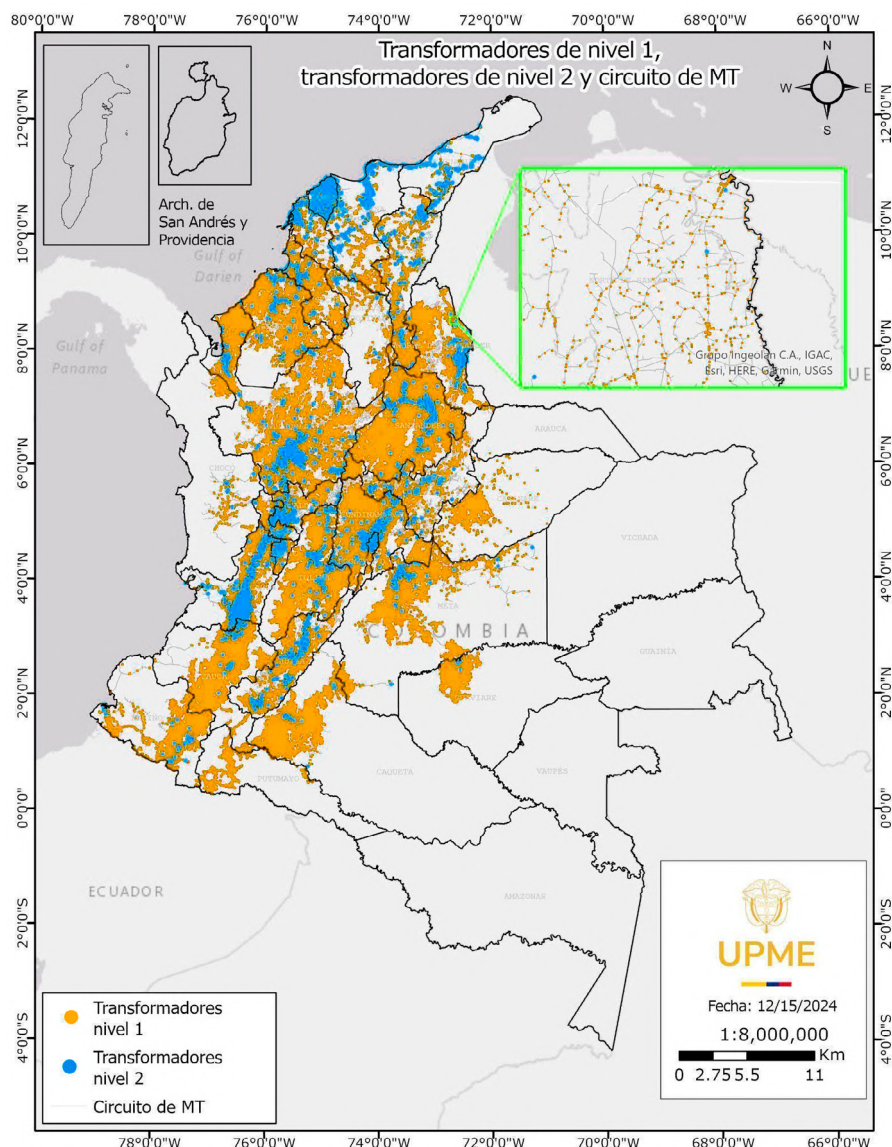


Figura 21. Transformadores de nivel 1, transformadores de nivel 2 y circuitos de MT.
Fuente: Elaboración propia

5.1.2. Costos de transporte

Independientemente de la solución que se opte para ampliar la cobertura, todas requieren del componente de transporte de la infraestructura que permitirá el suministro de energía a las Viviendas Sin Servicio. En ese sentido, se presenta la metodología que permitió determinar el valor monetario del transporte a cada solución.

La estimación de los costos de transporte necesarios para trasladar los equipos desde sus puntos de origen hasta las Viviendas Sin Servicio (VSS) se realizó con base en la data disponible en el Sistema de Información de Costos Eficientes para el Transporte Automotor de Carga (SICE-TAC)¹³ del Ministerio de Transporte. A partir de estos datos, se llevó a cabo una extrapolación de costos hacia las cabeceras municipales de todos los municipios del país.

¹³ El SICE-TAC, es un sistema de información que permite medir o calcular los costos de la operación de transporte de acuerdo con las características propias de cada viaje: tipo de vehículo, tipo de carga, origen/destino, horas estimadas de espera, cargue y descargue.

Para ello, se extrajeron los costos de transporte desde las ciudades de Barranquilla, Bogotá, Bucaramanga, Cali, Medellín, Neiva, Riohacha y Villavicencio, hacia los 296 municipios con información disponible en el sistema SICE-TAC. Con base en esta información, y utilizando datos sobre distancias y tipos de vías a nivel nacional, se estimaron los parámetros de un modelo de regresión lineal robusta, diseñado para predecir los costos de transporte hacia los municipios no contemplados en el sistema.

El modelo empleado tiene la siguiente formulación:

$$\text{Costo / Ton} = \beta_0 + \beta_1 D_{\text{Tipo1}} + \beta_2 D_{\text{Tipo2}} + \dots + \beta_7 D_{\text{Tipo7}} + \epsilon$$

Donde D_{Tipo} representa las distancias de cada tipo de vía entre los pares origen-destino requeridos. Este modelo captura la variación de los costos de transporte por tonelada en función de las distancias de cada tipo de vía. La Figura 22 ilustra la relación modelada entre la distancia total y los costos estimados por tonelada.

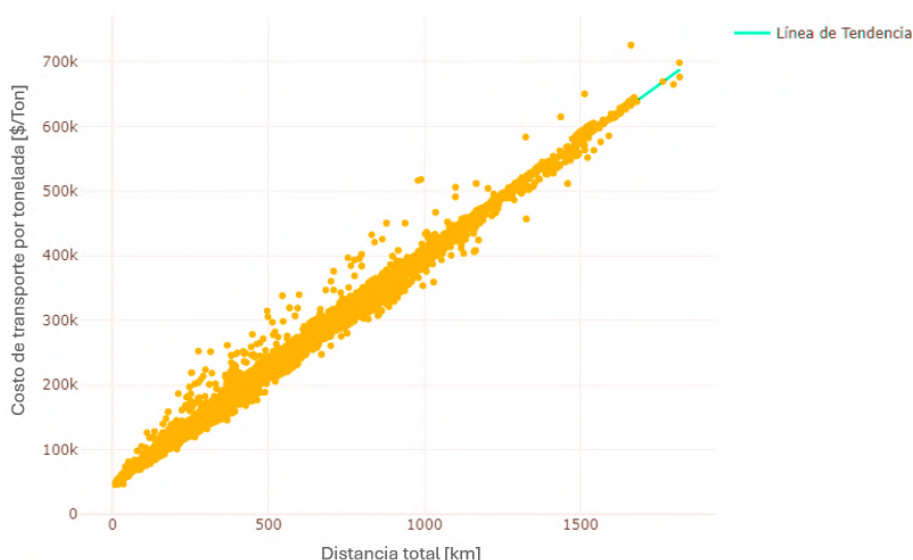


Figura 22. Ajuste del modelo de regresión lineal robusta para estimación de costos de transporte

Fuente: Elaboración propia

Este modelo permitió estimar los costos de transporte hacia las cabeceras municipales sin información directa en el SICE-TAC.

Adicionalmente, para los costos de “última milla” entre las cabeceras municipales y las VSS, se utilizó información suministrada por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE). Esta información, basada en experiencias previas en proyectos en Zonas No Interconectadas (ZNI), permitió incorporar los siguientes costos promedio:

- Transporte terrestre veredal, fluvial y animal: Un promedio de 566.666 COP/Ton, aplicable cuando la distancia entre la VSS y el centro poblado más cercano supera 1 km.
- Transporte fluvial: En promedio 2.400.000 COP/Ton, asignado en casos donde no se identifican rutas terrestres y es necesario el uso de transporte fluvial desde el municipio más cercano.

Este enfoque integral y diferencial para cada territorio permite estimar los costos de transporte, considerando las condiciones específicas de acceso y las características de cada región del país.

Cada solución que sirve como alternativa para lograr la universalización del servicio tiene asociada múltiples características físicas, que en el caso del transporte es el peso o masa del conjunto de elementos que componen la solución.

Como se mencionó en la sección de la solución de “Interconexión”, “Microred” e “individual”, existen configuraciones que hacen que cada camino optado para lograr la universalización tenga más o menos peso, característica que, junto con la modalidad de acceso a cada sitio sin servicio, determina el costo del transporte.

Para el caso de la solución de “Interconexión”, es necesario recordar que los casos “Caso 2”, “Caso 3-2” y “Caso 3-1”, son las alternativas de “Interconexión” seleccionadas que más peso tienen, dado que esos casos corresponden respectivamente a: i) Una sustitución del transformador MT/BT y la respectiva infraestructura de la red de BT, ii) Una repotenciación del transformador MT/MT, un nuevo transformador MT/BT, nuevo enlace entre el transformador MT/MT y el transformador MT/BT y la respectiva infraestructura en BT, iii) Una sustitución del transformador MT/BT, un nuevo enlace entre el transformador MT/MT y el transformador MT/BT y la nueva infraestructura en BT. Esto es una característica única de la solución tipo “interconexión”, ya que las alternativas “Individual” y “Microred” no requieren de transformación de tensión para su implementación, dado que en toda la cadena del suministro de energía se conserva el mismo nivel de tensión, lo que hace que el transporte de estas últimas frente a la solución de “Interconexión” sea más favorable.

5.1.3 Costos de interconexión

5.1.3.1 Costo de inversión para interconexión a la red de distribución existente (CAPEX)

Para estimar los costos de interconexión en el marco de este Plan, se utilizaron los insumos definidos en las secciones previas, los cuales describen las condiciones específicas de cada sitio en relación con la red eléctrica más cercana. Estos insumos incluyen aspectos como las características climáticas, la cantidad de Viviendas Sin Servicio (VSS) dentro de la grilla de 1 km x 1 km y los consumos energéticos estimados para dichos hogares.

Con base en esta información, se desarrolló un algoritmo que asigna a cada VSS una selección de las Unidades Constructivas (UC) definidas en la Resolución CREG 015 de 2018, indexadas al Índice de Precios al Productor¹⁴ (IPP) a diciembre de 2023 y evidenciadas en la Tabla 9. Para esta indexación, se utilizó un factor de 1.5383, calculado a partir del IPP base 2017 (113,41) y el IPP de 2023 (174,468). La asignación de las UC se realizó según las condiciones específicas de cada caso de interconexión (ver Sección 5.1.1.1) y considerando un diseño básico radial.

Esta asignación de UC tiene en cuenta las distancias desde las VSS hasta los transformadores, postes y redes más cercanas, la longitud de los conductores aguas arriba de los transformadores de nivel 1, evaluando las condiciones de capacidad y regulación de tensión en nivel 2 cuando el caso de interconexión lo requiere. Los valores de las UC incluyen los costos asociados a la obra civil, montaje, ingeniería, intervención y administración. Esta metodología permite garantizar una estimación precisa y estandarizada de los costos totales de interconexión, adaptándose a las particularidades de cada sitio analizado.

¹⁴ IPP: corresponde al índice de precios del productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el Departamento Nacional de Estadística, DANE. Se hace uso del IPP en cuanto así se encuentra definido por la Resolución CREG 015 de 2018. Otro indicador para medir el cambio en los precios es el IPC. Pero cabe resaltar que este último se refiere al precio de los bienes con referencia al consumidor; mientras que el IPP mide la variación en los precios al productor, lo cual es más conveniente para el cálculo de los costos asociados a estos proyectos.

Código UC	DESCRIPCIÓN	Valor indexado con IPP Dic 2023/Dic 2017 de 1.5383 [COP]
N1L121	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 2	12.597.240
N1L120	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 4	8.866.525
N1L122	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 1/0	16.327.955
N2L81	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	18.993.542
N2L83	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG	22.788.559
N1P94	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural - retención - red trenzada	2.072.107
N1P70	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural - suspensión - red trenzada	2.045.955
N2L75	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	9.274.485
N2L73	Poste de PRFV de 12 m 510 kg - suspensión	8.176.130
N1T38	Transformador Aéreo Monofásico rural de 5 kVA	8.703.771
N1T40	Transformador Aéreo Monofásico rural de 10 kVA	9.934.421
N1T41	Transformador Aéreo Monofásico rural de 15 kVA	10.548.208
N1T42	Transformador Aéreo Monofásico rural de 25 kVA	11.163.532
N1T43	Transformador Aéreo Monofásico rural de 37,5 kVA	11.885.001
N102	Puesta a tierra	236.962
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	415.344
N2L136	Cable de Guarda	4.553.404

Tabla 9. Costo de las Unidades Constructivas

Fuente: Elaboración propia tomando como referencia información de Unidades constructivas de PECOR presentados por los Operadores de Red desde 2018 a 2024.

Las Unidades Constructivas (UC) referenciadas en la Tabla 9 corresponden a una selección de las unidades más utilizadas por los Operadores de Red, de acuerdo con el consolidado de los Plan de Expansión de Cobertura de los Operadores de Red (PECOR) presentados entre 2018 y 2023, tanto para redes de media tensión (MT) como de baja tensión (BT).

Con base en los cálculos de distancia descritos previamente y las UC seleccionadas, se estimaron los costos de la expansión de distribución necesaria para ampliar la cobertura, desglosados de la siguiente manera:

- Costo de red de baja tensión (BT):** Incluye transformadores (ya sea para reemplazar los existentes o instalar nuevos), postes de suspensión y retención, cableado, sistemas de puesta a tierra y su respectivo costo de transporte. (Ver sección 5.1.2)
- Costo de red de media tensión (MT):** Considera transformadores (reemplazo o instalación de nuevos), postes de suspensión y retención, cableado, sistemas de puesta a tierra, cables de guarda y su respectivo costo de transporte. (Ver sección 5.1.2)
- Costo de red de dispersión:** Dado que no se cuenta con la ubicación exacta de todas las Viviendas Sin Servicio (VSS) y únicamente se dispone de la cantidad de estas en grillas de 1 km x 1 km, se incluyó un costo adicional asociado a la red necesaria para distribuir la energía desde el centroide de cada grilla hasta la ubicación real de las viviendas. Este costo se calculó utilizando el promedio de red de BT por usuario en cada región, según los valores detallados en la Tabla 10.

Empresa	Promedio de Metros Red BT/Usu
DISPAC	37,56
EPM	122,15
ESSA	206,51

Empresa	Promedio de Metros Red BT/Usu
Centro	122,07
CEDENAR	207,02
CEO	146,59
CELSIA COLOMBIA VALLE DEL CAUCA	134,00
Occidente	162,54
ELECTROCAQUETA	128,34
EMSA	157,16
ENERCA	194,49
ENERGUAVIARE	400,68
EE Bajo Putumayo	106,58
Sur	197,45
ENELAR	392,71
ENEL	122,15
Oriente	392,71
CELSIA COLOMBIA TOLIMA	200,33
AFINIA (Caribe Mar) y AIRE (Caribe Sol)	50,10
ZNI	179,18

Tabla 10. Promedio de dispersión en baja tensión BT

Fuente: Elaboración propia a partir del valor promedio de dispersión histórico de los proyectos FAER presentados ante la UPME.

A partir de las anteriores distancias, se consideran los costos de postes, cableado, tierras adicionales y costos de transporte de estos para llegar hasta cada VSS de manera radial. Los costos estimados para la dispersión en cada grilla serán también usados en las soluciones con sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred para distribuir la energía dentro de la grilla.

De manera general, para el diseño básico de extensión de la red se realizaron las siguientes consideraciones:

1. La cantidad promedio de postes para la red de Baja Tensión, se estima de acuerdo con el histórico de proyectos viabilizados por la UPME presentados en la Tabla 10.
2. La demanda por usuario se define según lo expuesto en la sección 3.
3. De acuerdo con la demanda total de cada Sitio UPME, se utilizan transformadores monofásicos entre 5 a 70 kVA que sirven a múltiples usuarios en caso de estar agregados.
4. Se incluye el costo de la Unidad Constructiva (UC) de tierra para diseño típico - N2L137- en los postes de media tensión.
5. Se incluye el costo de la Unidad Constructiva (UC) de cable de guarda para diseño típico - N2L136.
6. Se usa un factor de potencia de 0.9.
7. Se permite cableado de máximo 3 conductores por fase siempre del mismo calibre.
8. Se usa una relación de postes por km en baja tensión de 3, y en media tensión de 4.
9. Como factor de demanda se utilizan los parámetros de la tabla 220-84 de la NTC 2050.
10. Se utiliza un factor de diseño del 25%.
11. En caso de no contar con información de cargabilidad de los transformadores, se asume que el transformador actual no cuenta con la capacidad necesaria.
12. Cuando se requiere instalar transformadores nuevos, se calcula la combinación de menor costo entre las UC de transformadores consideradas que suplan la cantidad de potencia requerida.
13. Cuando se requiere línea de MT nueva, el transformador, poste y cableado de BT se consideran a 20 metros de la VSS.
14. Se incluye el costo de la Unidad Constructiva (UC) de puesta a tierra – N102 para aterrizar el neutro en baja tensión en el poste de ubicación del transformador y en todos los postes finales del circuito.

Bajo los anteriores supuestos, el costo estimado para la expansión de red se presenta en la siguiente expresión.

$$cExpRed = cRMT + cRBT + cDISP$$

Donde:

cExpRed: Costo de expansión de la red de distribución.

cRMT: Costo de la red de media tensión MT.

cRBT: Costo de la red de baja tensión BT.

cDISP: Costo de dispersión en BT.

Es importante resaltar que siendo este plan un ejercicio indicativo, este no sustituye la obligación de parte del Operador de Red o del formulador de un proyecto para realizar los análisis técnicos y el diseño de detalle propio de cada proyecto, el cual puede diferir en tipo de diseño, topología, equipos requeridos, directrices técnicas de cada OR, entre otros; y por tanto los costos asociados a la expansión. Sin embargo, este ejercicio ofrece un panorama detallado para todas las VSS identificadas del país, y una estimación bastante aproximada de los costos de interconexión bajo las condiciones reales de los sitios.

5.1.3.2 Costo de operación y mantenimiento (OPEX) para la solución de interconexión a la red de distribución existente

Dado que en la estimación de la inversión de la solución de interconexión sólo se tienen en cuenta los elementos de las redes de distribución, y no activos de generación como en las otras soluciones, es necesario adicionar al costo de inversión un costo de operación asociado principalmente a la generación y el transporte de la electricidad hasta los nuevos usuarios. Para esto se usan las componentes G y T del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) del OR propietario del transformador más cercano al Sitio, a diciembre del año 2023, teniendo en cuenta que el CU está definido como:

El CU está definido como:

$$CUn,m \left[\frac{\$}{kWh} \right] = Gm + Tm + Dn,m + Cv m + PRn,m + Rm$$

Donde:

- Gm: Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista
- Tm: Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) (\$/kWh) para el mes m. Liquidado por LAC
- Dn,m: Costo por uso del Sistema de Distribución (SDL) (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m.
- Cv m: Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador minorista. (\$/kWh)
- PRn,m: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista.
- Rm: Costo de restricciones y de Servicios asociados con generación asignados al Comercializador Minorista i en el mes m. (\$/kWh)

El supuesto del Plan de solo usar las componentes T y G se basa en que la componente de distribución ya está contemplada indirectamente con la inversión en infraestructura de redes de distribución calculada para el Sitio, mientras que las otras componentes no contempladas como la comercialización y las pérdidas, son costos de operación que no se están teniendo en cuenta dentro del algoritmo de comparación de alternativas para las otras soluciones de electrificación, razón por la cual su inclusión pondría en desventaja a esta alternativa. La Tabla 11 muestra las Componentes del Costo Unitario por Operador de Red a diciembre 2023, consultados de la SSDP.

Operador de Red	G	T	Pr	D	Cv	Rm
AFINIA	371.54	51.235	176.57	217.19	221.56	27.56
AIR-E	371.56	51.235	209.43	183.38	135.39	24.37
CEDENAR	284.60	51.235	57.29	267.32	158.09	20.81
ENEL COLOMBIA	371.12	51.235	71.91	266.43	70.27	18.49
CETSA	328.84	51.235	60.60	267.32	159.40	20.87
CELSIA COLOMBIA Tolima	347.83	51.235	97.36	266.43	184.57	20.10
ELECTROHUILA	373.50	51.235	78.52	266.43	190.86	20.82
EMSA	375.31	51.235	69.27	259.32	131.19	20.80
ENELAR	381.48	51.235	57.91	266.43	167.59	25.62
ENERCA	368.05	51.235	87.97	259.32	76.38	23.27
EDEQ	344.09	51.235	65.96	299.40	90.27	18.26
SIBUNDOY	292.01	51.235	56.63	259.32	217.31	22.25
ENERGUAVIARE	290.39	51.235	45.45	200.93	139.89	19.63
EEPEREIRA	378.17	51.235	67.55	299.40	94.14	20.13
EMCALI	388.77	51.235	73.47	267.32	66.18	18.10
DISPAC	368.77	51.235	68.14	190.06	169.79	21.95
EMCARTAGO	378.21	51.235	100.82	267.32	71.39	20.13
EPM	349.05	51.235	72.03	299.40	65.81	16.96
EBSA	373.14	51.235	81.85	266.43	117.59	22.47
EEBP	372.57	51.235	54.38	259.32	113.19	16.05
EEPUTUMAYO	302.96	51.235	87.78	259.32	91.44	18.68
CENS	375.11	51.235	86.44	299.40	123.10	19.26
ESSA	370.24	51.235	79.79	299.40	123.80	21.31
CHEC	367.09	51.235	68.96	299.40	175.72	19.08
CEO	375.10	51.235	86.75	267.32	191.18	18.95
RUITOQUE	363.47	51.235	60.70	299.40	73.37	17.13
ELECTROCAQUETA	364.99	51.235	72.49	259.32	142.02	20.60
EMEESA	368.15	51.235	56.885	267.315	126.27	14.725
CELSIA_COL VALLE DEL CAUCA	349.34	51.235	67.75	267.32	165.9	20.1

Tabla 11. Componentes del Costo Unitario por Operador de Red a diciembre de 2023. Fuente SSDP.

Fuente: Elaboración propia

5.2 Soluciones híbridas aisladas en forma de Microrred

Una solución híbrida aislada puede ser del tipo microrred cuando permite atender varias VSS de una manera más robusta y económica. La consolidación de este esquema se tiene en cuenta, siempre y cuando la dispersión (interdistancia entre viviendas) de dichas VSS no sea tan grande, que haga inviable esta solución. En particular, cuando no sea necesario incluir redes de transmisión de gran calibre o transformadores elevadores de tensión para garantizar el nivel de voltaje de cada usuario.

En la Figura 23 se presenta el concepto de microrred que se ha adoptado para el PIEC 2024-2028.

