

# Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica

PIEC 2019-2023

República de Colombia  
Ministerio de Minas y Energía

Bogotá D.C. - Colombia, julio 2023

**Ministra de Minas y Energía**  
Irene Vélez Torres

**Director General UPME**  
Carlos Adrián Correa Flórez

**Subdirector Energía Eléctrica - UPME**  
Javier Andrés Martínez Gil

**Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos UPME**  
Borman Leguízamo

**Grupo de Cobertura UPME**  
Olga Estella Ramírez Yaima  
Javier Octavio Figueroa Molano  
Laura Isabel Gómez Torres  
David Fernando Romero Quete  
José Antonio Barajas Villareal

**República de Colombia Ministerio de Minas y Energía**  
Bogotá D.C. - Colombia, julio 2023

## Tabla de Contenido

1.	Limitaciones del PIEC.....	14
1.1	Limitaciones para el cálculo del índice de cobertura de energía eléctrica.....	14
1.2	Limitaciones para la georreferenciación de las viviendas sin servicio.....	14
1.3	Limitaciones en la evaluación de alternativas contempladas para la expansión de cobertura.....	15
2.	Metodología general para el PIEC.....	16
2.1	Supuestos generales.....	16
2.2	Consumo mensual y curva de carga horaria.....	17
2.3	Costo del equipo en las instalaciones del usuario .....	18
2.4	Supuestos para la expansión de la red del SIN.....	18
2.5	Soluciones aisladas del SIN .....	33
2.6	Comparación de alternativas.....	44
3.	Resultados para lograr la universalización según nivel de análisis.....	46
3.1	Resultados de acuerdo con los puntos a nivel georreferenciado .....	47
3.2	Resultados a nivel municipal, departamental, nacional.....	56
3.3	Esfuerzo fiscal necesario para lograr la universalización .....	62
4.	Consideraciones para el análisis de resultados.....	64
5.	Recomendaciones del PIEC.....	66
6.	Anexos .....	68
6.1	Anexo 1. Excel con los resultados del Plan a nivel municipal.....	68

6.2	Anexo 2. Escenario de soluciones aisladas fotovoltaicas individuales para consumo de 45kWh/mes .....	68
6.3	Anexo 3. Metodología para la identificación de las viviendas sin servicio a nivel georreferenciado.....	76
6.4	Anexo 4. Excel con los resultados del Plan a nivel municipal para el escenario de 45kWh/mes .....	82

## Tabla de Ilustraciones

Figura 1. Metodología general del PIEC. ....	16
Figura 2. Restricciones y relevancia del análisis multicriterio.....	20
Figura 3. Capa de las restricciones para expandir la red de distribución.....	21
Figura 4. Costo de distancia.....	22
Figura 5. Relación de menor costo Nacional y local.....	23
Figura 6. Ruta de menor costo Nacional y local.....	24
Figura 7. Líneas de conexión resultantes entre Sitio y Transformador.....	24
Figura 8. Esquema diseño de red radial para a expansión del SDL.....	25
Figura 9. Ejemplo de los resultados de las distancias a transformadores de nivel de tensión 2...29	
Figura 10. Mapa de transformadores de N1. Caso Putumayo.....	30
Figura 11. Mapa de las redes de nivel N1 - caso Cedenar.....	30
Figura 12. Radiación solar. Tomado de: <a href="http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html">http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html</a> .....	35
Figura 13. Velocidad del viento. Tomado de:.....	36
Figura 14. Esquema de solución fotovoltaica aislada individual.....	37
Figura 15. Esquema para la solución fotovoltaica aislada individual.....	39
Figura 16. Esquema de solución de microrred aislada.....	41
Figura 17. Ejemplo de la configuración del esquema para.....	43
Figura 18. Diagrama de flujo del proceso de selección de alternativas.....	44
Figura 19. Sitios con expansión de SIN.....	48
Figura 20. Sitios con soluciones de microrredes/comunidades energéticas.....	49
Figura 21. Sitios con soluciones fotovoltaicas aisladas individuales.....	50

Figura 22. Distribución de los resultados a nivel georreferenciado tanto para VSS (Torta externa)	51
Figura 23. Inversión por VSS en los sitios UPME agrupados por departamentos, según los resultados	52
Figura 24. Inversión por VSS en los sitios UPME para alternativa con interconexión al SIN,	53
Figura 25. Inversión por VSS en los sitios UPME para alternativa con microrredes/comunidades energéticas,	54
Figura 26. Inversión por VSS en los sitios UPME para alternativa con soluciones aisladas fotovoltaicas,	55
Figura 27. Distribución de los resultados a nivel nacional tanto para VSS (Torta externa) como inversión (Torta interna). Escenario 60-90 kWh/mes.	56
Figura 28. Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel municipal.	57
Figura 29. Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel departamental.	58
Figura 30. Inversión por departamentos para la universalización del	59
Figura 31. Viviendas sin servicio por departamentos para la universalización del	60
Figura 32. Componentes del costo de proyectos de interconexión – FAER	64
Figura 33. Carga diaria del escenario 45kWh/mes discriminada por equipos.	69
Figura 34. Sitios con expansión de SIN, escenario de 45kWh/mes en la solución individual	73
Figura 35. sitios con soluciones de microrredes / comunidades energéticas, escenario de 45kWh/mes en la solución individual	74
Figura 36. Sitios con soluciones individuales, escenario de 45kWh/mes	75
Figura 37. Localización de Sitio UPME reportados por el IPSE	77
Figura 38. Localización de Sitio UPME reportados por fuentes.	78

Figura 39. Esquema del proceso para la consolidación a nivel de grilla .....80

Figura 40. Sitios UPME según su fuente de actualización.....81

Figura 41. Ejemplo de las capas resultantes y forma en que se relacionan. ....82

## Siglas

**AGM:** Absorbed Glass Mat (Separador de vidrio absorbente).

**AOM:** Administración, operación y mantenimiento.

**BT:** Baja tensión.

**CNPV:** Censo Nacional de Población y Vivienda de 2018.

**CONPES:** Consejo Nacional de Política Económica y Social.

**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**DANE:** Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

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

**FAER:** Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas.

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

**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.

**OR:** Operador de Red.

**PCH:** Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

**PECOR:** Planes de Expansión de Cobertura del OR, de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018.

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

**PTSP:** Plan Todos Somos Pacífico.

**SDL:** Sistema de Distribución Local.

**SGR:** Sistema General de Regalías.

**SICOM:** Sistema de información de combustibles.

**SIN:** Sistema Interconectado Nacional.

**SUI:** Sistema Único de Información.

**UC:** Unidad Constructiva.

**VSS:** Viviendas Sin Servicio.

## Definiciones

- **CENTROIDE:** punto que se encuentra en el centro geométrico de un polígono o una figura geométrica de varias dimensiones.
- **COMUNIDADES ENERGÉTICAS<sup>1</sup>:** Es una entidad legal que está basada en una participación abierta y voluntaria, es efectivamente controlada por sus miembros o accionistas que pueden ser personas naturales, autoridades locales o pequeñas empresas. Tiene como principal propósito lograr beneficios ambientales, económicos y/o sociales a la comunidad y a sus miembros o accionistas o a las áreas donde ellas operan, más que beneficios financieros. Puede involucrar generación, incluyendo energías renovables, distribución, suministro, consumo, agregación, almacenamiento de energía, servicios de eficiencia energética, servicios de carga de vehículos eléctricos y otros servicios energéticos a sus miembros o accionistas.
- **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 especializado o georreferenciado, se sabe exactamente en qué lugar del mundo 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:** Corresponde al índice de precios del productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el Departamento Nacional de Estadística, DANE.