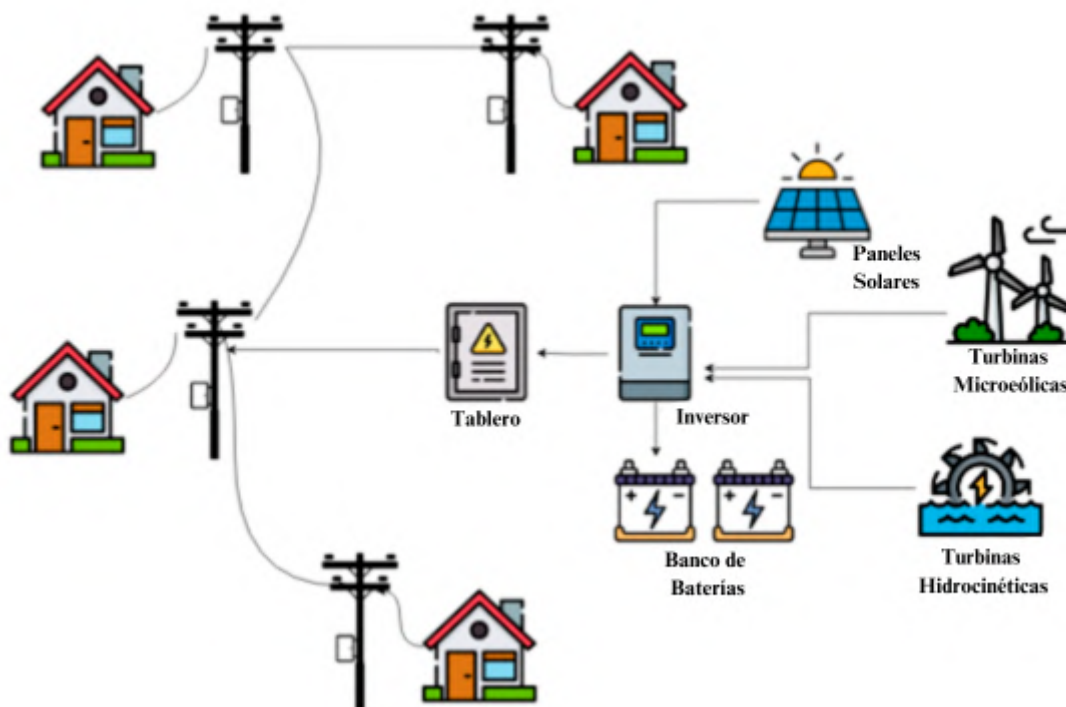


Figura 23. Esquema típico para un modelo de Microrred para PIEC 2024-2028.

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa, la microrred podría estar compuesta por un conjunto de diversas tecnologías renovables que podría incluir desde sistemas de paneles solares, aerogeneradores de pequeña escala menores a 20 kW, tecnologías para el aprovechamiento de la energía hidráulica a filo de agua como picocentrales hidroeléctricas de hasta 5 kW, y turbinas hidrocinéticas sumergibles, todo esto de acuerdo con las características del catálogo tecnológico presentado en el apartado 4.2.

Además, las microrredes contemplan el uso de sistemas de almacenamiento de energía, en este caso baterías de litio y componentes asociados de electrónica de potencia tales como inversores híbridos y sistemas de protecciones eléctricas, que permiten suministrar un servicio de energía eléctrica seguro, estable y de calidad en conformidad con la normativa eléctrica y regulatoria vigente. Finalmente, para las microrredes se incluyen los activos de conexión en baja tensión (BT) que permiten distribuir la energía generada a los usuarios que pertenecen a la microrred. Dentro de los activos considerados se encuentran, postes de fibra de vidrio (PRFV) tanto de retención como de suspensión, conductor aéreo rural trenzado para fase y neutro, así como sistema de puesta a tierra típico para este tipo de redes.

5.3 Soluciones individuales fotovoltaicas aisladas

Las soluciones fotovoltaicas individuales aisladas se configuran como otra alternativa de energización para las ZNI. En este caso, podría ser una opción factible para electrificar una VSS en caso de que exista una dispersión importante entre esta y la red de distribución existente más cercana, que haga inviable su conexión. En la Figura 24 se presenta el esquema típico considerado para los análisis del PIEC:

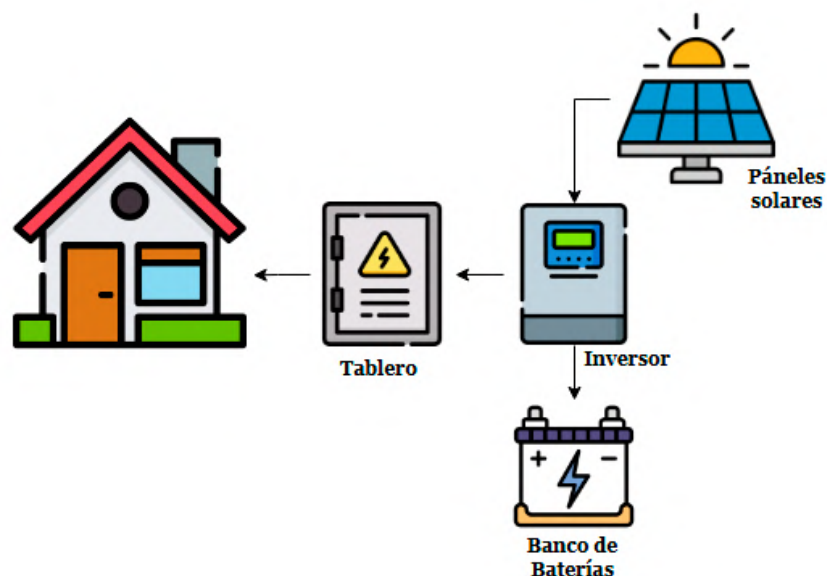


Figura 24. Esquema típico de un sistema solar aislado
Fuente: Elaboración propia

En este caso, se plantea un sistema de generación eléctrica compuesto por paneles solares, baterías para el almacenamiento de energía y la electrónica de potencia con equipos como el inversor híbrido, que incluye el regulador de carga. Lo anterior, de acuerdo con las características del catálogo tecnológico referenciado en el apartado 4.2.

5.4 Selección de la mejor alternativa de electrificación por Sitio

Para la selección de la mejor alternativa de electrificación para cada Sitio UPME, se formula un problema de optimización que busca minimizar el Costo Presente Neto del mix tecnológico para la electrificación de cada uno de los Sitios analizados en el presente PIEC, mientras se consideran restricciones asociadas a los límites técnicos de las tecnologías consideradas y el balance entre generación y demanda. El problema de optimización tiene como insumo los elementos que se presentan en la Figura 25 y cuya construcción fue descrita en las secciones anteriores.

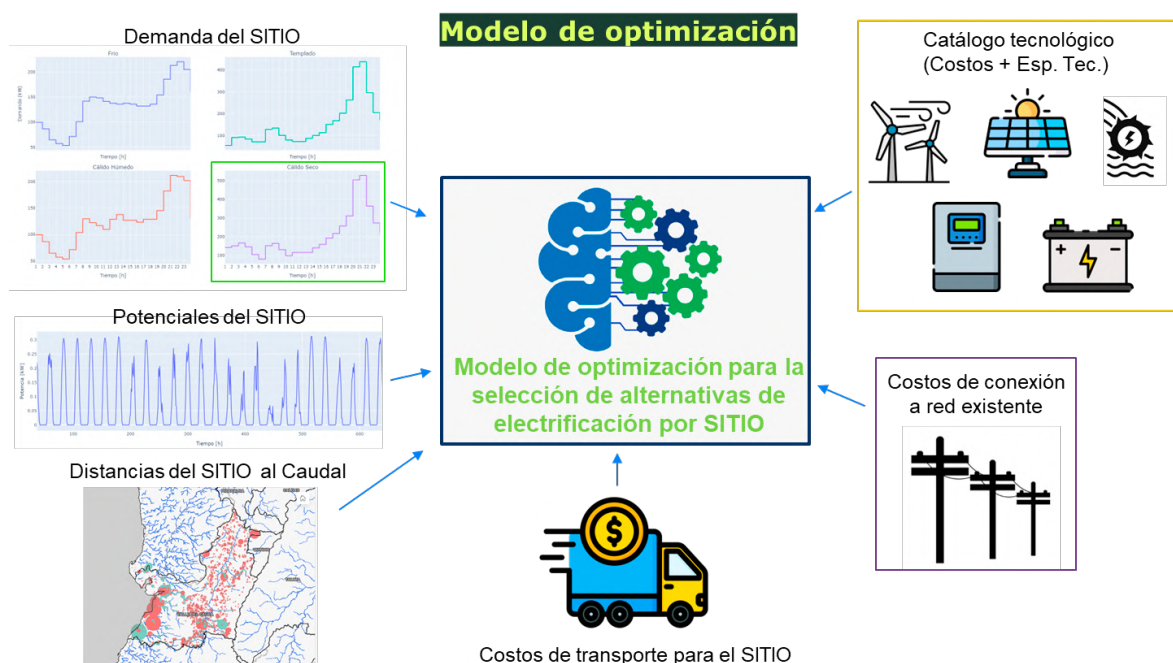


Figura 25. Insumos del problema de optimización.

Fuente: Elaboración propia

El problema resultante es del tipo Lineal Entero Mixto (MILP, por sus siglas en inglés), el cual fue desarrollado por la UPME en código abierto (Python), el cual usando dos modelos de optimización MILP (uno para el dimensionamiento de soluciones aisladas y el otro para el dimensionamiento de soluciones fotovoltaicas individuales) y un algoritmo para el dimensionamiento de interconexión. A partir de estas tres alternativas se selecciona aquella con menor costo que satisface todas las necesidades energéticas y técnicas de funcionamiento. Lo anterior es representado en la formulación matemática completa presentada en el Anexo B. La siguiente ecuación refleja la selección del mínimo costo después de la aplicación del algoritmo y problemas de optimización empleados:

$$\min(CPN_{mg}, CPN_{ind}, CPN_{red})$$

En donde los CPN (Costos Presentes Netos) de cada alternativa de energización son estimados considerando la cantidad de activos, su costo, peso, y el valor presente a 25 años de sus costos de operación y mantenimiento y de reemplazo de equipos, así como el costo del transporte total de cada alternativa según el peso y las cantidades de cada elemento requerido. Para el caso de la alternativa de interconexión a la red se consideran todos los equipos necesarios para la interconexión como transformadores, cables, postes, cables de guarda, y demás, que satisfacen los requerimientos de potencia, regulación de tensión y capacidad, así como el costo de transporte e instalación de estos. Adicionalmente, con el objeto de hacer comparables las alternativas se consideraron parámetros de generación (G) y transmisión (T) del CU de cada operador a diciembre de 2023.

6. RESULTADOS DE LA UNIVERSALIZACIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA: ALTERNATIVAS Y COSTOS

6.1 Resultados de acuerdo con los puntos a nivel georreferenciado

La aplicación de la metodología propuesta ha permitido identificar la alternativa de energización más eficiente, y una estimación del costo para cada una de las viviendas sin servicio eléctrico georreferenciadas en Colombia. Desde 2015 la UPME cuenta con una herramienta para la identificación espacial de las viviendas sin servicio, llamada “Sitios UPME¹⁵”, la cual se alimenta principalmente de la información de proyectos provenientes de los OR, el IPSE y algunas Entidades Territoriales.

A continuación, se presenta la distribución geoespacial de las soluciones energéticas seleccionadas para el territorio colombiano, que incluye tres tipos de soluciones: interconexión de viviendas a la red de distribución existente, soluciones individuales fotovoltaicas aisladas y sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred.

6.1.1 Interconexión de viviendas a la red de distribución existente

El análisis de los resultados geoespaciales revela que la expansión óptima de la red eléctrica de distribución se concentra principalmente en las zonas de influencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que recorre el centro y parte del norte y suroccidente del país. Esta red troncal de distribución de energía eléctrica atraviesa el corazón del país, extendiéndose a lo largo de la región central y abarcando partes del norte y suroccidente de Colombia. Esta concentración estratégica sugiere que las inversiones y el desarrollo de infraestructura eléctrica se priorizan en áreas con acceso existente al SIN, lo que facilita la integración y el suministro eficiente de energía a estas regiones.

Es importante resaltar que la metodología no busca indicar zonas óptimas de expansión en la distribución, lo que podría cambiar la configuración óptima de la alternativa de interconexión para VSS.

¹⁵ Disponible en: <https://sig.upme.gov.co/SitiosUpme/>

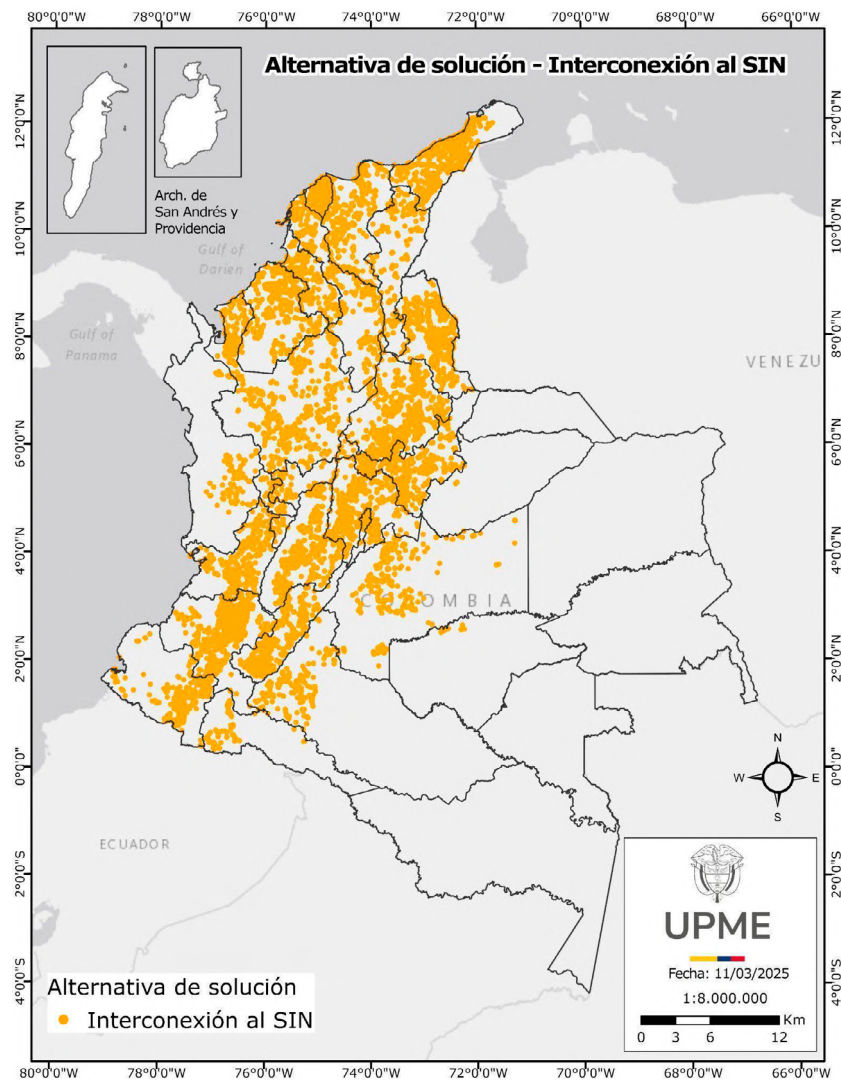


Figura 26. Ubicación geográfica de la alternativa Interconexión a la red.

Fuente: Elaboración propia

6.1.2 Soluciones individuales fotovoltaicas aisladas

Por su parte, las soluciones individuales fotovoltaicas aisladas se distribuyen ampliamente a lo largo del territorio nacional, debido a su viabilidad de implementación y a la disponibilidad del recurso energético. En términos de distribución geográfica, la mayor densidad de soluciones individuales fotovoltaicas aisladas se observa en las regiones Andina, Pacífica y Caribe.

Se resalta que este tipo de soluciones resulta más costo eficiente en lugares con pocas viviendas sin servicio en donde no hay redes eléctricas cercanas. Esto aunado a la disponibilidad del recurso genera las condiciones para que esta alternativa sea óptima.

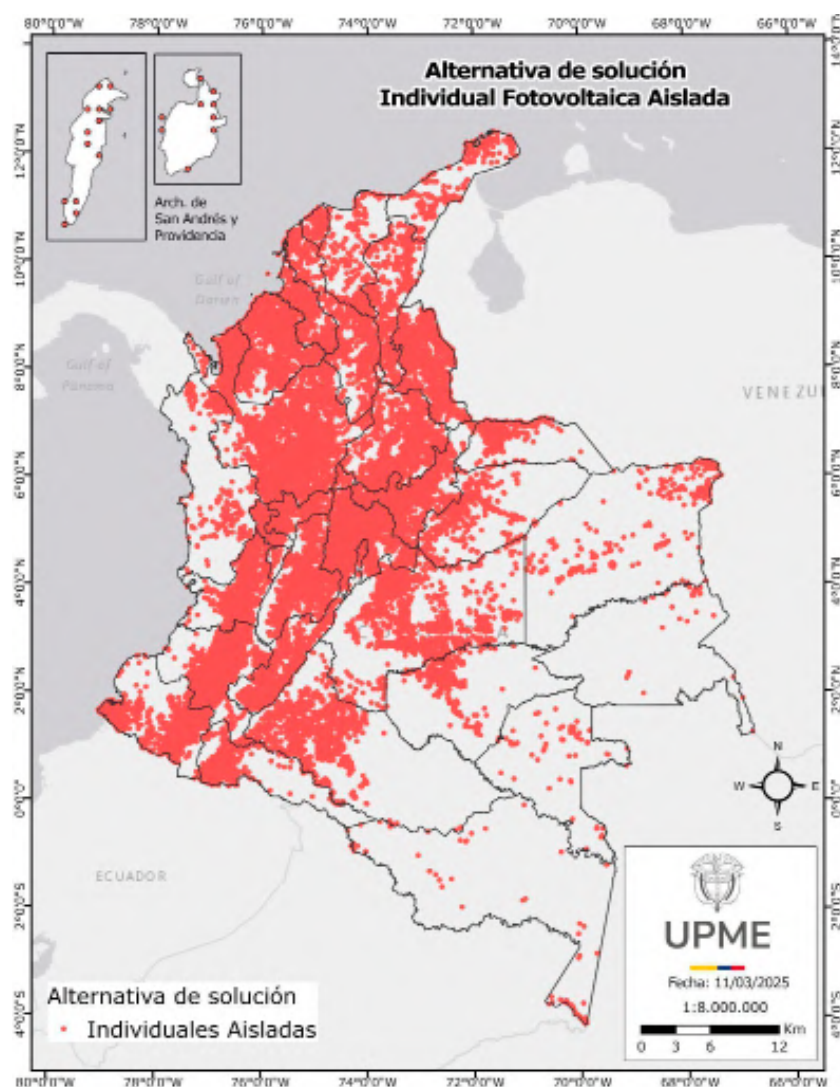


Figura 27. Ubicación geográfica de la alternativa Individual fotovoltaica aislada.
Fuente: Elaboración propia

6.1.3 Sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred

Como se nota en los mapas anteriores para la región con cobertura del SIN, resulta técnica y económicamente viable las tres alternativas de solución (interconexión de viviendas a la red de distribución existente, soluciones individuales fotovoltaicas aisladas, sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred) dependiendo principalmente de la comparación de costos entre las alternativas. En contraste, para las zonas más apartadas de la infraestructura eléctrica existente, como ocurre en los departamentos de Amazonas, Vichada, Arauca, Guainía y Vaupés, la electrificación depende principalmente de tecnologías de microrred híbrida e individual fotovoltaica.

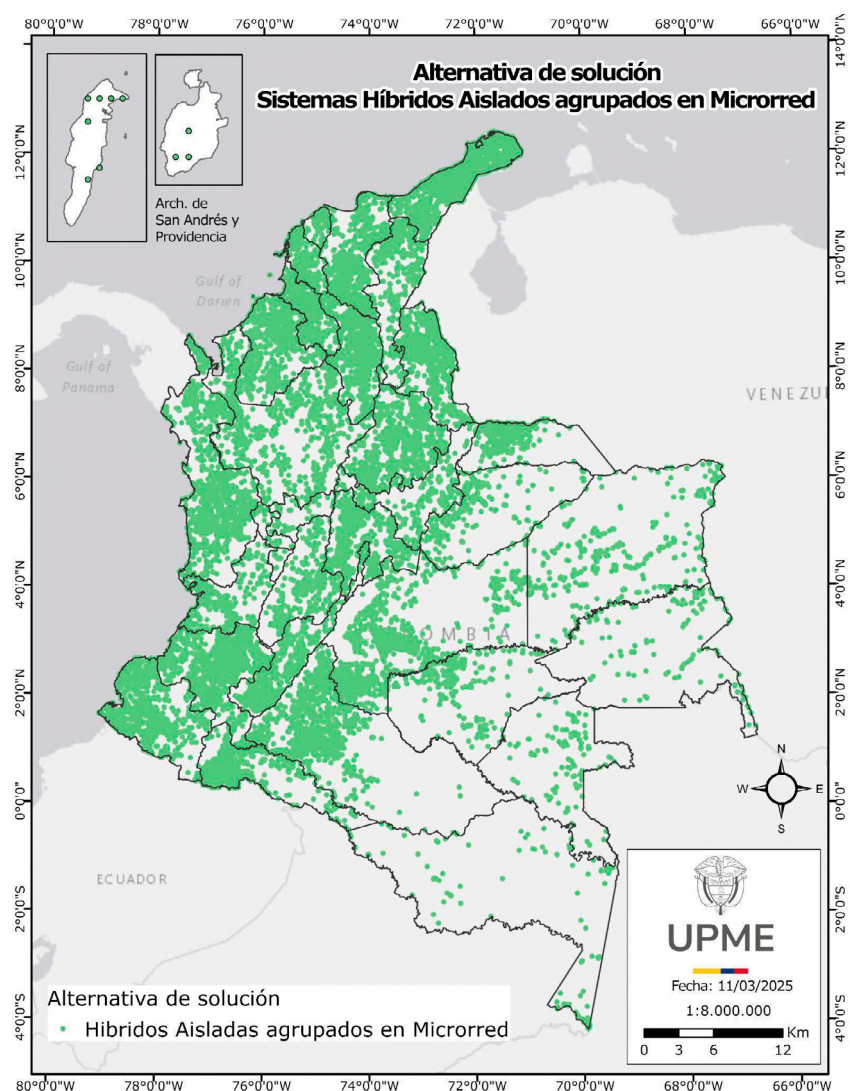


Figura 28. Ubicación geográfica de la alternativa sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred

Fuente: Elaboración propia

Lo anterior muestra las diferentes alternativas identificadas para llevar energía eléctrica a las viviendas sin servicio georreferenciadas. Este resultado permite analizar cómo se distribuyen éstas en diferentes zonas del país en las que cambian los recursos disponibles, los accesos, la distribución de las viviendas sin servicio, entre otros.

Aunado a lo anterior, a continuación, se presenta la distribución porcentual de cada estrategia de electrificación en Colombia (Figura 29), desglosada por departamento:

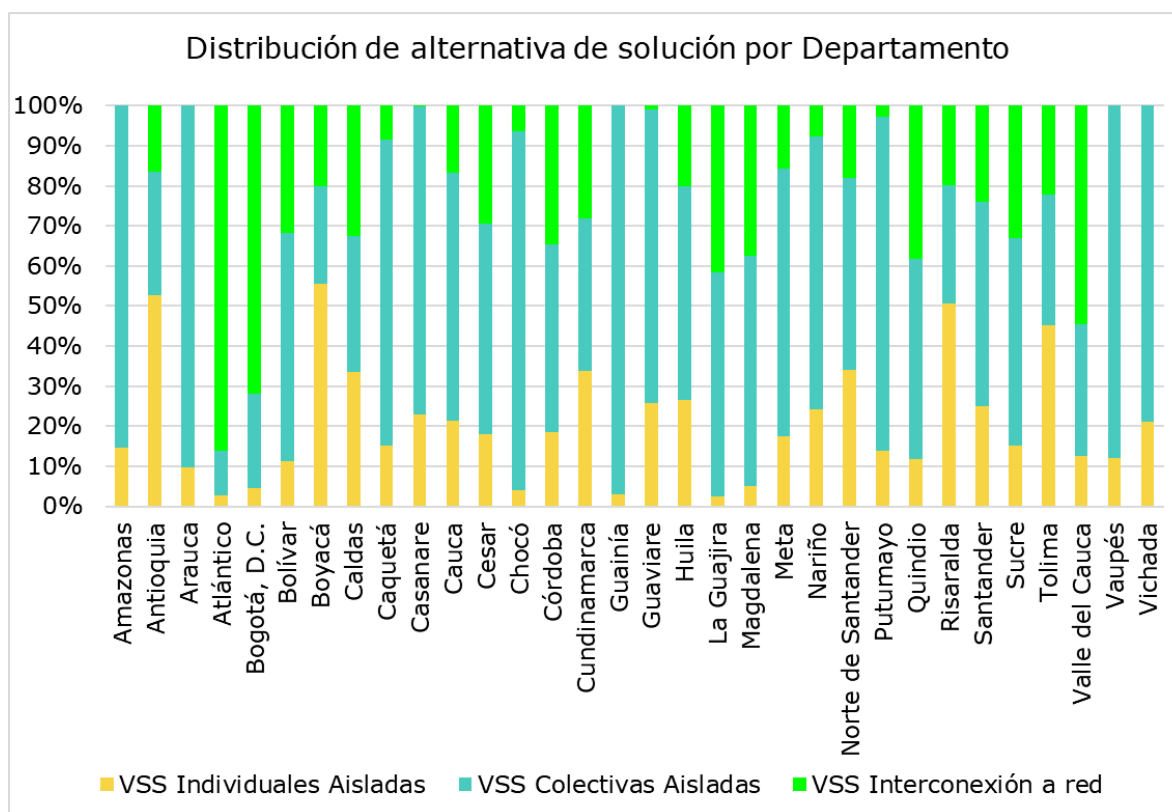


Figura 29. Distribución porcentual de la alternativa de solución seleccionada para las viviendas sin servicio por departamento.