---

<sup>1</sup> Definición extraída de: DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019

- **OBRAS POR IMPUESTOS<sup>2</sup>**: fueron habilitadas para las empresas (personas naturales o jurídicas) en la Reforma Tributaria de 2016 (Ley 1819 de 2016) y reglamentadas por el Decreto 1915 de 2017. Lo que resulta de lo anterior es que las empresas tienen vía libre para implementar una herramienta que les permite realizar proyectos de inversión con el dinero del impuesto de renta, de trascendencia social, impacto social, en las ZOMAC (Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado) y/o PDET en Colombia.
- **RED LOGÍSTICA Y DE SERVICIO<sup>3</sup>**: Conjunto de activos, procesos y actividades logísticas, técnicas y económicas, destinadas a la prestación del servicio público de energía eléctrica a Usuarios Aislados.
- **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 compone por una vivienda que se encuentre a una distancia plana mínima de 400 metros de otra o del centroide de una agrupación de viviendas o por una agrupación de 2 o más viviendas con una distancia entre ellas menor o igual a 400 metros.

---

<sup>2</sup> Consulta en <https://www.obrasimpuestos.com/obras-por-impuestos/s>, julio 25 de 2022

<sup>3</sup> Decreto 099 de 2021

## Presentación

A nivel global, la conversación sobre el acceso a la energía eléctrica gira en torno al ODS 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos” que fue incluido en la agenda 2030 que se firmó en el 2015 por los Estados miembros de la Organización de las Naciones Unidas. Una de las pretensiones de esta agenda es “establecer un equilibrio entre las tres dimensiones del desarrollo sostenible: inclusión social, desarrollo económico y protección ambiental”. Este equilibrio es fundamental, especialmente en lo que respecta al acceso universal de la energía eléctrica, por ser eje transversal de desarrollo para las regiones al integrar otros sectores como la salud, la educación, las comunicaciones y, por supuesto, los usos productivos a diferentes escalas, entre otros. Como parte de los compromisos adquiridos por Colombia en la agenda 2030, se expidió el CONPES 3918 de 2018 y la Ley 1955 de 2019 que enmarcan la política pública de ODS.

Sin embargo, desde antes que se firmara la agenda 2015, en la Ley 143 de 1994 se formularon lineamientos para alcanzar la cobertura universal y posteriormente se han expedido otras leyes como, por ejemplo, la Ley 1715 de 2014 (incentivos tributarios para fuentes no convencionales de energía), Ley 1753 de 2015 (creación del fondo PTSP) y la Ley 2099 de 2021 – Ley de Transición Energética, que en su artículo 41 creó el Fondo Único de Soluciones Energéticas - FONENERGIA como un patrimonio autónomo que será constituido por el MME. De forma paralela, se han realizado esfuerzos en la asignación de recursos de los fondos de financiación (FAER, SGR, FAZNI) y el IPSE ha invertido recursos propios; se creó el FENOGE y se incluye dentro del mecanismo de Obras por Impuestos. Además, la Resolución MME 40172 de 2021 estableció el máximo incremento tarifario para las inversiones que realicen los OR de ampliación de cobertura que podrán ser incluidas en la respectiva remuneración de su actividad de distribución de energía eléctrica. Están en proceso otros mecanismos como el Decreto 099 de 2021 y Resolución MME 40094 de 2021 referentes a definir las redes logísticas en las áreas de influencia de los OR (aplicable a los PECOR), así como la Resolución CREG 101 026 de 2022 sobre remuneración para soluciones fotovoltaicas individuales aisladas. Adicionalmente, se plantearon las metas en el gobierno 2018-2022 de los 100k y 80k con las cuales se busca ampliar la cobertura del servicio a 100.000 nuevos usuarios con recursos públicos, la cual se complementa con la meta de electrificación de 80.000 nuevos usuarios por parte de los OR.

Con la incertidumbre que genera la información secundaria disponible para identificar las necesidades del servicio de energía eléctrica, la UPME, en el marco de sus funciones, plantea un análisis de las posibles alternativas utilizando herramientas espaciales y de optimización para estimar las inversiones necesarias para lograr la universalización del servicio. Para esto la UPME desarrolla el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) cuyo propósito principal es identificar las necesidades del servicio de energía y cuantificar las inversiones que deben realizarse para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica (Decreto 1623 de 2015). En este sentido, este documento consolida la información de los usuarios sin servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional, propone una alternativa de solución y estima el costo de la misma, buscando la universalización del servicio de energía eléctrica.

El Plan Indicativo analiza las siguientes alternativas: interconexión al SIN, solución fotovoltaica aislada individual o solución aislada con microrredes/comunidades Energéticas. Con estas alternativas se evaluó la solución más económica para brindar el servicio de energía eléctrica a las viviendas que a 2018 no contaban con dicho servicio. Para ese ejercicio, se cuenta con los resultados del Censo Nacional de Población y Vivienda – CNPV 2018 georreferenciado y las proyecciones de las viviendas a partir de dicho censo, así como la infraestructura de las redes eléctricas del SIN.

Este documento está estructurado en cinco secciones. En primer lugar, se presentan las limitaciones para la consolidación del PIEC, seguidamente, se explica en detalle la metodología, se abordan los parámetros de las diferentes alternativas para ampliar la cobertura. En la tercera sección se presentan los resultados teniendo en cuenta el nivel de análisis, se explican las consideraciones para el análisis de los resultados presentados y por último las recomendaciones para la implementación del PIEC. Adicionalmente, los resultados a nivel municipal para el escenario base, es decir considerando consumos de 60 o 90 kWh/mes<sup>4</sup>, los cuales pueden ser consultados en el Anexo 1, mientras que los resultados aplicando soluciones para un consumo mensual de 45kWh/mes pueden ser consultados en el Anexo 2. Finalmente, en el Anexo 3 se amplía la metodología para la identificación de las viviendas sin servicio a nivel georreferenciado.

Es importante tener presente que, para la elaboración de este documento, que inicialmente tenía una base de información y datos con corte al 2018 y fue publicado para comentarios en diciembre de 2019, se usaron los resultados obtenidos con información de costos y variables financieras y económicas a corte de 2020, aplicando la metodología actualizada que recoge las observaciones recibidas en su momento.

Esperamos que los resultados del PIEC puedan ser útiles para continuar uniendo esfuerzos interinstitucionales e intersectoriales para desarrollar políticas públicas que conlleven a cerrar las brechas territoriales y focalizar el desarrollo local entorno al servicio de suministro de la energía eléctrica.

---

<sup>4</sup> La metodología de determinación de los consumos 60 o 90 kWh/mes, puede ser consultada en el anexo 6: Análisis consumo rural por piso térmico y eficiencia, del documento PIEC 2016-2020, el cual puede ser consultado en [http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/AnexosPIEC2016-2020\\_PublicarDic202016.pdf](http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/AnexosPIEC2016-2020_PublicarDic202016.pdf)

# 1. Limitaciones del PIEC

El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de energía eléctrica – PIEC, presentó las siguientes limitaciones durante su formulación y elaboración:

- Limitaciones para el cálculo del índice de cobertura de energía eléctrica.
- Limitaciones para la georreferenciación de las viviendas sin servicio.
- Limitaciones en la evaluación de alternativas contempladas para la expansión de cobertura.

## 1.1 Limitaciones para el cálculo del índice de cobertura de energía eléctrica.

Para el cálculo del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica – ICEE, la UPME utilizó la información relacionada con el número total de viviendas existentes en Colombia, la cual se obtuvo de las proyecciones realizadas por el DANE a partir del Censo Nacional de Población y Viviendas – CNPV del 2018 y, por este motivo, dicha información está sujeta a la dispersión estadística inherente de estos procesos.