Fuente: Elaboración propia

El gráfico refleja la participación porcentual de cada alternativa de solución para atender a las VSS georreferenciadas en cada departamento. Se destacan los sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred con el mayor número de viviendas sin servicio a energizar, presente en todos los departamentos del país. La alternativa de interconexión de viviendas a la red de distribución existente está presente en 28 de los 33 departamentos destacando el departamento del Atlántico donde se presenta en más del 80% de las soluciones.

6.2 Resultados de inversión total para la universalización del servicio de energía eléctrica

6.2.1 Descripción general

La inversión necesaria para el suministro de energía eléctrica a una VSS puede variar considerablemente en las distintas regiones del país, dependiendo de sus características geográficas, su dispersión poblacional y su lejanía con el SIN.

En la Figura 30, observa que existen departamentos como la Guajira, Chocó, Cauca, Antioquia, Bolívar, Nariño y Meta que requerirán una mayor inversión para superar el déficit de cobertura por tipo de solución, para estos casos, la solución de sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred, representaría la mejor alternativa costo eficiente.

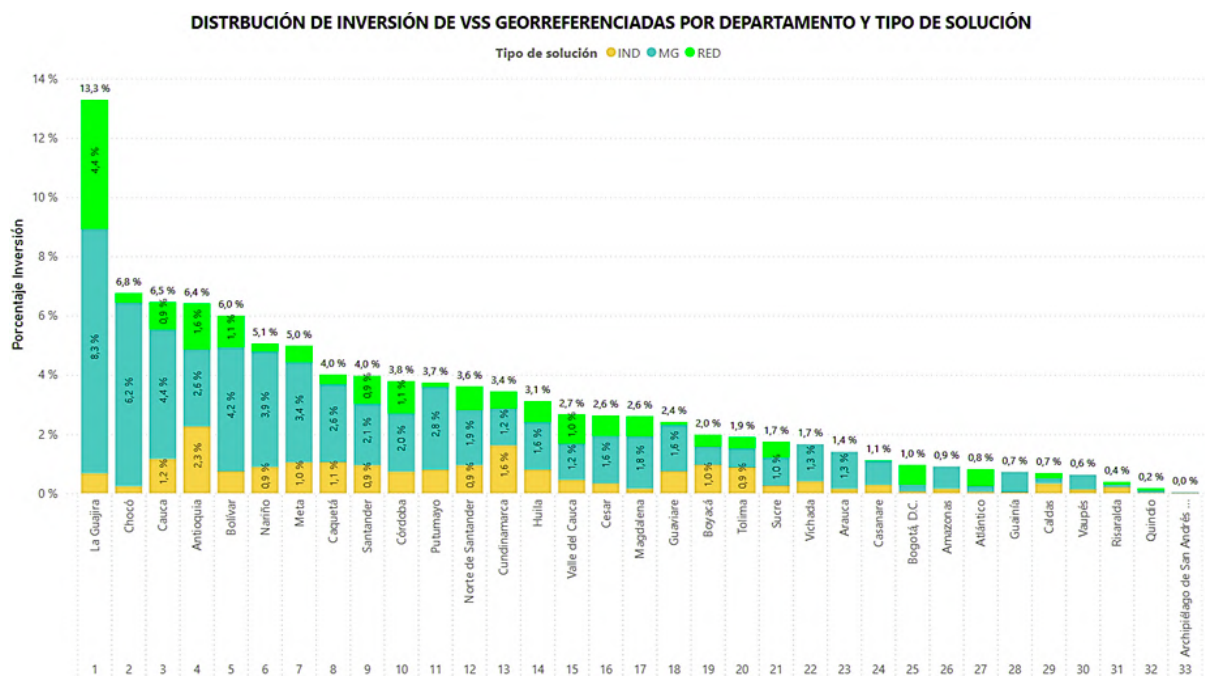


Figura 30. Distribución de inversión por alternativa de solución seleccionada para las viviendas sin servicio por departamento georreferenciadas.

Fuente: Elaboración propia

Ahora bien, es importante aclarar que para cada caso será necesario tener en cuenta las variables que pueden afectar el costo de inversión según la alternativa. Es necesario considerar la ubicación geográfica, que afectará el costo de inversión según la zona climática en la que se encuentre la VSS, ya que como se mencionó en la sección 3, el consumo que debería suplir una VSS se verá afectado por la zona climática en la que está ubicada, impactando directamente la inversión.

6.2.2 Resultados respecto a nivel de proyección DANE

El ICEE municipal permite saber cuántas viviendas sin servicio hay, así mismo con la metodología expuesta en los apartes anteriores, es posible identificar para cada municipio a nivel georreferenciado, la distribución de las soluciones de energización. Con esta proporción, es posible escalar el cálculo de la inversión con los datos obtenidos en el índice de cobertura a nivel nacional, conservando la distribución de las soluciones identificadas, de tal forma que pueda ser posible determinar el costo de inversión para el municipio.

Sin embargo, es necesario tener en cuenta que las proyecciones del DANE, al ser un ejercicio estadístico, tienen un error asociado que puede generar posibles subestimaciones o sobreestimaciones del crecimiento poblacional. Es importante aclarar que las VT son calculadas a partir de las proyecciones que efectúa el DANE con base en la información del Censo Nacional de Población y Vivienda (CNPV) de 2018 y no de un censo propiamente dicho, por lo que este ejercicio del DANE tiene un grado de incertidumbre importante que puede traducirse en una sobreestimación de las VT, y, por tanto, en una subestimación del ICEE.

Para el año 2023, se estima un total de 1.371.394 viviendas sin servicio, de acuerdo con lo reportado por el DANE frente al crecimiento de viviendas totales, refleja un desfase entre el crecimiento de las viviendas con servicio reportado por los OR ante la Superintendencia de Servicios Públicos y la tasa de crecimiento proyectada por el DANE para las viviendas totales. Esta posible sobre o subestimación afecta el escalamiento realizado para determinar las viviendas sin servicio.

Por ejemplo, en el caso de Bogotá, el DANE estimó para 2023, un crecimiento de 2.796.400 viviendas totales, sin embargo, los datos obtenidos para la identificación de viviendas con servicio, arroja que Bogotá cuenta con 2.603.911, lo que representa un 93.12% en su índice de cobertura, que deja un estimado total de 192.489 viviendas sin servicio. Sin embargo, al comparar este valor con lo reportado en el aplicativo de Sitios UPME a nivel georreferenciado, el valor reportado es tan solo, 5.724 viviendas sin servicio, lo que conlleva a una variación significativa que se refleja en los costos de energización cuando estos se escalan.

Así mismo, las proyecciones pueden denotar una subestimación, como se refleja en el caso de Chocó, donde el número de viviendas totales proyectadas por el DANE para 2023 es de 200.645 VT, mientras que las VCS identificadas llegan a 202.536, suponiendo una cobertura del 100%.

Este comportamiento se muestra en la Figura 31 donde es posible identificar la variación de los datos de las VSS georreferenciadas versus las VSS al ser escaladas al nivel municipal.

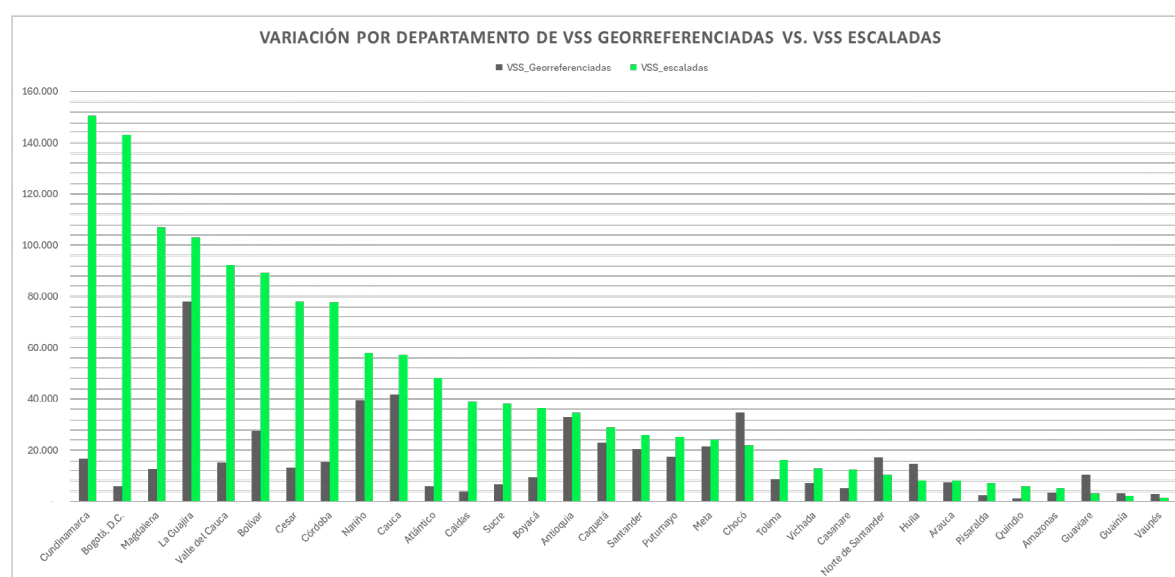


Figura 31. Variación por departamento de VSS georreferenciadas vs VSS escaladas
Fuente: Elaboración propia

El escalamiento funciona como una herramienta para estimar el costo de la inversión total, considerando que no se cuenta con un mapeo completo a nivel georreferenciado de las viviendas sin servicio. De los resultados obtenidos a nivel georreferenciado, se determina que la inversión requerida para la universalización total del servicio de energía eléctrica va a conservar la misma distribución de soluciones, pero considerando el total de viviendas sin servicio a nivel nacional.

6.2.3 Costo de universalización del servicio de energía eléctrica

En la Figura 32 se relaciona el valor por tipo de solución de energización, donde se identifica que la solución basada en sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred tiene una mayor participación con un 46,8%, con una inversión aproximada del 15,09 billones de pesos, seguida de la solución de interconexión de viviendas a la red de distribución existente con un 29,21% con una inversión de 9,42 billones de pesos, finalmente, las soluciones individuales fotovoltaicas aisladas representan un 23,99% con una inversión de 7,73 billones de pesos.

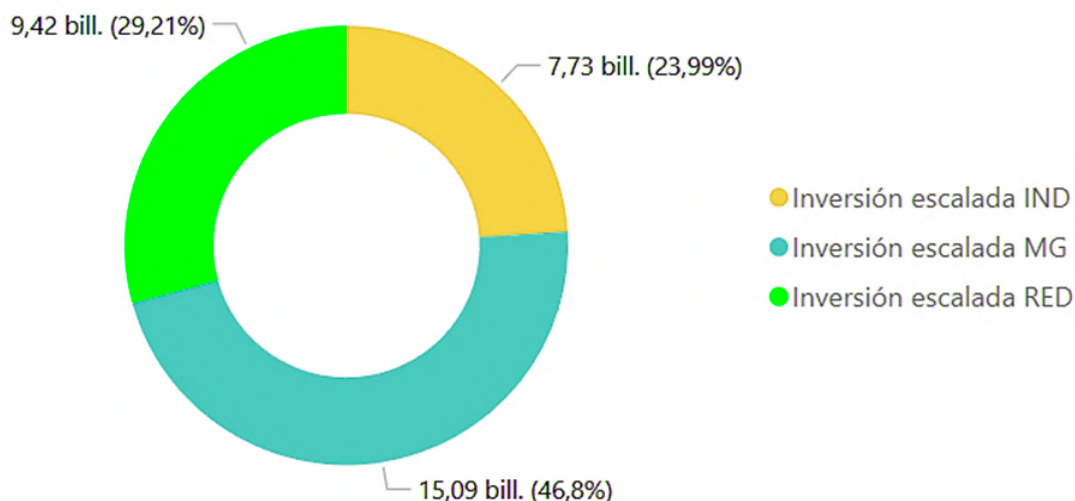


Figura 32. Inversión a nivel nacional por tipo de solución de energización (billones de pesos)
Fuente: Elaboración propia

A nivel departamental, se presenta a continuación un resumen del costo para energizar una sola vivienda sin servicio (VSS) por cada tipo de solución. Este resultado se obtuvo de dividir la inversión por solución por el número de viviendas sin servicio por cada solución óptima por departamento.

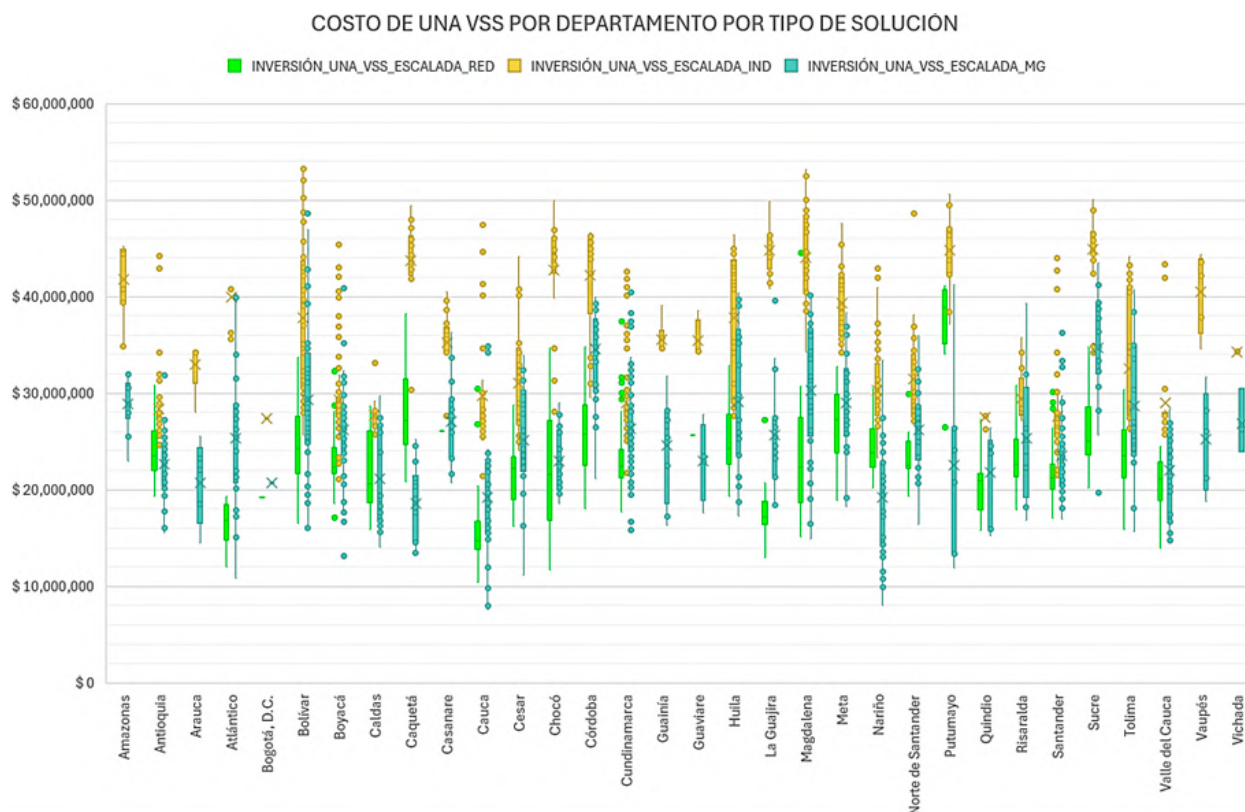


Figura 33. Costo de una VSS por departamento por tipo de solución
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en este ejercicio, al integrar los tres tipos de soluciones a nivel departamental, de acuerdo con el resultado del algoritmo de optimización el monto de inversión de una VSS oscila entre 8 millones a 54 millones de pesos y el costo de una solución de tipo microrred (MG) es menor al costo de la solución de tipo individual (IND), con la salvedad que para cada escenario las soluciones tipo micro red pueden llegar a estar constituidas a partir de dos VSS agrupadas y cercanas entre sí, por ende entre más número de VSS tenga la microrred su costo individualizado por vivienda tendería a ser menor. Por su parte, aunque este análisis se plantea a partir de las soluciones óptimas, es de relevancia mencionar que las soluciones de tipo individual en la mayoría de los departamentos proyectan costos más elevados frente a los otros dos tipos de solución partiendo alrededor de los 21 millones y llegando hasta los 54 millones aproximadamente.

A nivel regional, para los tres tipos de solución se tiene a continuación el comportamiento del costo de la energización por vivienda sin servicio para cada uno de los departamentos que componen las seis regiones, Caribe, Centro Oriente, Eje Cafetero, Pacífico, Centro Sur Amazonía y Llano, definidas en el artículo 45 de la ley 2056 de 2020. Para la Región Caribe, en la Figura 33.a se observa que el costo óptimo de energización de una vivienda sin servicio que oscila entre 11 millones a 54 millones de pesos y en la mayoría de los casos la solución viable de tipo interconexión a la red (RED) presenta un menor costo que la solución de tipo microrred (MG) y que la solución de tipo individual (IND).

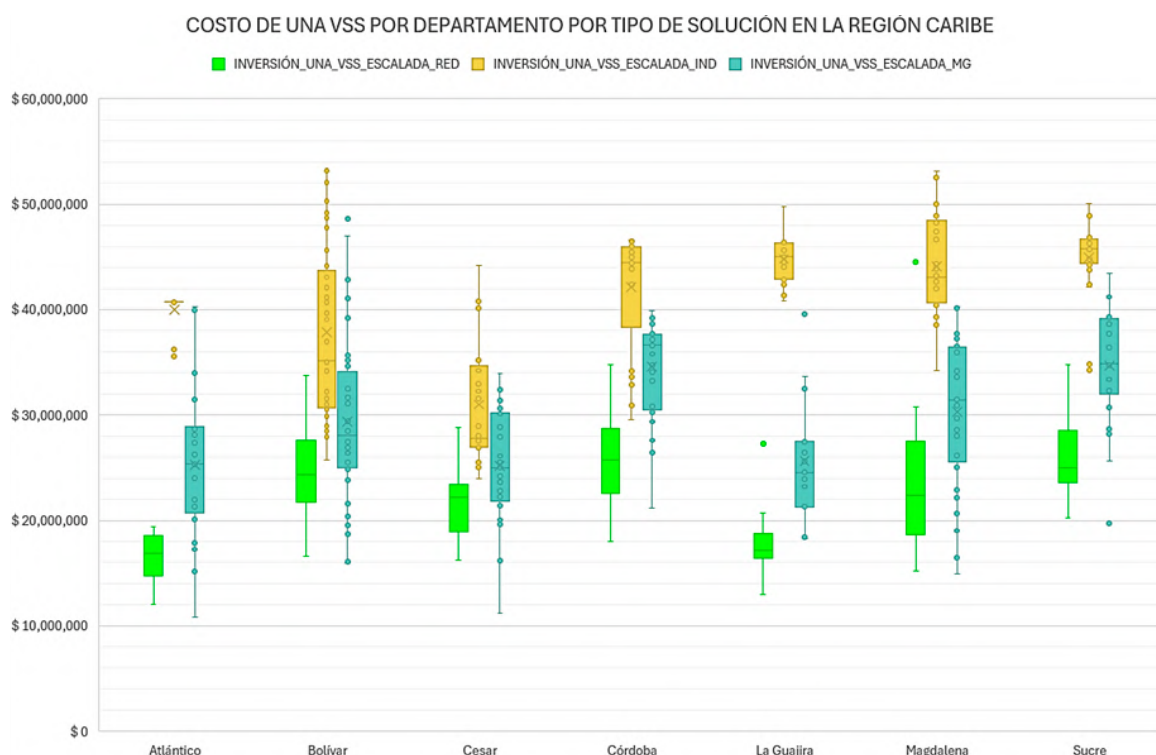


Figura 33.a Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región Caribe
Fuente: Elaboración propia

Mientras que, en la Región Centro Oriente, como se observa en la Figura 33.b el costo óptimo de la energización de una VSS estaría entre 13 a 48 millones de pesos donde también se presenta un menor costo de la solución de interconexión a la red (RED) respecto a la solución de tipo microrred (MG) y la solución de tipo individual (IND).

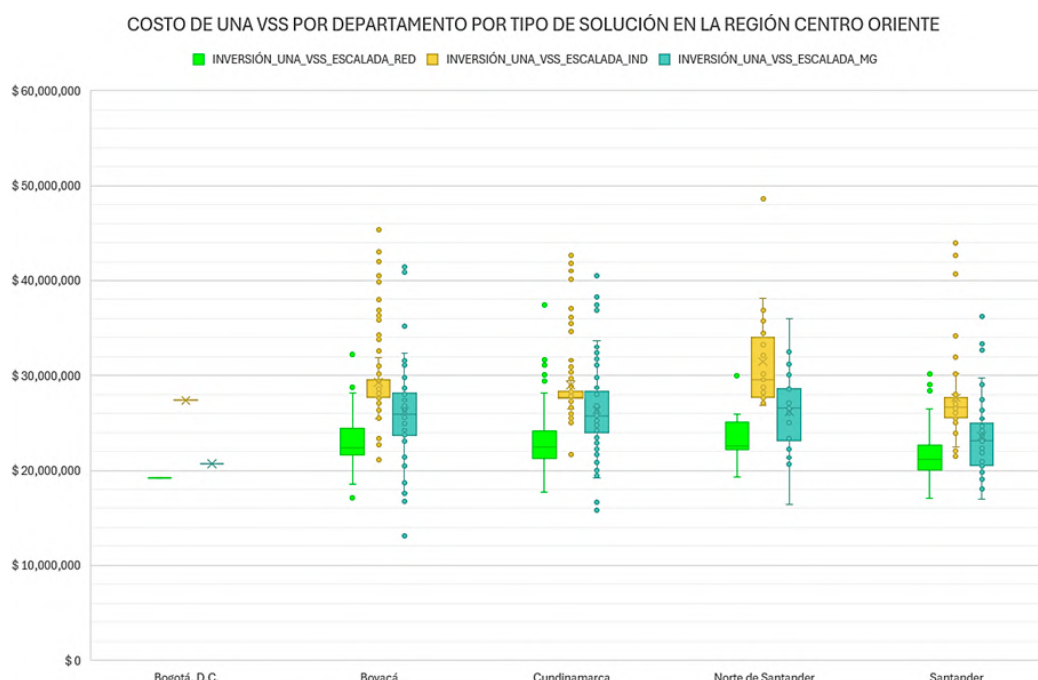


Figura 33.b Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región Centro Oriente
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Figura 33.c en la Región Centro Sur Amazonía, el costo para energizar una VSS oscila entre 12 a 51 millones de pesos y en el departamento de Amazonas la solución óptima de tipo microrred (MG) presenta un menor costo en comparación con la solución de tipo individual (IND) así como en los departamentos de Caquetá y Putumayo, también se tiene un menor costo de la solución de tipo microrred (MG) frente a los otros dos tipos de solución.

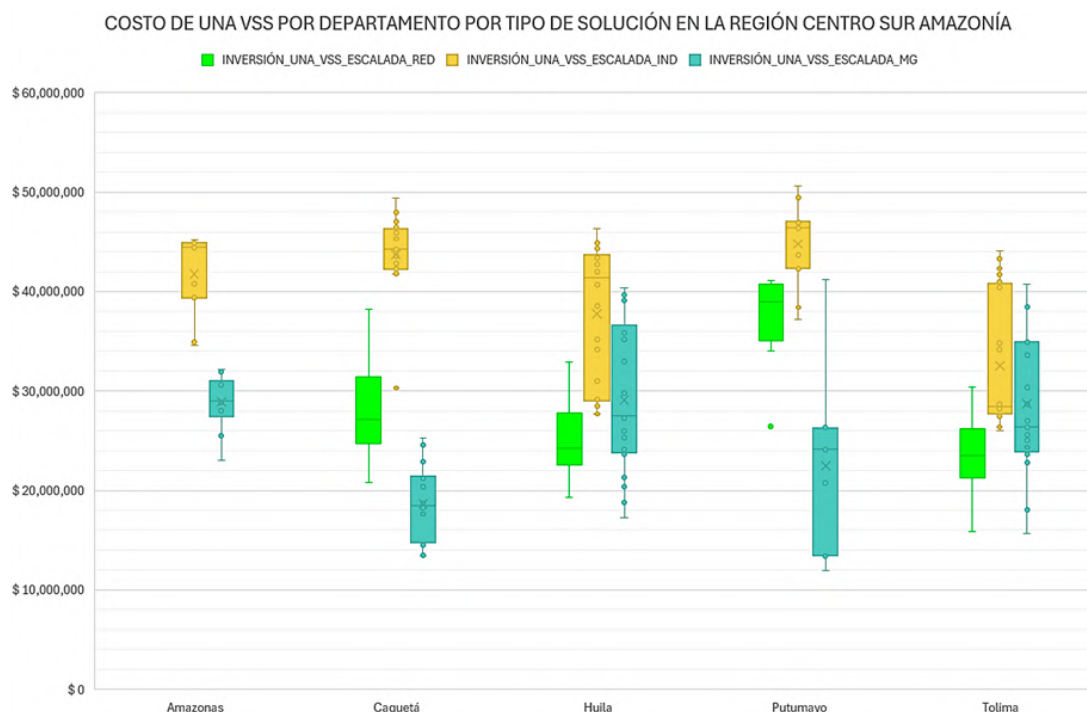


Figura 33.c Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región Centro Sur Amazonía
Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, en la Región del Llano, como se observa en la Figura 33.d el costo de las soluciones oscila entre 14 y 48 millones de pesos. Adicionalmente, para los departamentos de Arauca, Casanare, Guainía, Guaviare, Vaupés y Vichada las soluciones de tipo microrred (MG) tienen un costo óptimo menor al costo de la solución de tipo individual (IND).

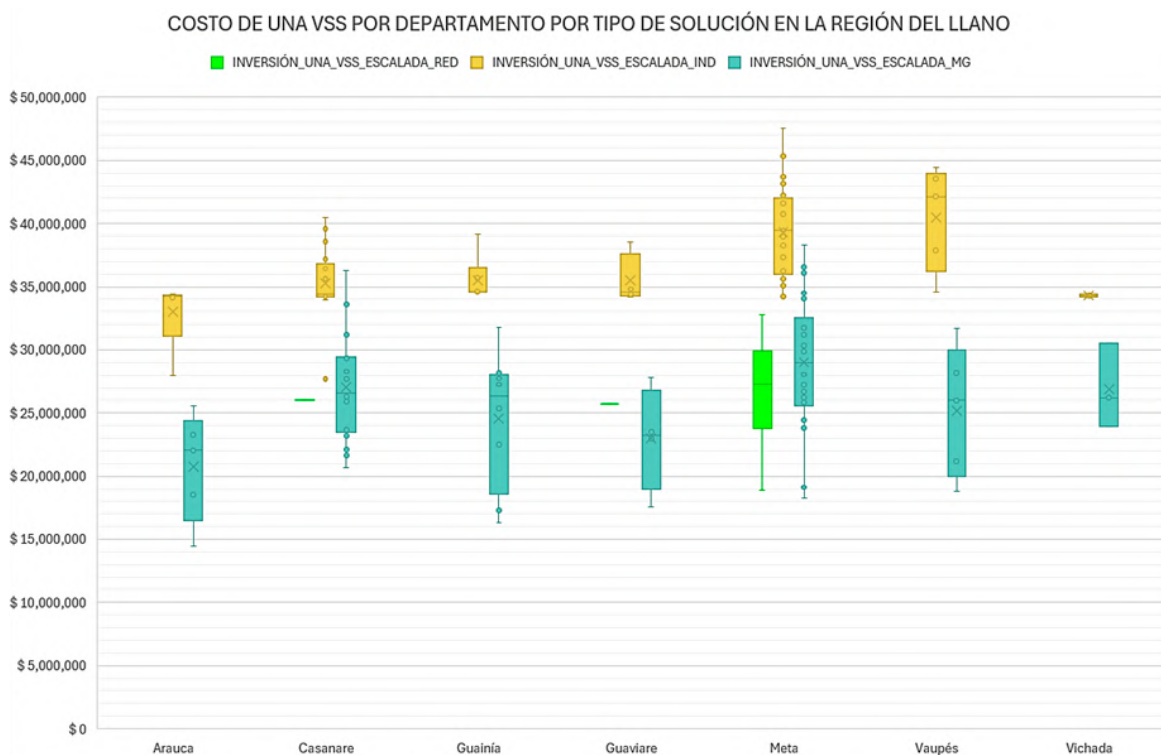


Figura 33.d Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región del Llano
Fuente: Elaboración propia

A continuación, se observa en la Figura 33.e que en cada uno de los departamentos de Antioquía, Caldas, Quindío y Risaralda de la Región del Eje Cafetero se tienen los tres tipos de solución con un costo óptimo de energización por vivienda sin servicio que oscila entre 14 y 44 millones de pesos donde la solución de tipo individual (IND) tiende a presentar un mayor costo por tipo de solución.

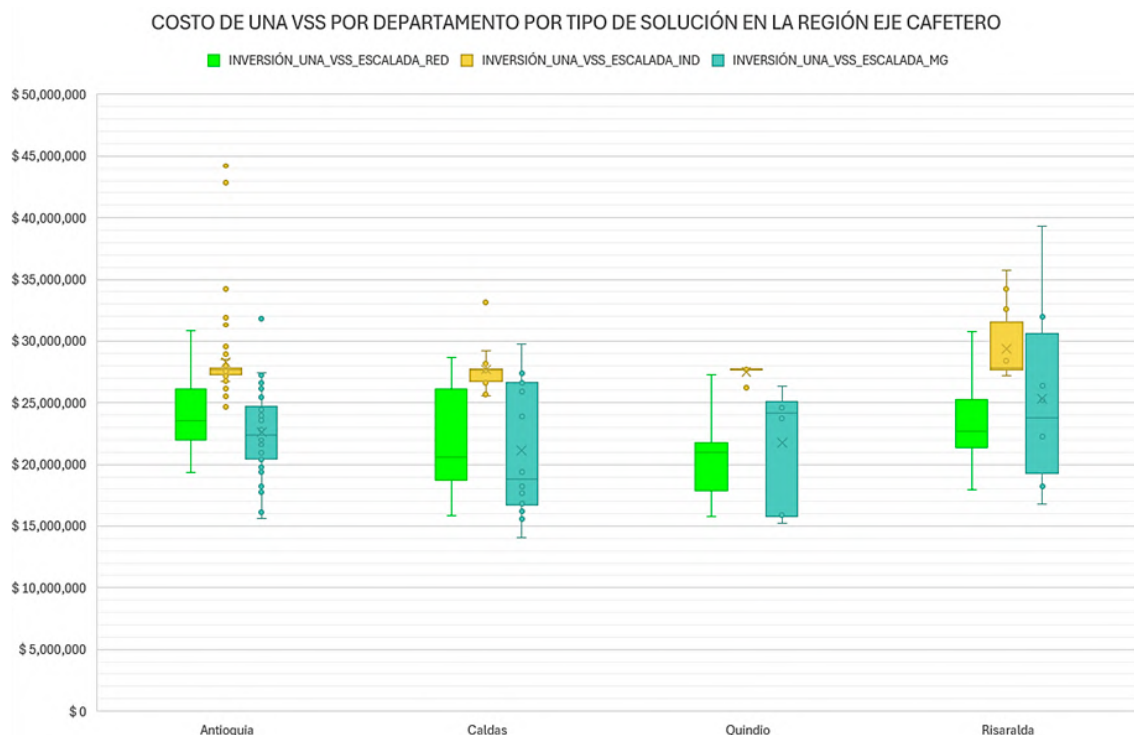


Figura 33.e Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región del Eje Cafetero
Fuente: Elaboración propia

En la Región Pacífica, en la Figura 33.f se observa que el costo óptimo de energización oscila entre 8 y 50 millones de pesos y en el departamento de Cauca el costo de la solución de interconexión a la red (RED) resulta menor que los otros dos tipos de solución mientras que en Nariño el costo de la solución de tipo microrred (MG) resulta ser menor que el costo de la solución de tipo de interconexión a la red (RED) y que la solución de tipo individual (IND).

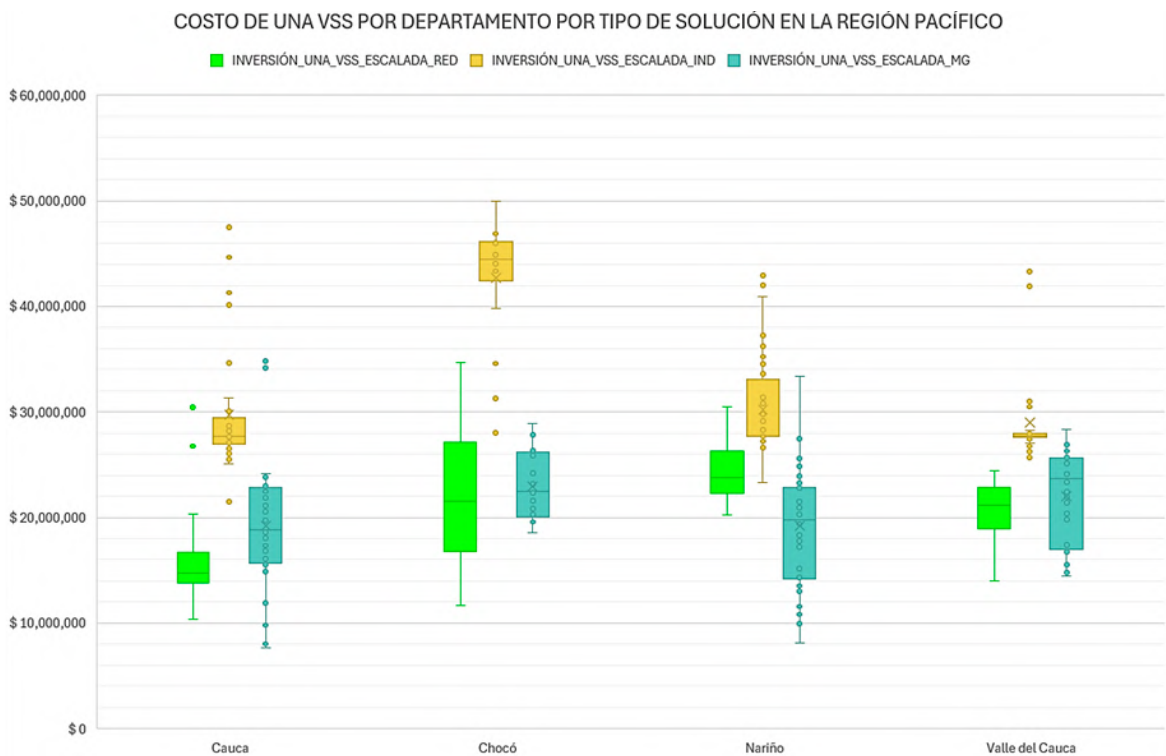


Figura 33.f Costo de una VSS por departamento por tipo de solución en la Región Pacífico
Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, de acuerdo con lo mencionado en el apartado 5.1.3 acerca de los costos de interconexión se tiene que la distribución entre el CAPEX (costo de inversión) y OPEX (costos de operación y mantenimiento) para una VSS por tipo de solución presenta la siguiente distribución donde se observa que la solución individual (IND) presenta un mayor porcentaje de OPEX comparativamente con las soluciones de microrred (MG) y de interconexión a la red (RED). Teniendo en cuenta que en este plan indicativo se consideró la vida útil de cada solución, esta distribución de CAPEX y OPEX permite generar un panorama de la distribución de la inversión requerida para la ejecución y puesta en operación de dichas alternativas.

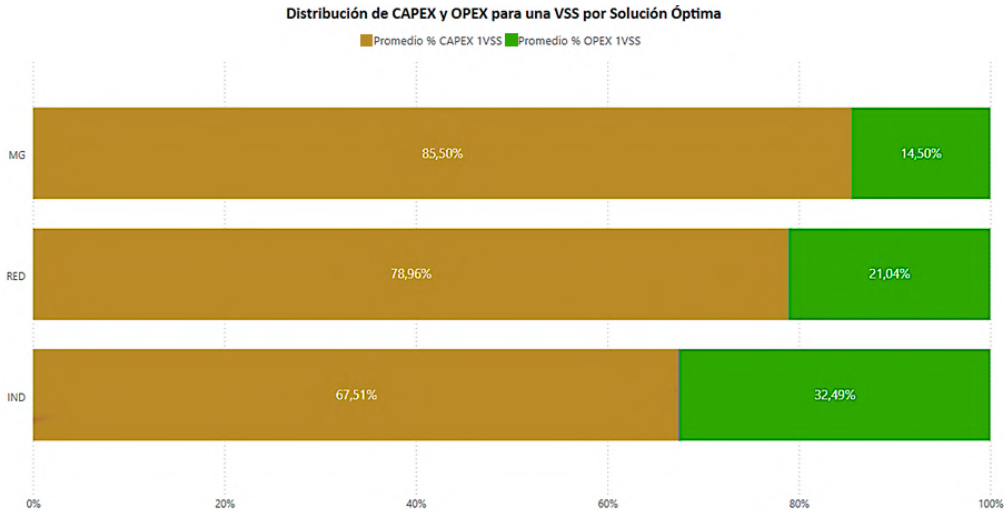


Figura 34. Distribución de CAPEX y OPEX para una VSS por solución óptima
Fuente: Elaboración propia

6.3 Resultados con enfoque territorial

6.3.1 Inversión por zonas climáticas

Considerando el análisis frente al consumo energético relacionado con las cuatro zonas climáticas mencionadas en el capítulo 3, necesario para el dimensionamiento y estimación de las alternativas de solución, en la Figura 35 se muestra la inversión total por cada zona climática.

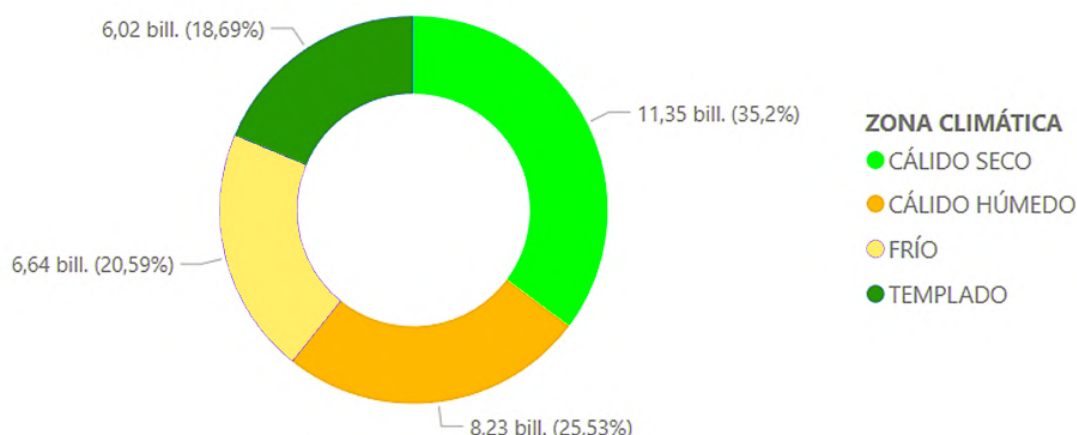


Figura 35. Inversión a nivel nacional por zona climática (billones de pesos).

Fuente: Elaboración propia

Como se observa la zona cálida seca tiene una mayor inversión representada en un 35,2% equivalente a 11,35 billones de pesos, mientras que el 25,53% equivalente a 8,23 billones forman parte de soluciones de energización en la zona climática cálida húmeda, así mismo, para las zonas fría y templada la inversión representa el 20,59% y el 18,69% que corresponde a 6,64 y 6,02 billones de pesos respectivamente.

Esta gráfica muestra el costo de energización para las 1.371.381 viviendas sin servicio a nivel nacional, distribuido en cada una de las zonas climáticas identificadas en el capítulo 3. Como se observa la zona cálida seca, requiere una inversión mayor debido a que es la zona climática en donde se tiene mayor número de viviendas sin servicio de energía eléctrica. En cambio, la zona templada, pese a que es la zona que tiene el mayor número de municipios del país con 38.15% a su vez tiene menos VSS.

6.3.2 Microrredes con enfoque territorial

Las microrredes seleccionadas como la mejor alternativa de solución responden a la disponibilidad de tecnologías a elección, los recursos disponibles en territorio y la complementariedad energética entre ellos. La apertura del catálogo tecnológico a diferentes formas de generación de energía renovable, como la solar fotovoltaica, las turbinas microeólicas, las turbinas microcinéticas, y la instalación de picocentrales hidroeléctricas, ha permitido la conformación de esquemas híbridos con diferentes combinaciones de tecnologías como eólica/solar - hídrica, solar – eólica – hídrica, [IT2] entre otras.

A continuación, se presenta la participación porcentual de cada esquema de microrred, por departamento:

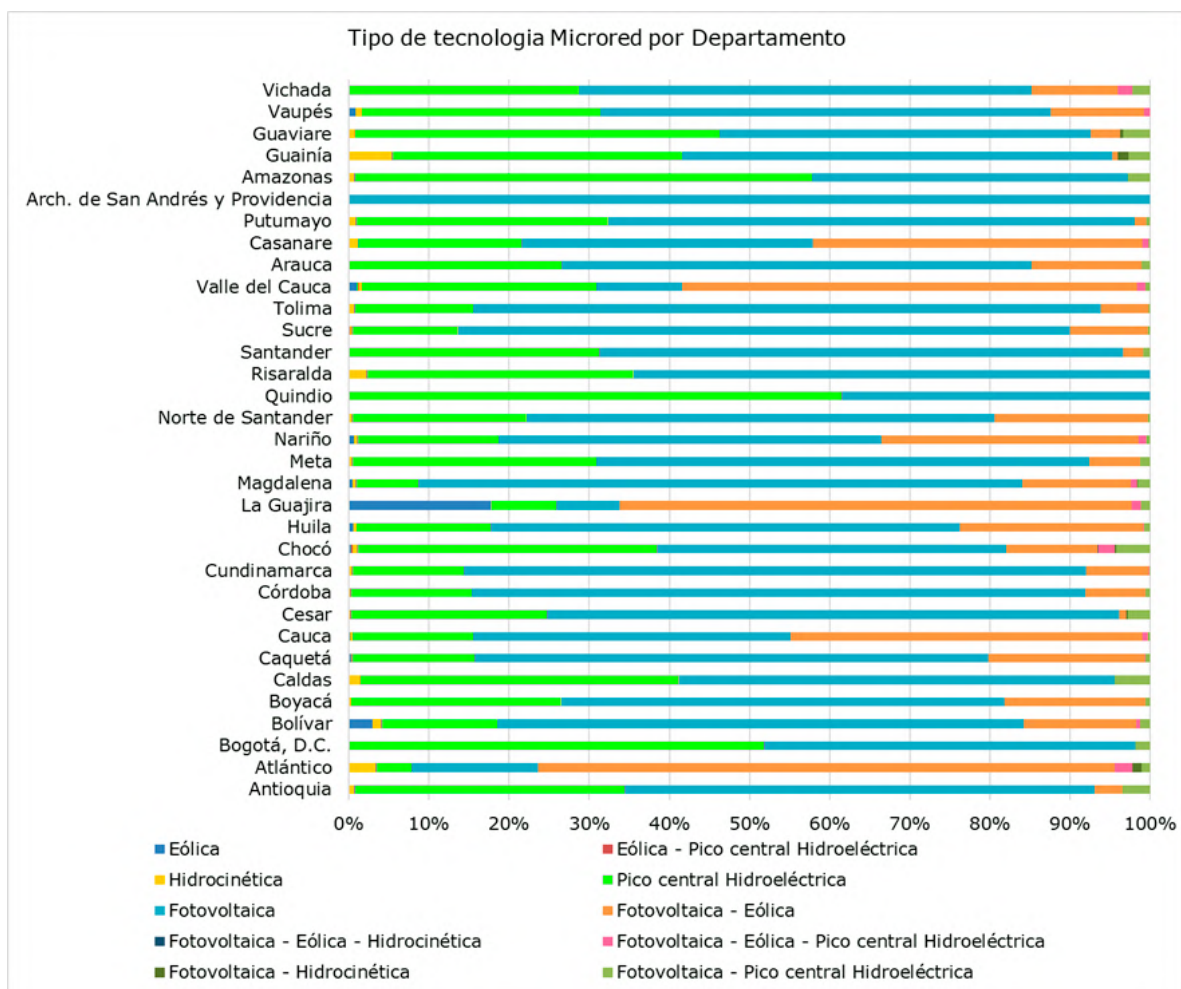


Figura 36. Distribución de Microrredes por Departamento

Fuente: Elaboración propia

El gráfico permite visualizar cómo se distribuyen las microrredes en Colombia, de acuerdo con las necesidades energéticas y los recursos naturales disponibles en cada departamento. Se observa que la tecnología fotovoltaica es predominante en muchos departamentos, con una participación media de 50.8% sobre el total.

Por otra parte, las microrredes híbridas que combinan sistemas de generación fotovoltaica y microeólica, se presentan de forma representativa sobre el territorio nacional (23.9%). Se destaca una alta presencia en el departamento de la Guajira, donde la complementariedad energética entre el sol y el viento favorece su implementación para atender la demanda eléctrica.

Finalmente, en regiones como Chocó, Cauca y Meta, se registra un potencial hídrico tal que permite la presencia de microrredes conformadas por picocentrales hidroeléctricas, ocupando el tercer lugar en participación, con un 20.1% del total.

En general, los resultados obtenidos reflejan la diversificación de fuentes de generación en Colombia, como parte de una estrategia para lograr la universalización del servicio de energía. En este esquema se aprovecha la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, en función de la ubicación geográfica, para garantizar el suministro eléctrico al menor costo.

6.3.3 Análisis del componente de transporte

Como se nombró en la sección 5.1.2, el componente de transporte para cada solución evaluada contempló un enfoque diferencial para cada territorio, esto es novedoso en el PIEC 2024-2028 ya que pretende acercarse a las condiciones reales incluso desde el componente de transporte.

La caracterización del transporte para cada una de las soluciones que permiten la universalización del servicio es necesaria y en ese sentido la ilustración 37 presenta cómo se comportan los costos del transporte para cada una de las soluciones seleccionadas por el algoritmo en la universalización del servicio y su representatividad en el CPN (Costo Presente Neto) de cada tipo de solución.