De manera conjunta, para el cálculo del ICEE, la UPME también compila información relacionada con la cantidad de viviendas con servicio de energía eléctrica en Colombia, la cual es suministrada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD y los OR. Sin embargo, en ambas fuentes de información se presentan valores atípicos e inexistentes, así como incongruencias entre las fuentes mencionadas, induciendo a imprecisiones en la estimación de la inversión para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica en el país.

## 1.2 Limitaciones para la georreferenciación de las viviendas sin servicio.

La UPME cuenta con información georreferenciada de algunas viviendas sin servicio, obtenida a partir de la evaluación de proyectos presentados a la Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos – OGPF, los datos suministrados por parte del IPSE, los OR en sus PECOR y la información del DANE referente a las viviendas censadas con personas presentes en el CNPV 2018. En el anexo 3, se describe la metodología que se utilizó para recopilar y consolidar esta información. Sin embargo, dada la dificultad existente en la falta de periodicidad en que las entidades territoriales y gubernamentales actualizan los registros catastrales, no es posible tener la totalidad de la georreferenciación de viviendas sin servicio. Debido a que la estimación de la inversión se realiza con un análisis espacial, lo anterior se traduce en posibles imprecisiones al calcular dicha inversión a nivel municipal y departamental.

### **1.3 Limitaciones en la evaluación de alternativas contempladas para la expansión de cobertura.**

En el análisis de la viabilidad económica de las soluciones aisladas, se usó un costo de transporte promedio para todo el país, costo que se obtuvo de un análisis estadístico de los proyectos presentados a la UPME y está asociado a los diferentes elementos que conforman dichas soluciones (ej. paneles fotovoltaicos, inversores, baterías, etc.). Lo anterior, dado que al momento de la elaboración del presente Plan no estaba en firme la resolución CREG 101 026 DE 2022, en la cual se definen las Unidades Constructivas que componen los sistemas individuales solares fotovoltaicos y la metodología para el cálculo del costo de transporte de éstas, así como a la falta de insumos para efectuar un cálculo sustentado de dichos costos por parte de la unidad.

De manera adicional, las alternativas de solución tipo microrredes/comunidades energéticas que fueron consideradas en el desarrollo del presente Plan, son aquellas donde su tecnología de generación de energía eléctrica se fundamenta a partir de tecnologías como las solar fotovoltaica y generación eólica a pequeña escala, sin desconocer la relevancia para el país que tienen otras fuentes de generación renovable, tales como Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCH y plantas de generación de biogás a partir de la biomasa, entre otras. Lo anterior, sustentado en la ausencia de información histórica detallada sobre el potencial energético de las distintas regiones del país para la implementación de las alternativas no contempladas, como si se tiene para el caso de las solar y eólica, con los atlas de potencial publicados por la UPME/IDEAM y las bases de datos internacionales disponibles en el software utilizado.

Los dos aspectos mencionados con anterioridad, afecta la selección de alternativa de solución para determinadas locaciones en el país, resultando a su vez en imprecisiones en el cálculo realizado de la inversión necesaria para la universalización del servicio de energía eléctrica.

## 2. Metodología general para el PIEC

El Plan inicia con la identificación de las necesidades del servicio en cada Sitio UPME<sup>5</sup>. A este nivel se identifica la disponibilidad de la infraestructura eléctrica del SIN y la identificación de los potenciales energéticos a partir del Atlas solar y el Atlas eólico, disponibles a 2015 y 2016 elaborados conjuntamente con el IDEAM<sup>6</sup>.