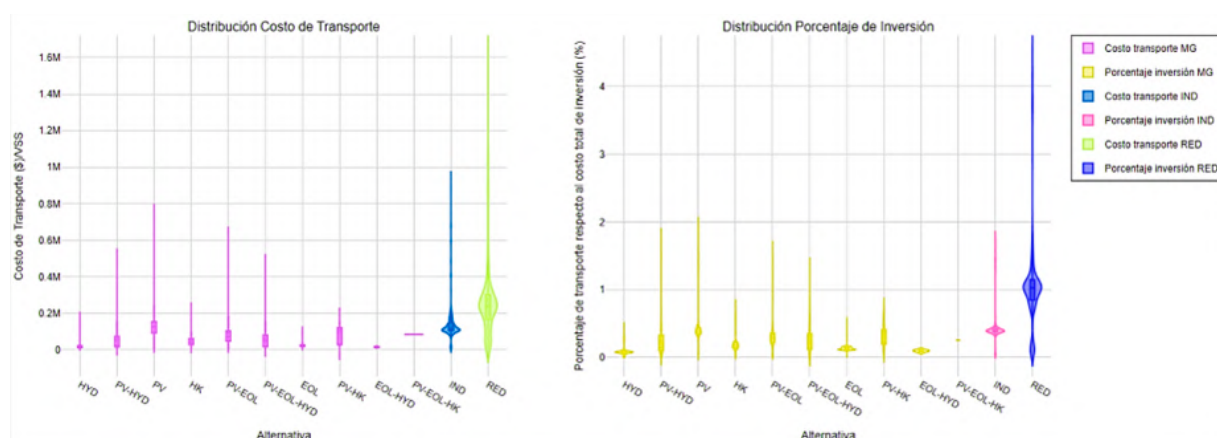


Figura 37. Caracterización del transporte para cada solución a) Distribución del costo de transporte (\$/VSS) por alternativa y b) Distribución del porcentaje de inversión respecto al costo de universalización del servicio de la respectiva alternativa

Fuente: Elaboración propia

De la Figura 37, se puede observar que la metodología estima un costo de transporte superior para soluciones tipo interconexión o “RED”; materializado en métricas superiores respecto a las soluciones individuales fotovoltaicas aisladas “IND” y los sistemas híbridos aislados agrupados en forma de microrred (HYD, PV-HYD, PV, HK, PV-EOL, PV-EOL-HYD, EOL, PV-HK); es decir que en términos generales, se estima que el costo de transporte para llevar una solución mediante interconexión es más costoso que otras soluciones. Esto tiene su explicación en las características del transporte para cada solución que fueron explicadas en la sección 5.1.2

También se observa en la Figura 37 que el componente del transporte en el costo total de la universalización del servicio es considerablemente menor, ya que solo representan hasta un máximo del 2.5% del costo de la universalización del servicio (para el caso de las soluciones interconectadas); lo que implica que, aunque es importante considerarlo para el análisis de aumento de la cobertura, este no es determinante en relación a los costos para la toma de decisiones.

7. CAMBIOS METODOLÓGICOS PIEC 2024-2028

La metodología utilizada en el presente documento tiene como propósito estimar el costo de universalización del servicio de energía eléctrica en Colombia, con base en la información disponible o calculada sobre viviendas sin acceso al servicio, la distribución y características de las redes de todo el país, así como la disponibilidad de recursos energéticos que permitan evaluar soluciones de generación fotovoltaica, eólica, hídrica o combinaciones eficientes de estas. En el anterior capítulo se han presentado detalladamente los resultados obtenidos, evidenciando la clasificación de la inversión total estimada en 32,23 billones de pesos colombianos a precios de 2023, desglosada por zonas climáticas, departamentos y alternativas de solución.

Este valor representa un incremento significativo frente a la estimación realizada en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura 2019-2023 (Unidad de Planeación Minero Energética, 2023), la cual ascendía a 13,96 billones de pesos colombianos. Las principales razones que explican este aumento en la estimación del costo de universalización incluyen:

- **Ajuste en los niveles de consumo estimados:** En la presente metodología, los niveles de consumo se establecieron con base en datos reales de facturación, lo que llevó a una actualización de los valores previamente utilizados. Mientras que en el PIEC 2019-2023 se consideraban soluciones con consumos de 60 y 90 kWh/mes (según la altitud), en esta estimación se adoptaron valores entre 90 y 145 kWh/mes dependiendo de la zona climática.
- **Mayor número de viviendas sin servicio consideradas:** El cálculo del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) para 2023 estimó un total de 1.371.381 viviendas sin acceso al servicio (Unidad de Planeación Minero Energética, 2024), cifra superior a las 818.119 viviendas consideradas en el PIEC 2019-2023. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2023)
- **Impacto de factores económicos:** El incremento en los costos se ve influenciado por el crecimiento inflacionario de los precios al productor desde 2020 hasta 2023, así como por variaciones en la tasa representativa del mercado (TRM) y los efectos de la balanza comercial sobre los costos de los insumos requeridos para la expansión de la cobertura.

Si bien estos factores han generado un aumento en la estimación del costo total de universalización, el presente análisis incorpora una mayor variedad de alternativas de suministro energético, un cálculo más detallado de cada componente de inversión y el uso de algoritmos que permitieron realizar estimaciones precisas para cada una de las viviendas sin servicio georreferenciadas. Estas mejoras metodológicas contribuyen a mitigar el impacto del incremento en los costos y permiten obtener una estimación más realista y fundamentada del esfuerzo financiero requerido para lograr la cobertura universal del servicio de energía eléctrica en el país.

8. CONCLUSIONES

Costo de Universalización del servicio eléctrico en Colombia. Para lograr una cobertura del 100% en el servicio de energía eléctrica en Colombia, se requiere de una inversión estimada que asciende a los 32,23 billones de COP a valores de 2023. Del total de la inversión, las microrredes aisladas ocupan el 46,8% (15,09 billones COP), seguido de la interconexión a la red existente con un 29,21% (9,42 billones COP) y de las soluciones fotovoltaicas aisladas con un 23,99% (7,73 billones COP). Estos resultados se fundamentan en los análisis desarrollados a partir de las viviendas sin servicio georreferenciadas, y la proyección de costos de acuerdo al ICEE del año 2023, cuyos resultados incorporan las proyecciones de viviendas según el DANE.

El costo estimado para la universalización del servicio de energía eléctrica es sensible a la cantidad de viviendas sin servicio (VSS) proyectadas en el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE), el cual fundamenta su metodología en las proyecciones de crecimiento poblacional del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) a nivel municipal y departamental. Asimismo, este costo también se ve afectado por las discrepancias entre las viviendas sin servicio (VSS) georreferenciadas y el total de VSS identificadas en cada municipio.

Actualización metodológica para estimaciones más precisas. Las mejoras metodológicas utilizadas en la construcción del PIEC, han permitido estimar de manera más precisa el esfuerzo fiscal necesario para garantizar la cobertura eléctrica en el sector residencial en Colombia. Asimismo, han contribuido con una mejor comprensión de la realidad territorial del país que incluye la presencia de viviendas en zonas apartadas con acceso limitado, debido a aspectos como condiciones geográficas complejas. No obstante, los potenciales energéticos locales podrían significar el acceso a la electricidad para estos hogares actualmente sin servicio.

Soluciones de energización adaptadas a las características locales. Los tipos de soluciones de energización para las diferentes regiones del país, se ajustan a las particularidades geográficas de los territorios, los consumos de energía según la zona climática, la disponibilidad de infraestructura eléctrica y el acceso a los recursos naturales para la generación de electricidad. En general, los mapas reflejan características como la presencia de microrredes en las periferias del Sistema Interconectado Nacional - SIN, lo cual puede significar que existe una probabilidad más alta de que este tipo de soluciones se desarrollen eficientemente en esas locaciones, debido a los altos costos que implicaría ampliar la red de distribución existente.

Esquemas de microrredes en ciudades capitales. La implementación de esquemas de generación eléctrica basados en microrredes en ciudades capitales como Bogotá podría indicar que, en este contexto, el desarrollo de microrredes es una opción más costo-efectiva debido a la disponibilidad de recursos naturales y, en general, a costos menores en comparación con la expansión de la red de distribución eléctrica. Microrredes híbridas que aprovechan la complementariedad energética. La diversificación del catálogo tecnológico ha permitido integrar al PIEC microrredes que integran diferentes formas de generación de energía renovable, como la solar fotovoltaica, las turbinas microeólicas, las turbinas microcinéticas, y las picocentrales hidroeléctricas. De esta forma, las microrredes aisladas se basan en una sola tecnología, o en la combinación de varias, aprovechando la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, para garantizar el suministro eléctrico al menor costo.

Mayor esfuerzo fiscal para ampliar la cobertura en las zonas no interconectadas - ZNI. Las zonas que hacen parte de las ZNI requieren un esfuerzo fiscal significativamente mayor en razón a las dificultades propias de acceso a estas regiones. Estas complejidades generalmente incluyen elevados costos de transporte debido a las largas distancias de desplazamiento, que a menudo implican el uso de medios acuáticos, terrestres especializados o incluso la asistencia de animales para el traslado.

9. PERSPECTIVAS

La actualización de la información meteorológica disponible permite obtener mejores estimaciones. La disponibilidad, actualización y calidad de la información sobre recursos naturales como el agua, el viento y el sol son fundamentales para la construcción y los resultados del PIEC. Contar con datos detallados y actualizados, permite cuantificar de manera más confiable la cantidad de energía que se puede generar a partir de estos recursos, lo que se traduce en mejores estimaciones y en soluciones de energización que reflejen las particularidades territoriales del país. En este contexto, el fortalecimiento de la red de medición meteorológica del país resulta crucial, por lo que se considera se debe incluir aspectos que abarquen la infraestructura de medición, operación, mantenimiento, adquisición, verificación y procesamiento de los datos.

La permanente actualización de costos aporta a una mayor precisión en los resultados del PIEC. La estimación de costos de las soluciones de electrificación se fundamentó en el estudio de mercado desarrollado por el IPSE, incorporando la experiencia que dicha entidad ha consolidado en la estructuración e implementación de proyectos solares en territorio. En el mismo sentido, la estimación de los costos de transporte se basó en datos del Ministerio de Transporte, publicados a través de su plataforma Sice-TAC. La permanente actualización de la información y el desarrollo de nuevos estudios que incluyan tanto las tecnologías maduras como las emergentes, permitirá disponer de datos actualizados y alineados con la realidad territorial, optimizando la estimación de costos para las soluciones de electrificación.

Impulso para la masificación de nuevas tecnologías de generación en Colombia. El PIEC integra tecnologías emergentes en el país, como las turbinas hidrocinéticas y las turbinas micro eólicas. La entrada paulatina de estas fuentes de generación eléctrica posibilitará la reducción de los costos de inversión por cuenta de importación de equipos o de estimaciones basadas en prototipos. En este contexto, resulta crucial fomentar iniciativas que impulsen sinergias entre la academia y la industria, acelerando la maduración de estas tecnologías y con esto, la masificación estratégica en sitios en que resulte viable su implementación.

La georeferenciación de viviendas sin servicio y metodología ICEE. La metodología del PIEC ha incorporado mejoras significativas con el propósito de calcular de manera más precisa, integral y completa el costo de universalización del servicio de energía eléctrica y las necesidades de expansión de la cobertura en el país. No obstante, persisten limitaciones que deben ser minimizadas, en particular aquellas relacionadas con la identificación, georeferenciación y cuantificación de las viviendas sin servicio (VSS) a partir del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE). Uno de los principales factores que influyen en la estimación del costo de universalización es la dependencia metodológica de las proyecciones demográficas de medio y largo plazo del DANE. En este sentido, resulta fundamental avanzar en el desarrollo de mecanismos que reduzcan o eliminen esta dependencia y permitan una identificación directa y más precisa de las VSS, fortaleciendo así la planificación y toma de decisiones en materia de cobertura energética.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banco de la República. (2018). IPC - IPP - Enciclopedia | La Red Cultural del Banco de la República. https://enciclopedia.banrepultural.org/index.php?title=IPC_-_IPP
- Cámara de Comercio de Manizales; Secretaria de TIC alcaldía de Manizales. (2018). Sectores Productivos En Manizales. <https://estudios.ccmpec.org.co/wp-content/uploads/Sectores-econ%C3%B3micos.pdf>
- Comisión de Regulación De Energía y Gas, C. (2018). Alejandría - Resolución 15 de 2018 CREG. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm
- DANE. (2018a). DANE - Proyecciones de viviendas y hogares. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>
- DANE. (2018b). DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA DANE MANUAL DE CONCEPTOS Septiembre de 2018 CONTENIDO. <https://www.dane.gov.co/files/censo2018/informacion-tecnica/cnpv-2018-glosario.pdf>
- Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales, & Unidad de Planeación Minero Energética. (2017). Atlas de Viento de Colombia. <https://www.andi.com.co/uploads/viento.compressed.pdf>
- IPSE. (2024). Estudio de Mercado. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJoiY2Q2MjdIZGQtdDg5Zi00NDU3LWlyY2ltOTQ5Yzg1MDcxZDBkIiwidCI6ImU0MzcwMGZLTAWNzktNDczNS05MjZkLWI4MjM0MG-NhMjgwNCIsImMiOiR9&pageName=ReportSection>
- Ley 2294 de 2023, Art 235, Pub. L. No. Ley 2294, Diario Oficial No. 52.400 (2023). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_2294_2023.htm#235
- NREL. (2024). National Solar Radiation Database. <https://nsrdb.nrel.gov/>
- Resolución 40117 de 2024, Libro 3.Título 26, RETIE 134 (2024). https://www.minenergia.gov.co/documentos/11566/4._Libro_3_-_Instalaciones.pdf
- Thomas L. Saaty. (1980). *The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation* (McGraw-Hill, Ed.).
- Toledo Torres, S., Lara, J. S., Zambrano, A., González, F. A., & Rosero Garcia, J. (2023). Characterization of electricity demand based on energy consumption data from Colombia. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. <https://ijece.iaescore.com/index.php/IJECE/article/view/30681/16784>
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). Plan Indicativo de Expansión de Cobertura De Energía Eléctrica 2016-2020. https://www1.upme.gov.co/siel/PIEC/2016-20/PIEC_2016-2020_Publicar-Dic202016.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2018). DOCUMENTO METODOLÓGICO DE CÁLCULO DEL ÍNDICE DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2018. https://www1.upme.gov.co/siel/PIEC/2019-23/Documento_Metodologico_ICEE_2018_Sep152022.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2021). Resolución UPME No. 283 de 2021. https://www1.upme.gov.co/Normatividad/283_2021.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2023). Plan Indicativo de Expansión de Cobertura De Energía Eléctrica 2019-2023. https://www1.upme.gov.co/siel/PIEC/2019-23/PIEC_2019-2023_VF.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2024). Boletín Técnico. Cálculo de Índice de Cobertura de Energía Eléctrica ICEE 2023. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/Documents/Informes_cobertura/Boletin_ICEE_2023.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética, Instituto Geográfico Agustín Codazzi, Pontificia Universidad Javeriana, Colciencias, & Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales. (2015). Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia. https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas_p1-24.pdf
- Universidad de Antioquia. (2024). Comunicación Personal. Costos Prototipo. Especificaciones Técnicas.

Anexo A. Insumos utilizados para cálculo del recurso hídrico

Durante el periodo de consolidación de información, se recopiló y organizó una base de datos georreferenciada que incluye la ubicación de viviendas sin acceso a energía eléctrica y las características geográficas y técnicas del entorno. Estas características se obtuvieron a partir del Atlas de potencial hidroenergético de Colombia (Unidad de Planeación Minero Energética et al., 2015). La información geográfica identificada dentro del atlas se describe en la siguiente tabla.

Nombre de la capa	Potencial teórico 1 km	
Descripción	Muestra el potencial teórico en kW y las zonas con restricción se muestran en rangos de kW: 0-500, 501-5000, 5001-20000, 20001-100000, y >100000	
Nombre de la columna	Tipo de dato	Descripción
CLASE	Número	Clase
FROM_NODE	Número	Nodo inicial
TO_NODE	Número	Nodo final
RANGO_KW	Texto	Rango en kW
AH	Número	Código de área hidrográfica
NOMAH	Texto	Nombre de área hidrográfica
FECHA_DATO	Fecha	Fecha de creación del dato
FUENTE_DATO	Texto	Fuente del dato
C_ESCALA	Texto	Escala de creación del dato
Nombre de la capa	Caudal medio	
Descripción	Resultado de la extracción de drenajes del modelo digital de elevación de 30 metros del IGAC corregido	
Nombre de la columna	Tipo de dato	Descripción
MIN	Número	Valor mínimo del caudal medio (m ³ /s)
MAX	Número	Valor máximo del caudal medio (m ³ /s)
MEAN	Número	Valor promedio del caudal medio (m ³ /s)
LONGITUD	Número	Longitud del drenaje (m)
Nombre de la capa	Caída hidráulica 200m	
Descripción	Muestra las caídas hidráulicas en metros por subzonas hidrográficas	
Nombre de la columna	Tipo de dato	Descripción
AH	Número	Código de área hidrográfica
NOMAH	Texto	Nombre de área hidrográfica
ZH	Número	Código de zona hidrográfica
NOMZH	Texto	Nombre de zona hidrográfica
AREA	Número	Área total de la subzona (m ²)
MIN	Número	Área de componente más pequeña (m ²)
MAX	Número	Área de componente más grande (m ²)
RANGE	Número	Diferencia entre MAX y MIN
MEAN	Número	Promedio de componentes (m ²)
STD	Número	Desviación estándar componentes (m ²)
FUENTE_DATO	Texto	Fuente del dato
C_ESCALA	Texto	Escala de creación del dato

Tabla 12. Descripción de capas geográficas. Anexo A
Fuente: Elaboración propia

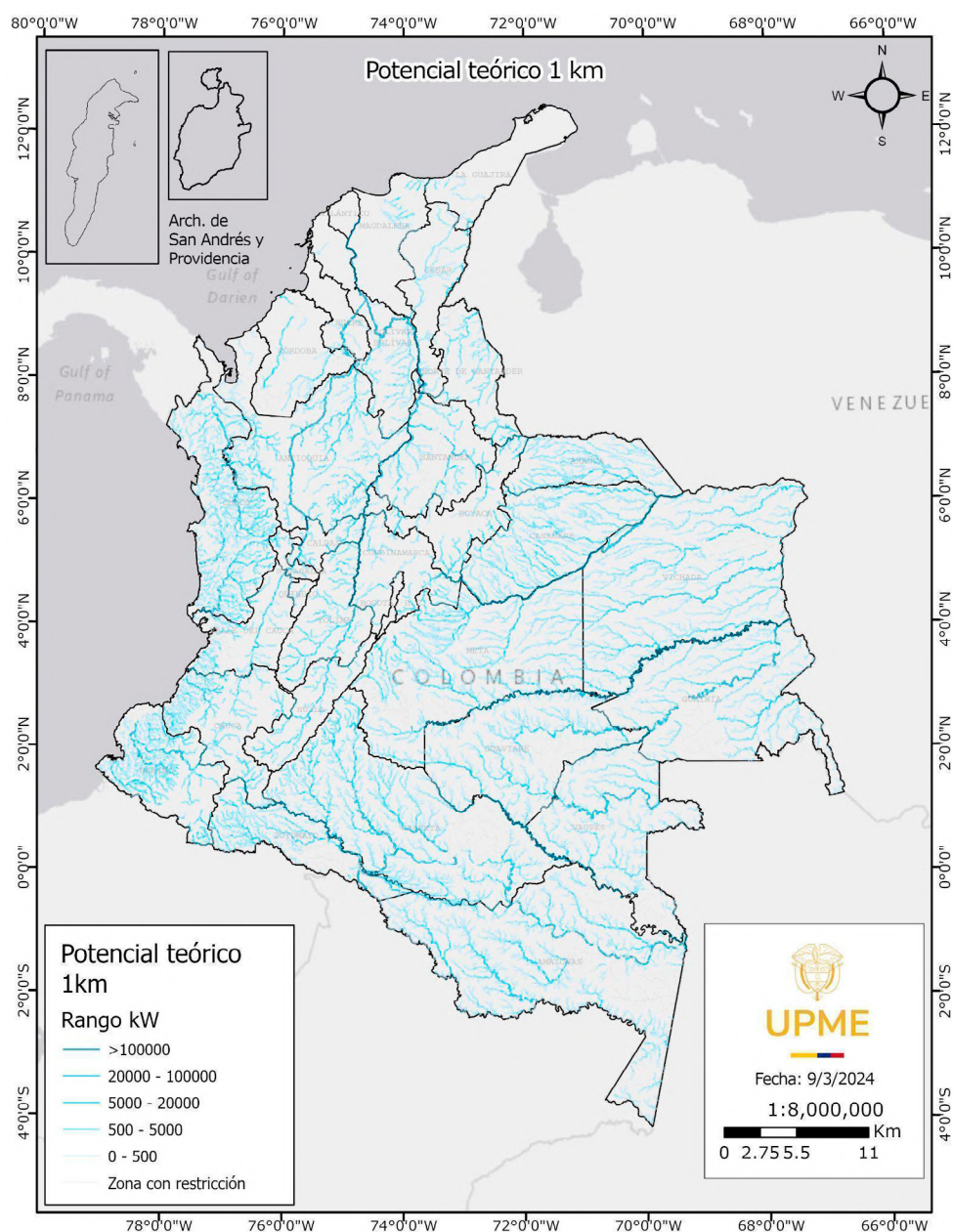


Figura 38. Potencial teórico en un tramo de río de 1 km de longitud. Anexo A
Fuente: Elaboración propia

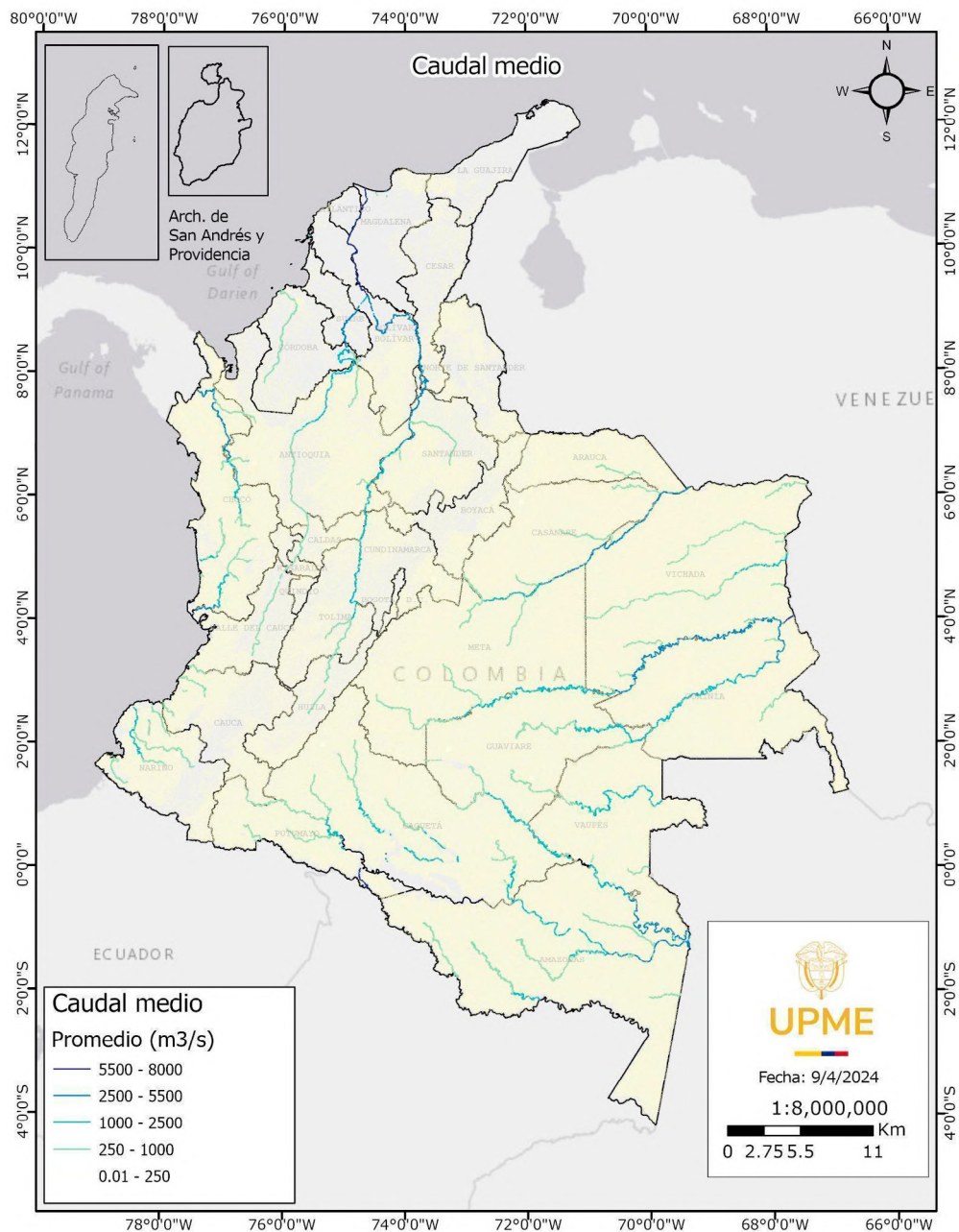


Figura 39. Caudal medio (m³/s). Anexo A

Fuente: Elaboración propia

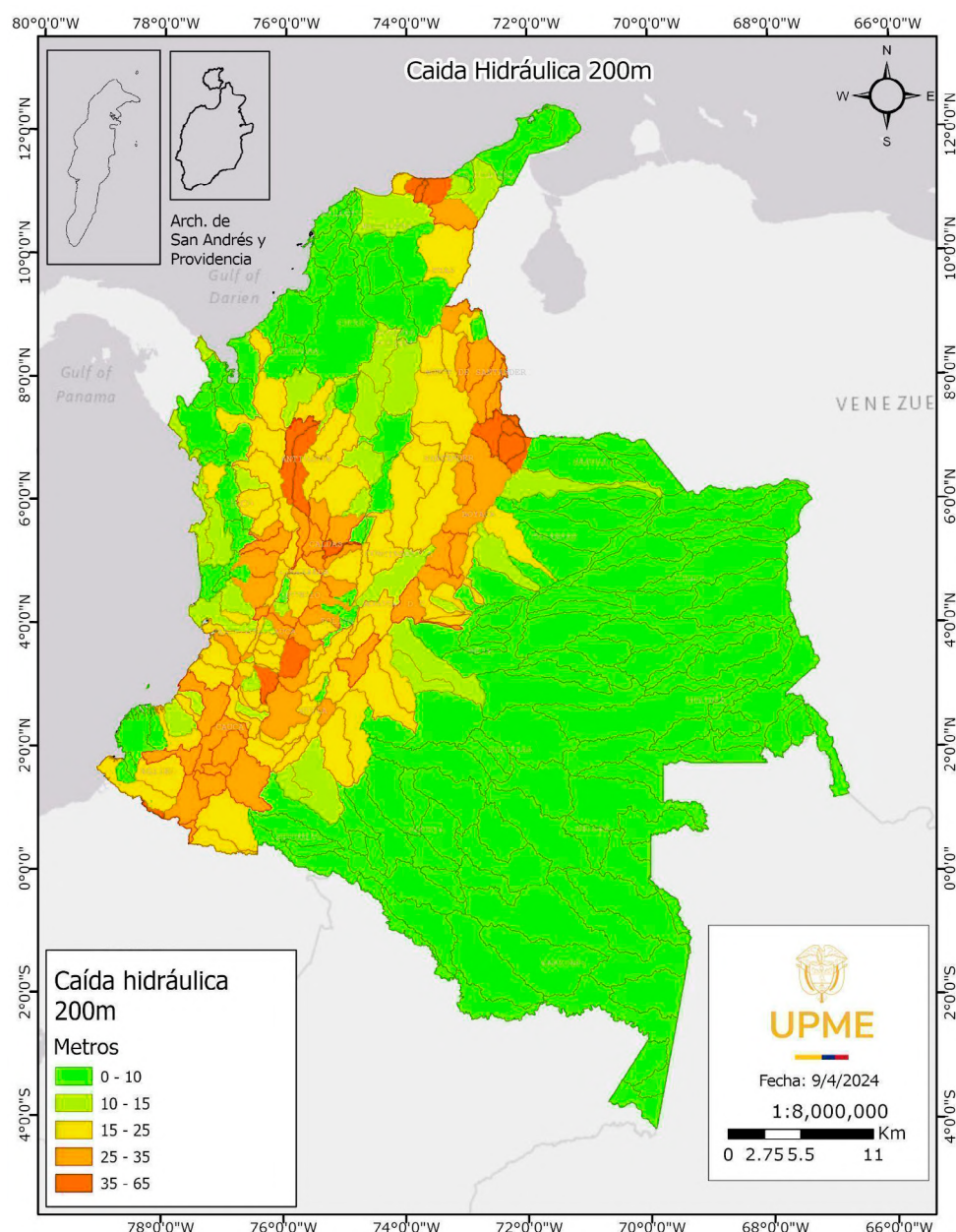
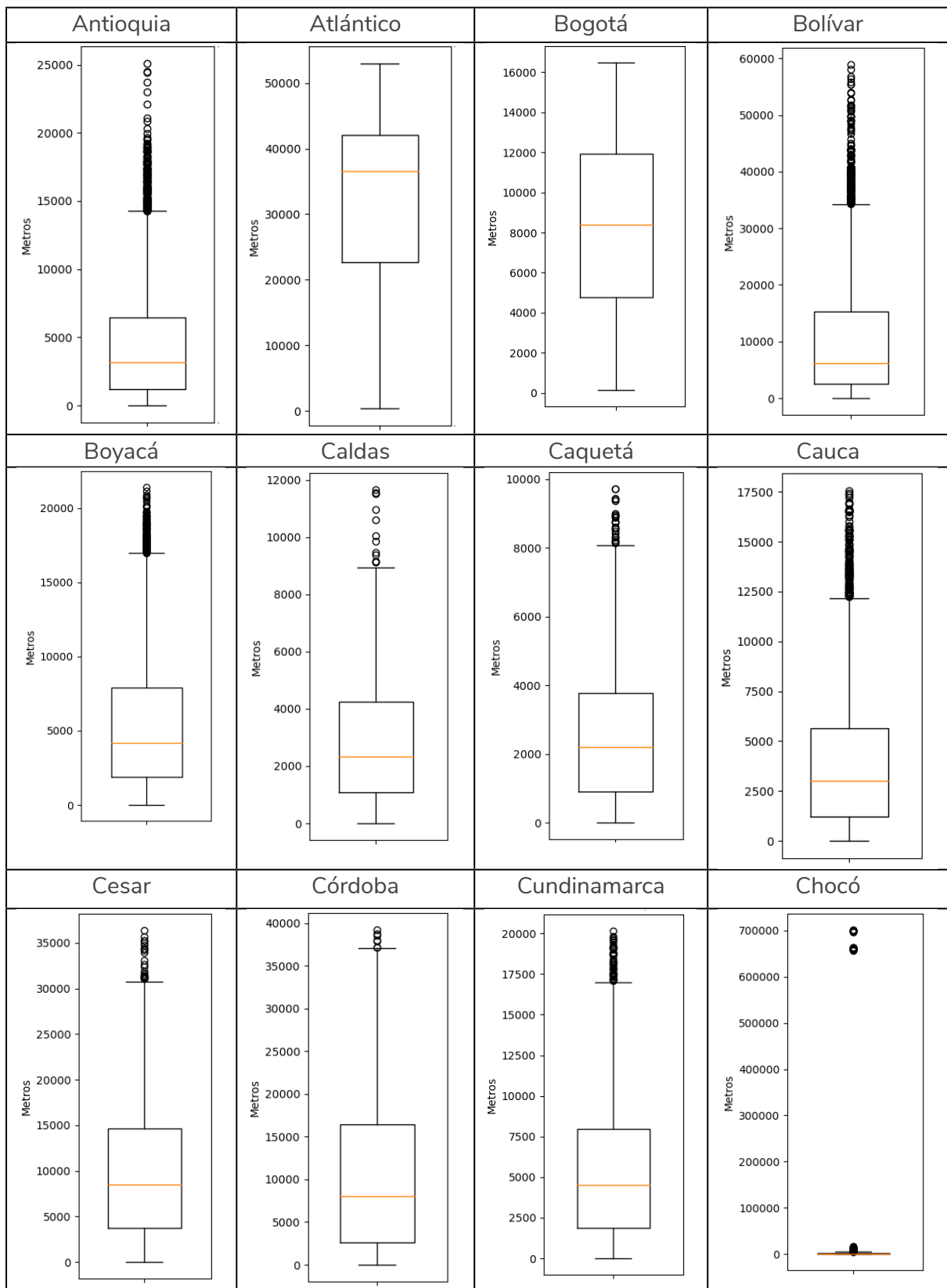
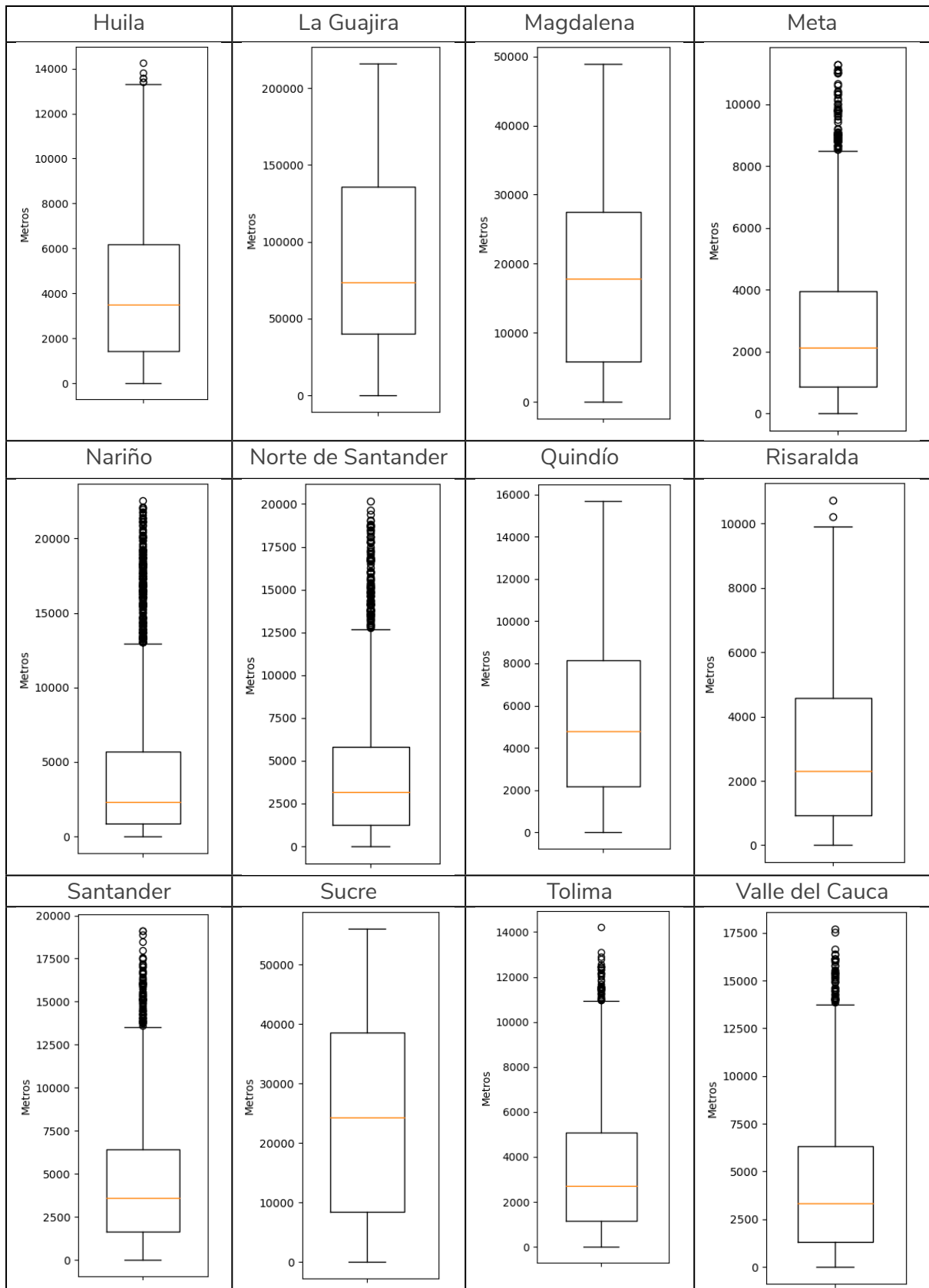


Figura 40. Caída hidráulica 200 m. Anexo A
Fuente: Elaboración propia

Se calcularon las distancias entre las viviendas sin servicio eléctrico y los puntos potenciales de interconexión más cercanos. En la siguiente tabla se presentan las principales estadísticas por departamento sobre la distancia en metros entre cada vivienda sin servicio y su punto de interconexión más cercano. En cada diagrama es posible visualizar la tendencia central, la dispersión y la presencia de valores atípicos en cada departamento.





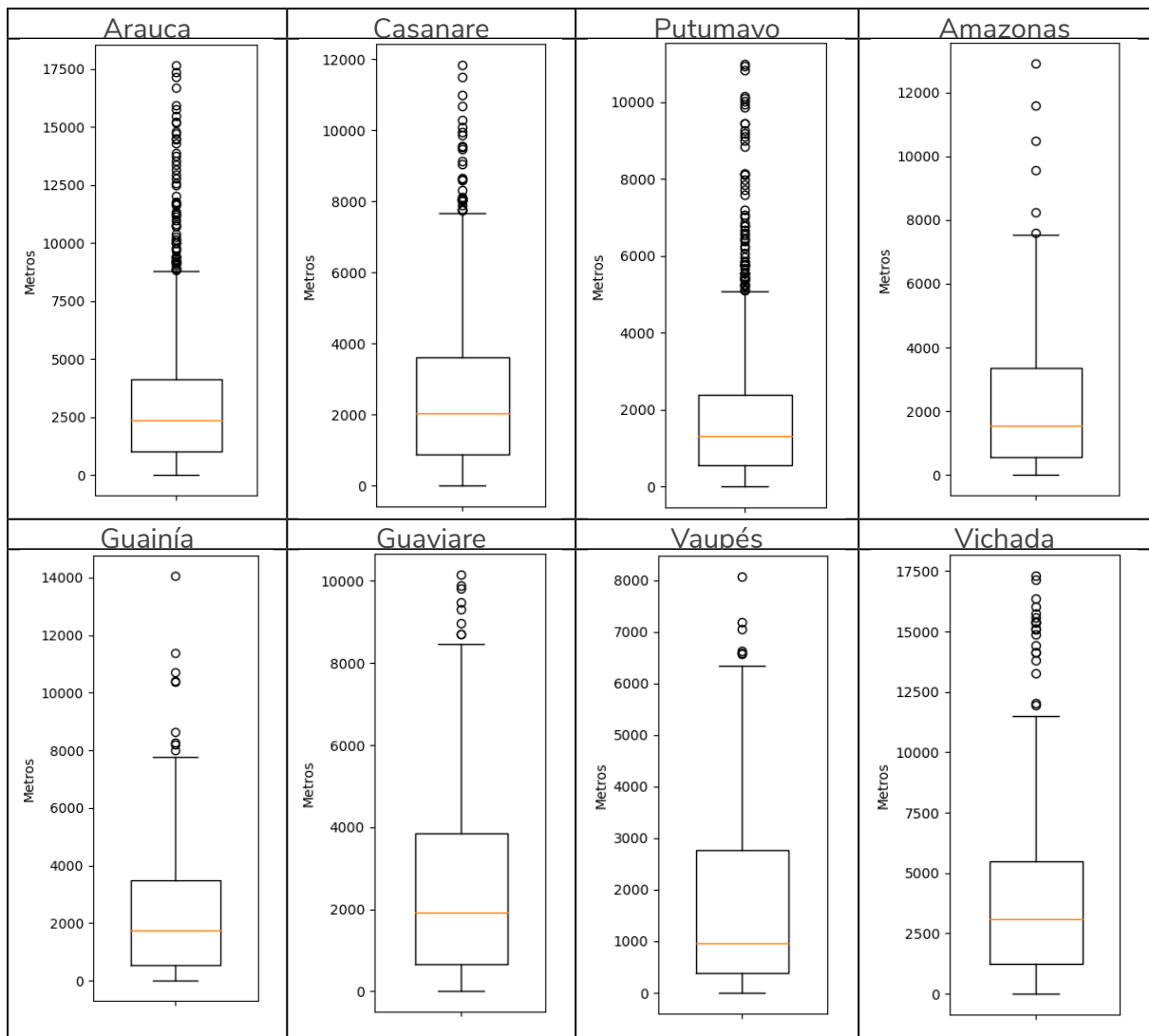


Tabla 13. Estadísticas distancia de VSS a potencial teórico en metros. Anexo A

Fuente: Elaboración propia

Anexo B. Formulación de modelos de optimización utilizados para el cálculo del costo de alternativas del PIEC 2024-2028

El presente documento se presenta como anexo al PIEC 2024-2028 y presenta la formulación matemática de los problemas de optimización y algoritmos usados para calcular el costo presente neto (CPN) de las alternativas de universalización del servicio de energía eléctrica en Colombia. Se presenta la formulación de los siguientes problemas:

1. Problema de optimización para soluciones fotovoltaicas individuales
2. Problema de optimización para soluciones de tipo microred
3. Algoritmo para la determinación del costo de interconexión a la red existente

A partir de estos 3 algoritmos se calculan los costos de operación y mantenimiento de las 3 alternativas planteadas en el PIEC considerando aspectos técnicos, ambientales y económicos. Posterior al cálculo de los tres costos se selecciona el mínimo costo entre las tres opciones como la alternativa óptima para cada sitio con viviendas sin servicio en el territorio Colombiano.

A continuación la formulación matemática completa de dichos algoritmos y problemas de optimización:

1: Formulación Matemática del Problema de Optimización para Solución Fotovoltaica Individual

Este anexo presenta la formulación matemática del problema de optimización que calcula la solución para la alternativa de soluciones fotovoltaicas individuales, es decir, la cantidad óptima de módulos fotovoltaicos, baterías e inversores y los costos asociados a su instalación para una sola vivienda de cada sitio. El modelo se formula como un problema MILP (Mixed Integer Linear Programming) que, bajo ciertos supuestos de linealidad y discretización, permite determinar la solución óptima minimizando el costo presente neto.

Notación y Definiciones

A continuación se describen los conjuntos, parámetros, variables y supuestos del modelo.

Conjuntos

- T : Conjunto de horas del año, donde $t \in T$ (por ejemplo, $T = \{1, 2, \dots, 8760\}$).
- PVT : Conjunto de tipos de módulos fotovoltaicos.
- $BATT$: Conjunto de tipos de baterías.
- CH : Conjunto de tipos de inversores (convertidores híbridos) disponibles.

Parámetros

Se definen parámetros técnicos y económicos asociados a cada tecnología:

- **Vida útil:**
 $lifeyears$: Vida útil del proyecto.
- **Parámetros de módulos fotovoltaicos:**
 $PVtype_{C_{inst}}(tpv)$: Costo de instalación del módulo fotovoltaico de tipo tpv .
 $PVtype_{I_{sc_STC}}(tpv)$: Corriente de cortocircuito a condiciones STC para el módulo tpv .
 $PVtype_{V_{mp_STC}}(tpv)$: Voltaje en el punto de máxima potencia a condiciones STC para el módulo tpv .
 $PVtype_{P_{stc}}(tpv)$: Potencia nominal del módulo tpv (en W).
 $PVtype_{P_{eso}}(tpv)$: Peso del módulo tpv .
- **Parámetros de baterías:**
 $Batttype_{C_{inst}}(tb)$: Costo de instalación de la batería de tipo tb .
 $Batttype_{V_{nom}}(tb)$: Voltaje nominal de la batería tb .

$Batttype_{Cap_nom}(tb)$: Capacidad nominal de la batería tb (en kWh).

$Batttype_{Cap_inf}(tb)$: Capacidad mínima operativa de la batería tb .

$Batttype_{Deg_kwh}(tb)$: Factor de degradación (kWh) de la batería tb .

$Batttype_n(tb)$: Eficiencia o factor de conversión asociado a la batería tb .

$Batttype_{ty}(tb)$: Tiempo de vida o periodo para recambio de la batería tb .

$Batttype_{Auto_des}(tb)$: Tasa de autodescarga de la batería tb .

$Batttype_{C_OM_y}(tb)$: Costo anual de operación y mantenimiento de la batería tb .

$Batttype_{Peso}(tb)$: Peso de la batería tb .

• **Parámetros de inversores (convertidores híbridos):**

$ConH_{C_inst}(ch)$: Costo de instalación del inversor ch .

$ConH_{Num_mpp}(ch)$: Número de MPPT (Maximum Power Point Tracker) del inversor ch .

$ConH_{Num_in_mpp}(ch)$: Número de módulos por entrada MPPT del inversor ch .

$ConH_{Idc_max_in}(ch)$: Corriente máxima de entrada (DC) del inversor ch .

$ConH_{V_mpp_inf}(ch)$: Voltaje mínimo requerido en el punto de máxima potencia para el inversor ch .

$ConH_{Vdc_max_in}(ch)$: Voltaje máximo permitido en la entrada del inversor ch .

$ConH_{P_max_pv}(ch)$: Potencia máxima admisible de los módulos fotovoltaicos en el inversor ch .

$ConH_{V_n_batt}(ch)$: Voltaje nominal de la batería recomendado para el inversor ch .

$ConH_{n_dcac}(ch)$: Factor de conversión entre corriente DC y AC en el inversor ch .

$ConH_{I_max_ch_pv}(ch)$: Corriente máxima permitida para carga de la batería a partir de los PV en ch .

$ConH_{I_max_des}(ch)$: Corriente máxima de descarga permitida en el inversor ch .

$ConH_{C_OM_y}(ch)$: Costo anual de operación y mantenimiento del inversor ch .

$ConH_{Pac_max_out}(ch)$: Potencia máxima de salida (AC) del inversor ch .

$ConH_{Pac_max_in}(ch)$: Potencia máxima de entrada (AC) del inversor ch .

$ConH_{ty}(ch)$: Periodo para recambio o mantenimiento del inversor ch .

$ConH_{Peso}(ch)$: Peso del inversor ch .

• **Generación y carga:**

$P_{mpp}(t, tpv)$: Potencia máxima generada por un módulo fotovoltaico de tipo tpv a la hora t .

$Carga(t)$: Demanda de energía en la hora t , ajustada según el número de Viviendas Sin Servicio (VSS) del sitio.

• **Parámetros económicos adicionales:**

VPN_F : Factor de descuento para los costos de recambio.

VPN_FS : Factor de descuento para los costos de operación y mantenimiento.

$costo_tr_final_por_kg$: Costo de transporte por kilogramo de equipo.

• **Supuestos del modelo MILP:**

- Todas las relaciones y restricciones se asumen lineales.
- Se utilizan funciones de redondeo ($\lfloor \cdot \rfloor$ y $\lceil \cdot \rceil$) para representar de forma discreta las relaciones entre componentes.
- La demanda y la generación se consideran en intervalos horarios.
- Los costos y parámetros técnicos se mantienen constantes durante cada intervalo de tiempo.

Variables de Decisión

• **Variables discretas:**

$X_{pv}(tpv, ch)$: Número de paneles fotovoltaicos de tipo tpv asignados al inversor ch .

$X_{pvs}(tpv, ch)$: Número de strings (cadenas) de paneles fotovoltaicos de tipo tpv conectados al inversor ch .

$X_B(tb, ch)$: Número de baterías de tipo tb asociadas al inversor ch .

$X_{Bs}(tb, ch)$: Número de strings de baterías de tipo tb en el inversor ch .

$X_{Ch}(tpv, tb, ch)$: Número de inversores (o la relación de conexión entre módulos y baterías) instalados.

• **Variables binarias (decisiones lógicas):**

$Bceff(ch, t)$: Variable binaria que indica si la batería asociada al inversor ch está en modo de carga en la hora t .

$Bdeff(ch, t)$: Variable binaria que indica si la batería asociada al inversor ch está en modo de descarga en la hora t .

• **Variables continuas:**

$P_{pvL}(ch, t)$: Potencia de salida de los módulos fotovoltaicos dirigida a la carga (en kW) para el inversor ch a la hora t .

$P_{pvB}(ch, tb, t)$: Potencia de los módulos fotovoltaicos dirigida a la carga de las baterías.

$P_{pvCur}(ch, t)$: Potencia recortada (curtailment) en el inversor ch a la hora t .

$P_{BL}(ch, tb, t)$: Potencia de las baterías dirigida a la carga.

$SoC(tb, t)$: Estado de carga de la batería tb en la hora t (en kWh).

$Bcap(tb, t)$: Capacidad operativa de la batería tb en la hora t (considerando degradación).

$ENS(t)$: Energía no suministrada (penalización) en la hora t .

- **Variables auxiliares de costo:**

$Costo_{inv}$: Costo de inversión inicial.

$Costo_{rec}$: Costo de recambio de elementos durante la vida útil.

$Costo_{OM}$: Costo anual de operación y mantenimiento.

$Costo_{trans}$: Costo de transporte de los equipos.

Formulación Matemática del Modelo MILP

A continuación se detalla la formulación completa del modelo de optimización.

1. Restricciones Operativas y de Balance

1.1. Límite de Energía No Suministrada (ENS)

$$ENS(t) \leq \text{Carga}(t), \quad \forall t \in T.$$

1.2. Balance de Potencia en los Módulos Fotovoltaicos

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$P_{pvL}(ch, t) + \sum_{tb \in BATT} P_{pvB}(ch, tb, t) + P_{pvCur}(ch, t) = \sum_{tpv \in PVT} X_{pv}(tpv, ch) \cdot P_{mpp}(t, tpv).$$

1.3. Balance Global de Potencia

La suma de la potencia dirigida a la carga y la energía no suministrada debe igualar la demanda:

$$\sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in BATT} P_{BL}(ch, tb, t) + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} ConH_{n_dcac}(ch) \cdot P_{pvL}(ch, t) + ENS(t) = \text{Carga}(t), \quad \forall t \in T.$$

2. Restricciones de Dimensionamiento de Equipos

2.1. Número de Strings de Paneles por Inversor

Para cada $tpv \in PVT$ y $ch \in \mathcal{CH}$:

$$X_{pvs}(tpv, ch) \leq \left(\sum_{tb \in BATT} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) \cdot \left[\text{Num_mpp}(ch) \cdot \text{Num_in_mpp}(ch) \cdot \left\lfloor \frac{\text{Idc_max_in}(ch)}{PVtype_{Isc_STC}(tpv)} \right\rfloor \right].$$

2.2. Número de Paneles por String

- **Límite inferior:**

$$X_{pv}(tpv, ch) \geq X_{pvs}(tpv, ch) \cdot \left\lceil \frac{ConH_{V_mpp_inf}(ch)}{PVtype_{Vmp_STC}(tpv)} \right\rceil.$$

- **Límite superior:**

$$X_{pv}(tpv, ch) \leq X_{pvs}(tpv, ch) \cdot \left\lfloor \frac{ConH_{V_dc_max_in}(ch)}{PVtype_{Voc_max}(tpv)} \right\rfloor.$$

2.3. Límite de Potencia Instalada de los Módulos Fotovoltaicos

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$:

$$\sum_{tpv \in PVT} X_{pv}(tpv, ch) \cdot \frac{PVtype_{P_stc}(tpv)}{1000} \leq \left(\sum_{tb \in BATT} \sum_{tpv \in PVT} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) \cdot ConH_{P_max_pv}(ch).$$

2.4. Dimensionamiento de Baterías

- Número de strings de baterías:

$$X_{Bs}(tb, ch) \leq 10^4 \cdot \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch), \quad \forall tb \in \mathcal{BATT}, ch \in \mathcal{CH}.$$

- Número total de baterías:

$$X_B(tb, ch) = X_{Bs}(tb, ch) \cdot \left\lfloor \frac{ConH_{V_{n_batt}}(ch)}{Batttype_{V_{nom}}(tb)} \right\rfloor, \quad \forall tb \in \mathcal{BATT}, ch \in \mathcal{CH}.$$

3. Restricciones de Operación de las Baterías

3.1. Dinámica del Estado de Carga (SoC)

Para cada $tb \in \mathcal{BATT}$ y $t \in T$:

- Para $t > t_0$:

$$SoC(tb, t) = SoC(tb, t-1) (1 - Batttype_{Auto_des}(tb)) + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \left[Batttype_n(tb) \cdot t_s \cdot \left(P_{pvB}(ch, tb, t) - \frac{P_{BL}(ch, tb, t)}{Batttype_n(tb) \cdot ConH_{n_dcac}(ch)} \right) \right]$$

- Para $t = t_0$:

$$SoC(tb, t_0) = Batttype_{Cap_nom}(tb) \cdot Bat_init \cdot \sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch),$$

donde Bat_init es el factor de carga inicial.

3.2. Límites del Estado de Carga

Para cada $tb \in \mathcal{BATT}$ y $t \in T$:

- Mínimo:

$$SoC(tb, t) \geq \left(\sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch) \right) \cdot Batttype_{Cap_inf}(tb).$$

- Máximo:

$$SoC(tb, t) \leq Batttype_{Cap_nom}(tb) \cdot \sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch).$$

3.3. Degradación de la Capacidad de las Baterías

- Dinámica horaria (para $t > t_0$):

$$Bcap(tb, t) = Bcap(tb, t-1) - \frac{Batttype_{Deg_kwh}(tb)}{Batttype_n(tb)} \cdot \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \frac{P_{BL}(ch, tb, t)}{ConH_{n_dcac}(ch)}.$$

- Condición inicial (para $t = t_0$):

$$Bcap(tb, t_0) = Batttype_{Cap_nom}(tb) \cdot \sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch).$$

- Degradación anual:

$$Bcap(tb, t_0) - Bcap(tb, t_{final}) \leq \frac{0.2 Bcap(tb, t_0)}{Batttype_{ty}(tb)}.$$

4. Restricciones del Inversor

4.1. Salida AC del Inversor

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{BL}(ch, tb, t) + P_{pvL}(ch, t) \leq ConH_{Pac_max_out}(ch) \cdot \sum_{tpv \in PVT} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch).$$

5. Límites de Potencia entre Fotovoltaicos y Baterías

5.1. Límite en la Potencia de Carga de las Baterías

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$, $tb \in \mathcal{BATT}$ y $t \in T$:

$$P_{pvB}(ch, tb, t) \leq X_B(tb, ch) \cdot Batttype_{P_ch}(tb).$$

5.2. Límite en la Potencia de Descarga de las Baterías

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$, $tb \in \mathcal{BATT}$ y $t \in T$:

$$P_{BL}(ch, tb, t) \leq Batttype_{P_des}(tb) \cdot X_B(tb, ch).$$

6. Restricciones de Operación (Carga/Descarga) de las Baterías

6.1. Batería Cargando con Energía Fotovoltaica

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{pvB}(ch, tb, t) \leq 10^8 \cdot Bceff(ch, t).$$

6.2. Batería Descargando

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{BL}(ch, tb, t) \leq 10^8 \cdot Bdeff(ch, t).$$

6.3. Estado Único de Operación de la Batería

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$Bceff(ch, t) + Bdeff(ch, t) \leq 1.$$

7. Función Objetivo

El objetivo es minimizar el costo total, que se compone de costos de primera y segunda etapa.

7.1. Costo de Inversión Inicial

$$\begin{aligned} \text{Costo}_{inv} = & \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tpv \in PVT} X_{pv}(tpv, ch) PVtype_{C_inst}(tpv) \\ & + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} X_B(tb, ch) Batttype_{C_inst}(tb) \\ & + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{tpv \in PVT} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) ConH_{C_inst}(ch). \end{aligned}$$

7.2. Costo de Recambio de Elementos

$$\begin{aligned} \text{Costo}_{rec} = & \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{ii=\lceil \text{Con}H_{ty}(ch) \rceil}^{\text{lifeyears}} VPN_F(ii-1) \text{Con}H_{C_inst}(ch) \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) \\ & + \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{ii=\lceil \text{Batt}ype_{ty}(tb) \rceil}^{\text{lifeyears}} VPN_F(ii-1) \text{Batt}ype_{C_inst}(tb) \left(\sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch) \right). \end{aligned}$$

7.3. Costo de Operación y Mantenimiento (OM) Anual

$$\begin{aligned} \text{Costo}_{OM} = & \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{pv}(tpv, ch) (VPN_FS \text{PV}type_{C_OM_y}(tpv)) \\ & + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} X_B(tb, ch) (VPN_FS \text{Batt}ype_{C_OM_y}(tb)) \\ & + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) (VPN_FS \text{Con}H_{C_OM_y}(ch)). \end{aligned}$$

7.4. Costo de Transporte

$$\begin{aligned} \text{Costo}_{trans} = & \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{pv}(tpv, ch) (\text{costo_tr_final_por_kg}) \text{PV}type_{P_{eso}}(tpv) \\ & + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} X_B(tb, ch) (\text{costo_tr_final_por_kg}) \text{Batt}ype_{P_{eso}}(tb) \\ & + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) (\text{costo_tr_final_por_kg}) \text{Con}H_{P_{eso}}(ch). \end{aligned}$$

7.5. Costo Total de Primera Etapa

$$\text{FirstStageCost} = \text{Costo}_{inv} + \text{Costo}_{rec} + \text{Costo}_{OM} + \text{Costo}_{trans}.$$

7.6. Costo de Segunda Etapa (Energía No Suministrada)

$$\text{SecondStageCost} = VPN_FS \cdot \sum_{t \in T} \text{Price_ENS}(t) \cdot \text{ENS}(t).$$

7.7. Función Objetivo

El problema de optimización se formula como:

$$\min \quad \text{FirstStageCost} + \text{SecondStageCost}.$$

Supuestos del Modelo MILP

1. **Linealidad:** Todas las relaciones entre variables y parámetros se asumen lineales, permitiendo el uso de un modelo MILP.
2. **Discretización Horaria:** La demanda y la generación se modelan en intervalos de una hora.
3. **Variables Discretas y Binarias:** El número de equipos (paneles, baterías, inversores) se modela mediante variables enteras, mientras que las decisiones de operación de las baterías (carga/descarga) se modelan con variables binarias.
4. **Funciones de Redondeo:** Se utilizan funciones de redondeo ($\lfloor \cdot \rfloor$ y $\lceil \cdot \rceil$) para relacionar de forma discreta la capacidad de los equipos con los límites operativos.
5. **Constancia de Parámetros:** Los parámetros técnicos y económicos se mantienen constantes durante cada intervalo de tiempo, y se consideran proyecciones a nivel del sitio.

Consideraciones Finales

La formulación presentada integra únicamente la solución fotovoltaica, considerando los módulos, baterías e inversores, y los costos asociados (inversión, recambio, operación y transporte). El modelo MILP propuesto permite determinar la combinación óptima que minimice el costo total, incluyendo una penalización por energía no suministrada. Se recomienda complementar este anexo en el documento principal con una discusión sobre la validez de los supuestos y la sensibilidad del modelo a cambios en los parámetros.

2. Formulación Matemática del Problema de Optimización para la alternativa de Microredes en Colombia

Este anexo presenta la formulación matemática del problema de optimización que calcula la cantidad óptima y los costos asociados a la instalación de la alternativa de microredes considerada en el PIEC para la universalización del servicio de energía eléctrica en Colombia. El modelo integra tecnologías fotovoltaicas, de almacenamiento (baterías), inversores, turbinas eólicas y sistemas hidrocinéticos e hidroconvencionales, y tiene como objetivo minimizar el costo total de inversión y operación, considerando además la penalización por energía no suministrada.

Notación y Definiciones

A continuación se describen los conjuntos, parámetros, variables y funciones utilizados en el modelo:

Conjuntos

- T : Conjunto de horas del año, donde $t \in T$.
- PVT : Conjunto de tipos de módulos fotovoltaicos disponibles.
- $BATT$: Conjunto de tipos de baterías.
- CH : Conjunto de tipos de inversores (convertidores híbridos) empleados en el sistema.
- WT : Conjunto de tipos de turbinas eólicas.
- HK : Conjunto de tipos de turbinas hidrocinéticas.
- HY : Conjunto de tipos de centrales hidroconvencionales.

Parámetros

Se definen parámetros asociados a las características técnicas y económicas de cada tecnología, tales como:

- **Costos de instalación:**
 $PVtype_{C_inst}(tpv)$, $Batttype_{C_inst}(tb)$, $ConH_{C_inst}(ch)$, $Windtype_{C_inst}(wt)$, $HKtype_{C_inst}(hk)$, $HYtype_{C_inst}(hy)$.
- **Costos de operación y mantenimiento anuales:**
 $PVtype_{C_OM_y}(tpv)$, $Batttype_{C_OM_y}(tb)$, $ConH_{C_OM_y}(ch)$, $Windtype_{C_OM_y}(wt)$, $HKtype_{C_OM_y}(hk)$, $HYtype_{C_OM_y}(hy)$.
- **Características técnicas:**
 - Para módulos fotovoltaicos: $PVtype_{Isc_STC}(tpv)$, $PVtype_{Vmp_STC}(tpv)$, $PVtype_{P_stc}(tpv)$.
 - Para baterías: $Batttype_{V_nom}(tb)$, $Batttype_{Cap_nom}(tb)$, $Batttype_{Cap_inf}(tb)$, $Batttype_{Deg_kwh}(tb)$, $Batttype_n(tb)$, $Batttype_{ty}(tb)$, $Batttype_{Auto_des}(tb)$.
 - Para inversores: $ConH_{Num_mpp}(ch)$, $ConH_{Num_in_mpp}(ch)$, $ConH_{Idc_max_in}(ch)$, $ConH_{V_mpp_inf}(ch)$, $ConH_{Vdc_max_in}(ch)$, $ConH_{P_max_pv}(ch)$, $ConH_{V_n_batt}(ch)$, $ConH_{n_dcac}(ch)$, $ConH_{n_acdc}(ch)$, $ConH_{Pac_max_out}(ch)$, $ConH_{Pac_max_in}(ch)$, $ConH_{I_max_ch_pv}(ch)$, $ConH_{I_max_des}(ch)$, $ConH_{ty}(ch)$.
 - Para turbinas eólicas, hidrocinéticas e hidroconvencionales se definen parámetros similares relativos a la generación y costos.
- **Demanda y generación:**
Carga(t) representa la demanda de energía a la hora t .
 $P_{mpp}(t, tpv)$ es la potencia máxima de un módulo fotovoltaico tipo tpv en el instante t .
 $WT_gen(t, wt)$, $HK_gen(t, hk)$ y $HY_gen(t, hy)$ son las curvas de generación para las tecnologías eólica, hidrocinética e hidroconvencional, respectivamente.
- **Parámetros económicos:**
VPN_F: Factor de descuento para los reemplazos.
VPN_FS: Factor de descuento para los costos de operación y mantenimiento.
costo_tr_final_por_kg: Costo de transporte por kilogramo de los equipos.
lifeyears: Vida útil del proyecto.

Variables de Decisión

Se distinguen tres tipos de variables:

- **Discretas:**

$X_{pv}(tpv, ch)$: Número de paneles fotovoltaicos tipo tpv asociados al inversor ch .

$X_{pvs}(tpv, ch)$: Número de strings de paneles.

$X_B(tb, ch)$: Número de baterías de tipo tb asociadas a ch .

$X_{Bs}(tb, ch)$: Número de strings de baterías.

$X_{Ch}(tpv, tb, ch)$: Número de inversores híbridos instalados.

$X_T(wt)$, $X_K(hk)$, $X_H(hy)$: Número de turbinas instaladas para las tecnologías eólica, hidrocínética e hidroconvencional, respectivamente.

- **Binarias (para decisiones lógicas):**

$Bceff(ch, t)$: Indicador de que la batería se encuentra en estado de carga (1) o en descarga/stand-by (0) para el inversor ch en el instante t .

$Bdeff(ch, t)$: Indicador de descarga efectiva.

- **Continuas:**

Variables asociadas a flujos de potencia, estados de carga (SoC), energía no suministrada (ENS) y variables auxiliares de costo, tales como:

- $P_{pvL}(ch, t)$: Potencia entregada desde el conjunto de paneles fotovoltaicos a la carga.

- $P_{pvB}(ch, tb, t)$: Potencia de paneles dirigida a las baterías.

- $P_{pvCur}(ch, t)$: Potencia recortada de los paneles.

- $P_{BL}(ch, tb, t)$: Potencia de las baterías dirigida a la carga.

- $SoC(tb, t)$: Estado de carga de la batería tb en el instante t .

- $Bcap(tb, t)$: Capacidad actual de la batería tb en el instante t .

- Variables de balance para las tecnologías eólica, hidrocínética e hidroconvencional: $P_{TL}(t)$, $P_{TB}(ch, tb, t)$, $P_{TCur}(t)$; $P_{HKL}(t)$, $P_{HKB}(ch, tb, t)$, $P_{HKCur}(t)$; $P_{HYL}(t)$, $P_{HYB}(ch, tb, t)$, $P_{HYCur}(t)$.

- $ENS(t)$: Energía no suministrada en el instante t .

Función Objetivo

El objetivo es minimizar el costo total, que se compone de:

- **Costo de inversión inicial:** Incluye la adquisición e instalación de todos los equipos.
- **Costo de recambio:** Reemplazos a lo largo de la vida útil del proyecto.
- **Costo de operación y mantenimiento (OM) anual.**
- **Costo de transporte.**
- **Costo por energía no suministrada (segunda etapa).**

Formulación Matemática del Modelo

A continuación se presentan las ecuaciones que conforman el modelo de optimización.

1. Restricciones Operativas y de Balance

1.1. Límite de Energía No Suministrada (ENS)

$$ENS(t) \leq \text{Carga}(t), \quad \forall t \in T.$$

1.2. Balance de Potencia en Turbinas Eólicas

$$P_{TL}(t) + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{TB}(ch, tb, t) + P_{TCur}(t) = \sum_{wt \in \mathcal{WT}} X_T(wt) \cdot \text{WT_gen}(t, wt), \quad \forall t \in T.$$

1.3. Balance de Potencia en Turbinas Hidrocínéticas

$$P_{HKL}(t) + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{HKB}(ch, tb, t) + P_{HKCur}(t) = \sum_{hk \in \mathcal{HK}} X_K(hk) \cdot \text{HK_gen}(t, hk), \quad \forall t \in T.$$

1.4. Balance de Potencia en Centrales Hidroconvencionales

$$P_{HYL}(t) + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{HYB}(ch, tb, t) + P_{HYCur}(t) = \sum_{hy \in \mathcal{HY}} X_H(hy) \cdot HY_gen(t, hy), \quad \forall t \in T.$$

2. Restricciones de Dimensionamiento de Equipos Fotovoltaicos y Almacenamiento

2.1. Número de Strings por Tipo de Panel e Inversor

Para cada $tpv \in \mathcal{PVT}$ y $ch \in \mathcal{CH}$:

$$X_{pvs}(tpv, ch) \leq \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) \cdot \left[\text{Num_mpp}(ch) \cdot \text{Num_in_mpp}(ch) \cdot \left\lfloor \frac{\text{Idc_max_in}(ch)}{PVtype_{Isc_STC}(tpv)} \right\rfloor \right].$$

2.2. Número de Paneles por String

- Límite inferior:

$$X_{pv}(tpv, ch) \geq X_{pvs}(tpv, ch) \cdot \left\lfloor \frac{V_mpp_inf(ch)}{PVtype_{Vmp_STC}(tpv)} \right\rfloor.$$

- Límite superior:

$$X_{pv}(tpv, ch) \leq X_{pvs}(tpv, ch) \cdot \left\lfloor \frac{Vdc_max_in(ch)}{PVtype_{Voc_max}(tpv)} \right\rfloor.$$

2.3. Límite de Potencia Instalada de Paneles Fotovoltaicos

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$:

$$\sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{pv}(tpv, ch) \cdot \frac{PVtype_{P_stc}(tpv)}{1000} \leq \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) \cdot ConHP_max_pv(ch).$$

2.4. Número de Strings y Número de Baterías

Para cada $tb \in \mathcal{BATT}$ y $ch \in \mathcal{CH}$:

- Número de strings de baterías:

$$X_{Bs}(tb, ch) \leq 10^4 \cdot \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch).$$

- Número total de baterías:

$$X_B(tb, ch) = X_{Bs}(tb, ch) \cdot \left\lfloor \frac{ConHV_n_batt(ch)}{Batttype_{V_nom}(tb)} \right\rfloor.$$

2.5. Balance de Potencia de los Módulos Fotovoltaicos

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$P_{pvL}(ch, t) + \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{pvB}(ch, tb, t) + P_{pvCur}(ch, t) = \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{pv}(tpv, ch) \cdot P_{mpp}(t, tpv).$$

2.6. Balance Global de Potencia

Para cada $t \in T$:

$$\begin{aligned} \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{BL}(ch, tb, t) + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} ConH_{n_dcac}(ch) \cdot P_{pvL}(ch, t) \\ + P_{TL}(t) + P_{HKL}(t) + P_{HYL}(t) + ENS(t) = \text{Carga}(t). \end{aligned}$$

3. Restricciones de Operación de las Baterías

3.1. Dinámica del Estado de Carga (SoC)

Para cada $tb \in \mathcal{BATT}$ y $t \in T$:

- Para $t > t_0$:

$$SoC(tb, t) = SoC(tb, t-1) (1 - Batttype_{Auto_des}(tb)) + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \left[Batttype_n(tb) \cdot t_s \cdot \left(P_{pvB}(ch, tb, t) + ConH_{n_acdc}(ch) (P_{TB}(ch, tb, t) + P_{HKB}(ch, tb, t) + P_{HYB}(ch, tb, t)) - \frac{P_{BL}(ch, tb, t)}{Batttype_n(tb) \cdot ConH_{n_dcac}(ch)} \right) \right].$$

- Para $t = t_0$:

$$SoC(tb, t_0) = Batttype_{Cap_nom}(tb) \cdot \sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch).$$

3.2. Límites en el Estado de Carga

Para cada $tb \in \mathcal{BATT}$ y $t \in T$:

- Mínimo:

$$SoC(tb, t) \geq \left(\sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch) \right) \cdot Batttype_{Cap_inf}(tb).$$

- Máximo:

$$SoC(tb, t) \leq Batttype_{Cap_nom}(tb) \cdot \sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch).$$

3.3. Degradación de la Capacidad de las Baterías

- Dinámica horaria (para $t > t_0$):

$$Bcap(tb, t) = Bcap(tb, t-1) - \frac{Batttype_{Deg_kwh}(tb)}{Batttype_n(tb)} \cdot \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \frac{P_{BL}(ch, tb, t)}{ConH_{n_dcac}(ch)}.$$

- Condición inicial (para $t = t_0$):

$$Bcap(tb, t_0) = Batttype_{Cap_nom}(tb) \cdot \sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch).$$

- Degradación anual:

$$Bcap(tb, t_0) - Bcap(tb, t_{final}) \leq \frac{0.2 Bcap(tb, t_0)}{Batttype_{ty}(tb)}.$$

4. Restricciones de Inversores (Conversores Híbridos)

4.1. Salida AC del Inversor

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{BL}(ch, tb, t) + P_{pvL}(ch, t) \leq ConH_{pac_max_out}(ch) \cdot \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch).$$

4.2. Entrada AC del Inversor

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$, $tb \in \mathcal{BATT}$ y $t \in T$:

$$P_{TB}(ch, tb, t) + P_{HKB}(ch, tb, t) + P_{HYB}(ch, tb, t) \leq ConH_{Pac_max_in}(ch) \cdot \sum_{tpv \in PVT} X_{Ch}(tpv, tb, ch).$$

5. Límites de Potencias para Flujo entre Fotovoltaicos y Baterías

5.1. Límite en la Potencia de Carga de las Baterías

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$, $tb \in \mathcal{BATT}$ y $t \in T$:

$$P_{pvB}(ch, tb, t) + P_{TB}(ch, tb, t) + P_{HKB}(ch, tb, t) + P_{HYB}(ch, tb, t) \leq X_B(tb, ch) \cdot Battype_{P_ch}(tb).$$

5.2. Límite Alternativo de Potencia

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$, $tb \in \mathcal{BATT}$ y $t \in T$:

$$P_{pvB}(ch, tb, t) + P_{TB}(ch, tb, t) + P_{HKB}(ch, tb, t) + P_{HYB}(ch, tb, t) \leq \left(\frac{ConH_{V_n_batt}(ch) \cdot ConH_{I_max_ch_pv}(ch)}{1000} \right) \cdot \sum_{tpv \in PVT} X_{Ch}(tpv, tb, ch)$$

5.3. Límites en la Potencia Dirigida a la Carga desde las Baterías

- Límite 1:

$$P_{BL}(ch, tb, t) \leq Battype_{P_des}(tb) \cdot X_B(tb, ch).$$

- Límite 2:

$$P_{BL}(ch, tb, t) \leq \left(\frac{ConH_{V_n_batt}(ch) \cdot ConH_{I_max_des}(ch)}{1000} \right) \cdot \sum_{tpv \in PVT} X_{Ch}(tpv, tb, ch).$$

6. Restricciones de Operación de las Baterías en Términos de Carga/Descarga

6.1. Batería Cargando con Renovables

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \left[P_{pvB}(ch, tb, t) + P_{TB}(ch, tb, t) + P_{HKB}(ch, tb, t) + P_{HYB}(ch, tb, t) \right] \leq 10^8 \cdot Bceff(ch, t).$$

6.2. Batería Descargando

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} P_{BL}(ch, tb, t) \leq 10^8 \cdot Bdeff(ch, t).$$

6.3. Estado Único de Operación de la Batería

Para cada $ch \in \mathcal{CH}$ y $t \in T$:

$$Bceff(ch, t) + Bdeff(ch, t) \leq 1.$$

7. Función Objetivo

La función objetivo minimiza el costo total, el cual se compone de dos etapas.

7.1. Costo de Inversión Inicial

$$\begin{aligned}
\text{Costo}_{inv} = & \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{pv}(tpv, ch) PVtype_{C_inst}(tpv) \\
& + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} X_B(tb, ch) Battype_{C_inst}(tb) \\
& + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) ConH_{C_inst}(ch) \\
& + \sum_{wt \in \mathcal{WT}} X_T(wt) Windtype_{C_inst}(wt) \\
& + \sum_{hk \in \mathcal{HK}} X_K(hk) \left(HKtype_{C_inst}(hk) + C_cable_Hydro \right) \\
& + \sum_{hy \in \mathcal{HY}} X_H(hy) \left(HYtype_{C_inst}(hy) + C_cable_Hydro \right).
\end{aligned}$$

7.2. Costo de Recambio (Reemplazo) de Elementos

$$\begin{aligned}
\text{Costo}_{rec} = & \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{ii=\lceil ConH_{ty}(ch) \rceil}^{lifecycle} VP_{N_F}(ii-1) ConH_{C_inst}(ch) \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) \\
& + \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{ii=\lceil Battype_{ty}(tb) \rceil}^{lifecycle} VP_{N_F}(ii-1) Battype_{C_inst}(tb) \left(\sum_{ch \in \mathcal{CH}} X_B(tb, ch) \right) \\
& + \sum_{tt \in \mathcal{WT}} \sum_{ii=\lceil Windtype_{ty}(tt) \rceil}^{lifecycle} VP_{N_F}(ii-1) Windtype_{C_inst}(tt) X_T(tt) \\
& + \sum_{tt \in \mathcal{HK}} \sum_{ii=\lceil HKtype_{ty}(tt) \rceil}^{lifecycle} VP_{N_F}(ii-1) HKtype_{C_inst}(tt) X_K(tt) \\
& + \sum_{tt \in \mathcal{HY}} \sum_{ii=\lceil HYtype_{ty}(tt) \rceil}^{lifecycle} VP_{N_F}(ii-1) HYtype_{C_inst}(tt) X_H(tt).
\end{aligned}$$

7.3. Costo de Operación y Mantenimiento (OM) Anual

$$\begin{aligned}
\text{Costo}_{OM} = & \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{pv}(tpv, ch) (VP_{N_FS} PVtype_{C_OM_y}(tpv)) \\
& + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} X_B(tb, ch) (VP_{N_FS} Battype_{C_OM_y}(tb)) \\
& + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) (VP_{N_FS} ConH_{C_OM_y}(ch)) \\
& + \sum_{tt \in \mathcal{WT}} X_T(tt) (VP_{N_FS} Windtype_{C_OM_y}(tt)) \\
& + \sum_{tt \in \mathcal{HK}} X_K(tt) (VP_{N_FS} HKtype_{C_OM_y}(tt)) \\
& + \sum_{tt \in \mathcal{HY}} X_H(tt) (VP_{N_FS} HYtype_{C_OM_y}(tt)).
\end{aligned}$$

7.4. Costo de Transporte

$$\begin{aligned}
\text{Costo}_{trans} = & \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{pv}(tpv, ch) (\text{costo_tr_final_por_kg}) PVtype_{P_{eso}}(tpv) \\
& + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \sum_{tb \in \mathcal{BATT}} X_B(tb, ch) (\text{costo_tr_final_por_kg}) Batttype_{P_{eso}}(tb) \\
& + \sum_{ch \in \mathcal{CH}} \left(\sum_{tb \in \mathcal{BATT}} \sum_{tpv \in \mathcal{PVT}} X_{Ch}(tpv, tb, ch) \right) (\text{costo_tr_final_por_kg}) ConH_{P_{eso}}(ch) \\
& + \sum_{tt \in \mathcal{WT}} X_T(tt) (\text{costo_tr_final_por_kg}) Windtype_{P_{eso}}(tt) \\
& + \sum_{tt \in \mathcal{HK}} X_K(tt) (\text{costo_tr_final_por_kg}) HKtype_{P_{eso}}(tt) \\
& + \sum_{tt \in \mathcal{HY}} X_H(tt) (\text{costo_tr_final_por_kg}) HYtype_{P_{eso}}(tt).
\end{aligned}$$

7.5. Costo Total de Primera Etapa

$$\text{FirstStageCost} = \text{Costo}_{inv} + \text{Costo}_{rec} + \text{Costo}_{OM} + \text{Costo}_{trans}.$$

7.6. Costo de Segunda Etapa (Energía No Suministrada)

$$\text{SecondStageCost} = VP_{N_FS} \cdot \sum_{t \in T} Price_ENS(t) \cdot ENS(t).$$

7.7. Función Objetivo

El problema de optimización se formula como:

$$\min \quad \text{FirstStageCost} + \text{SecondStageCost}.$$

Consideraciones Finales

La formulación presentada integra diversas tecnologías de generación y almacenamiento de energía, y permite determinar la combinación óptima que minimice el costo total del proyecto.

3. Cálculo del Costo de Interconexión a la Red Eléctrica para Viviendas sin Servicio en Colombia

Este anexo presenta la formulación y descripción del algoritmo que calcula el costo de interconexión a la red eléctrica para viviendas sin servicio (VSS) en Colombia. El algoritmo determina, mediante una serie de reglas lógicas, la asignación óptima de unidades constructivas (UC) – que incluyen cables de baja tensión (BT), cables de media tensión (MT), postes y transformadores – en función de distancias, disponibilidad de equipos y requerimientos técnicos.

1. Notación y Definiciones

Conjuntos y Variables de Entrada

- VSS: Número de viviendas sin servicio.
- d_{BT} : Distancia a trafo TN1 (en metros), indicada en "Distanciat a trafo 1 m".
- d_{MT} : Distancia a trafo TN2 (en metros), indicada en "Distancia a trafo 2 m".
- d_{circ} : Distancia a circuito (línea de media tensión).
- d_{disp} : Distancia de dispersión, determinada por la función *seleccionar_distancia_dispersion*(ID de la empresa).
- E_{req} : Energía requerida o carga, derivada de la demanda horaria y ajustada por el número de VSS.

- Disponibilidad_{TN1} y Disponibilidad_{TN2}: Capacidad (en energía) disponible en los transformadores TN1 y TN2, respectivamente; calculadas mediante la función `calc_disp`.

Parámetros Técnicos y Económicos

- **Constantes de regulación y factores de potencia:**
 - $k_{BT} = 9.1449766 \times 10^{-3}$ [%/kVA-m] para cables BT.
 - $k_{MT} = 6.0794363 \times 10^{-7}$ [%/kVA-m] para cables MT.
 - $fp = 0.9$: Factor de potencia.
- **Límites de regulación (por tecnología):**
 - $limite_reg_{BT} = 5\%$
 - $limite_reg_{MT} = 3\%$
- **Parámetros para cables y postes:**
 - $max_cond_paralelo = 3$: Número máximo de conductores en paralelo para BT.
 - $dist_min_red_bt = 20$ m: Distancia mínima para instalar red BT cuando no hay equipos cercanos.
 - $relacion_dist_postes_bt = 6$ y $relacion_dist_postes_mt = 9$: Número de postes por km.
 - $relacion_suspension_retencion_bt = 3$ y $relacion_suspension_retencion_mt = 4$: Relación entre postes de suspensión y retención.
- **Factores de Demanda (fd)**
Se definen mediante una tabla (por ejemplo, en los parámetros `params["fd"]`) en función del rango de VSS. Se le suma además un factor de diseño (25%).
- **Otras variables:**
 - *consumo_zonas*: Diccionario que asocia a cada zona climática (p.ej., "CÁLIDO HÚMEDO", "TEMPLADO") la potencia y energía promedio por vivienda.
 - **Parámetros de cables BT y MT:**
Se definen para cada cable, con sus capacidades, costos, peso y coeficiente k .
 - **Listas de transformadores:**
Se disponen para BT y MT, con capacidades, costos y peso.

Funciones de Cálculo de Distancias y Disponibilidad

1. Distancia máxima en baja tensión (BT):

La función `dist_max_bt` calcula la distancia máxima permitida para la conexión BT de forma que no se exceda el límite de regulación:

$$d_{max,BT} = \left(\frac{limite_reg_{BT}}{k_{BT} \cdot \frac{Potencia}{1000 \cdot fp}} \right) \times max_cond_paralelo,$$

donde la potencia se calcula como:

$$Potencia = consumo_zonas[zona][potencia] \times VSS \times fd.$$

Además, se ajusta restando la distancia de dispersión:

$$dist_lim_{BT} = d_{max,BT} - d_{disp}.$$

2. Distancia máxima en media tensión (MT):

La función `dist_max_mt` utiliza una fórmula similar, considerando el coeficiente k_{MT} y sumando la capacidad del transformador TN2 (en kVA):

$$d_{max,MT} = \frac{limite_reg_{MT}}{k_{MT} \cdot \frac{Potencia + capacidad_tr \times 1000}{1000 \cdot fp}},$$

donde `capacidad_tr` es la capacidad del transformador TN2.

3. Disponibilidad de transformadores:

La función `calc_disp` determina la energía requerida y la disponibilidad (en energía) de TN1 y TN2:

$$E_{\text{req}} = \text{consumo_por_usuario} \times \text{VSS},$$

$$\text{Disponibilidad}_{\text{TN1}} = \text{capacidad}_{\text{TN1}} \times (\text{horas_mes}) \times fp \times (1 - \text{cargabilidad}),$$

$$\text{Disponibilidad}_{\text{TN2}} = \text{capacidad}_{\text{TN2}} \times (\text{horas_mes}) \times fp \times (1 - \text{cargabilidad}).$$

Variables de Decisión (Asignación de UC)

Las asignaciones de componentes se expresan en diccionarios con la siguiente estructura:

- **uc:** Identificador del componente (por ejemplo, "N1L120" para un cable BT, "N1P94" para un poste BT, "N1T38" para un transformador BT).
- **cantidad:** Número de unidades a instalar.
- **costo_total:** Costo total asociado a la asignación.
- **peso_total:** Peso total del componente asignado.

Se definen tres conjuntos de UC:

- UC_{BT} : Componentes para baja tensión (cables BT, postes BT, transformadores TN1).
- UC_{MT} : Componentes para media tensión (cables MT, postes MT, transformadores TN2).
- UC_{disp} : Componentes para cubrir la dispersión de las viviendas.

2. Formulación Matemática del Algoritmo

El algoritmo evalúa diferentes casos en función de las distancias y la disponibilidad de transformadores para determinar la asignación óptima de UC. A continuación se resume la lógica mediante expresiones matemáticas:

2.1. Clasificación de Casos

1. CASO 4:

Si se tiene:

$$d_{\text{BT}} > \text{dist_lim}_{\text{BT}} \quad \wedge \quad d_{\text{BT}} > \text{dist_lim}_{\text{MT}} \quad \wedge \quad d_{\text{circ}} > \text{dist_lim}_{\text{MT}},$$

se asigna:

$$\text{Caso} = \text{"CASO 4"}.$$

2. CASO 1 (Con transformador TN1 cercano):

Si:

$$d_{\text{BT}} < \text{dist_lim}_{\text{BT}},$$

se evalúa la disponibilidad de TN1:

• CASO 1-1:

Si además:

$$\text{Disponibilidad}_{\text{TN1}} > E_{\text{req}} \quad \wedge \quad d_{\text{apoyo}} < 10 \text{ m},$$

se asignan:

$$UC_{\text{BT}} = f_{\text{cable/postes}}(d_{\text{BT}}, \text{parámetros}) \quad \text{y} \quad UC_{\text{disp}} = f_{\text{cable/postes}}(d_{\text{disp}} \times \text{VSS}).$$

• CASOS 1-2 a 1-6:

Se definen subcasos en función de la disponibilidad de TN1, la capacidad de repotenciación de TN2 y la distancia al apoyo. En cada subcaso se asignan UC de BT (y en algunos casos UC de MT) mediante funciones *asignar_uc_cable_bt*, *asignar_uc_postes_bt* y *asignar_uc_tr*.

3. CASO 2:

Si no hay TN1 cerca, pero se cuenta con una línea de MT próxima:

$$d_{\text{circ}} < \text{dist_lim}_{\text{BT}} \quad \wedge \quad \text{Disponibilidad}_{\text{TN2}} > E_{\text{req}},$$

se asigna:

Caso = "CASO 2".

Se asignan UC con una distancia estándar (por ejemplo, 50 m).

4. CASO 3:

Si existe TN2 disponible para repotenciar, y

$$d_{MT} < \text{dist_lim}_{MT},$$

se distinguen subcasos (3-1 y 3-2) en función de la disponibilidad de TN2 y se asignan UC para MT usando *asignar_uc_cable_mt*, postes MT y transformadores.

2.2. Asignación de Componentes

Las funciones de asignación determinan la cantidad de cada componente en función de las siguientes expresiones:

Asignación de Cables (BT y MT)

- **Capacidad requerida para cables:**

$$I_{\text{req}} = \frac{\text{Potencia requerida}}{\text{Tensión}},$$

donde:

$$\text{Potencia requerida} = \text{consumo_zonas}[\text{zona}][\text{"potencia"}] \times \text{VSS} \times fd.$$

- **Condición de regulación:**

Se busca la cantidad mínima n de conductores en paralelo que cumpla:

$$\text{Regulación} = \frac{k \cdot \left(\frac{\text{Potencia}}{1000 \times 0.9} \right) \cdot d}{n} \leq \text{limite de regulación}.$$

La función *seleccionar_cables_eficientes* recorre las opciones disponibles y retorna la combinación de cable óptima, expresada en UC, con su cantidad, costo total y peso.

Asignación de Postes

Para una distancia d (en m), se calcula:

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de postes} &= \lceil \text{relacion_dist_postes} \times \frac{d}{1000} \rceil, \\ \text{Cantidad de retención} &= \lceil \text{Cantidad de postes} \times \frac{\text{relacion_suspension_retencion}}{\text{relacion_suspension_retencion} + 1} \rceil, \\ \text{Cantidad de suspensión} &= \lceil \text{Cantidad de postes} \times \frac{1}{\text{relacion_suspension_retencion} + 1} \rceil. \end{aligned}$$

Se asignan los UC correspondientes a postes, con sus costos y pesos.

Asignación de Transformadores

Mediante la función *asignar_uc_tr*, se selecciona una combinación de transformadores que cumpla:

$$\sum_{i=1}^n \text{capacidad}_i \geq \text{Potencia requerida} \quad (\text{o Potencia requerida} + \text{capacidad existente}),$$

minimizando el costo total. La función *seleccionar_transformadores_eficientes* evalúa diferentes combinaciones (con repeticiones) y retorna la UC óptima.

3. Supuestos del Algoritmo

1. Discretización y Redondeo:

Las cantidades de postes y conductores se determinan utilizando funciones de redondeo ($\lceil \cdot \rceil$ y $\lfloor \cdot \rfloor$) para garantizar que la cobertura y los límites de regulación se cumplan.

2. Constancia de Parámetros:

Los parámetros técnicos (como k , límites de regulación, relaciones de postes) y económicos se asumen constantes para un sitio dado y se basan en normás técnicas colombianas, reportes históricos de uso y manuales de los OR.

3. Evaluación de Disponibilidad y Distancias:

Las distancias medidas (por ejemplo, "Distanciá a trafo 1 m", "Distancia a trafo 2 m", "Distancia a circuito") y la disponibilidad de transformadores se utilizan para clasificar los casos y asignar los componentes de forma óptima. Estas distancias fueron calculadas mediante algoritmos de ruta óptima en capas raster, grafos para rutas por la red y distancias lineales como algoritmos independientes en el software ArcG

4. Separación de Casos:

El algoritmo clasifica la interconexión en diversos casos (CASO 1-1, 1-2, ..., 4) basados en condiciones lógicas, de forma que se garantice la factibilidad técnica y se minimice el costo total.

Consideraciones Finales

El algoritmo presentado calcula el costo de interconexión a la red eléctrica para viviendas sin servicio mediante la asignación óptima de UC para cables, postes y transformadores, considerando tanto la red BT como la MT y la dispersión de las viviendas. La formulación matemática expuesta sintetiza las reglas y funciones implementadas en el código Python, permitiendo comprender cómo se integran las variables de entrada, los parámetros técnicos y económicos y las condiciones de asignación para determinar el costo total.

Se recomienda complementar este anexo en el documento principal con ejemplos numéricos, resultados de simulación y análisis de sensibilidad respecto a los parámetros clave del modelo.

Referencias a las Funciones Clave

- `dist_max_bt(row, consumo_zonas, params)`

Calcula la distancia máxima $d_{\max, BT}$ en baja tensión, ajustada para la dispersión:

$$d_{\max, BT} = \left(\frac{\text{limite_reg}_{BT}}{k_{BT} \cdot \frac{\text{potencia}}{1000 \cdot fp}} \right) \times \text{max_cond_paralelo},$$

con $\text{potencia} = \text{consumo_zonas}[\text{zona}][\text{"potencia"}] \times VSS \times fd$.

- `dist_max_mt(row, consumo_zonas, params)`

Calcula la distancia máxima $d_{\max, MT}$ en media tensión:

$$d_{\max, MT} = \frac{\text{limite_reg}_{MT}}{k_{MT} \cdot \frac{\text{potencia} + \text{capacidad_tr} \times 1000}{1000 \cdot fp}},$$

donde capacidad_tr es la capacidad del transformador TN2.

- `calc_disp(row, consumo_zonas, params)`

Determina la energía requerida y las disponibilidades de TN1 y TN2:

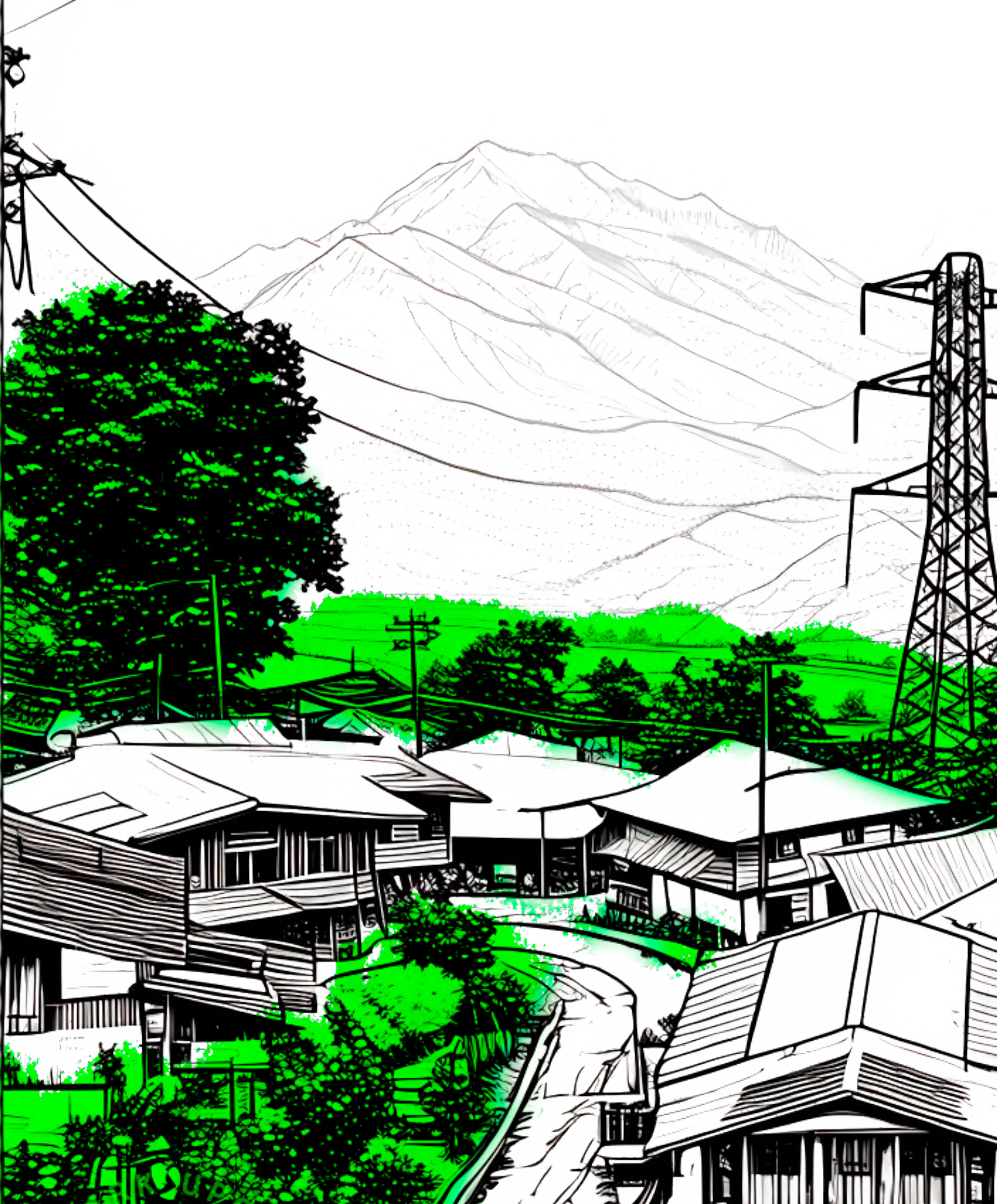
$$\begin{aligned} E_{\text{req}} &= \text{consumo_por_usuario} \times VSS, \\ \text{Disponibilidad}_{TN1} &= \text{capacidad}_{TN1} \times (24 \times 30) \times fp \times (1 - \text{cargabilidad}), \\ \text{Disponibilidad}_{TN2} &= \text{capacidad}_{TN2} \times (24 \times 30) \times fp \times (1 - \text{cargabilidad}). \end{aligned}$$

- **Asignación de UC para Cables y Postes:**

Las funciones `asignar_uc_cable_bt`, `asignar_uc_cable_mt`, `asignar_uc_postes_bt` y `asignar_uc_postes_mt` implementan las reglas de asignación basadas en los parámetros de capacidad, regulación, distancias y relaciones de postes.

- **Selección de Transformadores:**

La función `seleccionar_transformadores_eficientes` evalúa combinaciones de transformadores para cubrir la potencia requerida con el menor costo.



Unidad de Planeación
Minero Energética



© UPME

AV. CALLE 26 # 69 D-91 TORRE 1 - PISO 9

BOGOTÁ - COLOMBIA | +57 601 2220601

UPME.GOV.CO