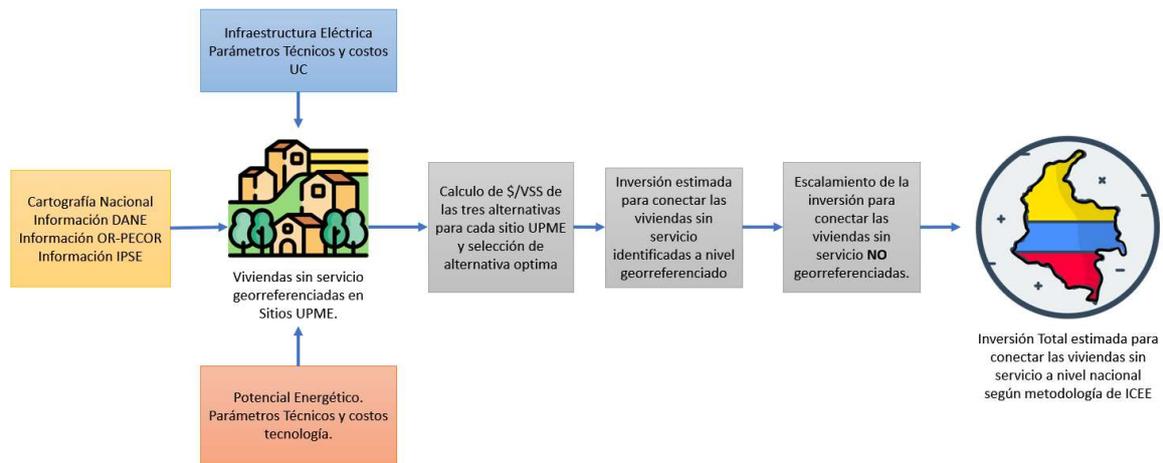


Figura 1. Metodología general del PIEC.

Como se muestra en el diagrama de la Figura 1, para cada uno de los Sitios UPME se evalúa la alternativa de interconexión, la cual depende de la distancia a la infraestructura eléctrica (ver numeral 2.4.1). De otra parte, se estima el costo de una solución fotovoltaica aislada individual y soluciones con microrredes/comunidades energéticas de acuerdo con su agrupación de viviendas sin servicio (ver numeral 2.5), disponiendo así en cada uno de los Sitios UPME las alternativas posibles. Posteriormente, se comparan las diferentes alternativas y se elige la alternativa viable por su configuración técnica y su costo, según lo estipulado en el procedimiento explicado en el numeral 2.6. El costo de la universalización es el resultado de la suma del costo obtenido para cada Sitio UPME de acuerdo con su alternativa viable.

### 2.1 Supuestos generales

A continuación, se describen los supuestos generales y el procedimiento de cada una de las posibles opciones para lograr la universalización: conexión a las redes del sistema de distribución local – SDL, soluciones individuales aisladas y microrredes/comunidades energéticas. Cabe señalar que este plan es de carácter **indicativo**, por lo cual se deben

<sup>5</sup> Un Sitio UPME se compone por una vivienda que se encuentre a una distancia plana mínima de 400 metros de otra o del centroide de una agrupación de viviendas o por una agrupación de 2 o más viviendas con una distancia entre ellas menor o igual a 400 metros.

<sup>6</sup> <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

realizar los estudios a que haya lugar para el desarrollo de proyectos específicos bien sea con recursos privados o públicos.

## 2.2 Consumo mensual y curva de carga horaria

Para este Plan, se consideran principalmente dos opciones de consumo mensual por usuario:

- Para alturas menores a 1000 msnm el consumo corresponde a 90 kWh/mes.
- Para alturas mayores a 1000 msnm corresponde a 60 kWh/mes.

Estos consumos resultan del análisis de los PERS, por parte de la UPME, el cual puede ser consultado en el PIEC 2016-2020<sup>7</sup>, asumiendo el escenario que considera el uso de aparatos con tecnología eficiente, en línea con las políticas de promoción de eficiencia energética. La Tabla 2-1 muestra un ejemplo de los electrodomésticos considerados para este análisis y que corresponden a los comúnmente usados por una familia colombiana que habita en la zona rural. Como se observa en la Tabla 2-1, con el fin de garantizar un uso simultáneo de los electrodomésticos considerados en el ejemplo o en usos similares, es necesario implementar soluciones en términos de potencia instantánea superiores a 800W, razón por la cual en este Plan se asumen soluciones solares individuales con inversores de potencia nominal mínima de 1kW.

Tabla 2-1. Ejemplo de consumo diario para escenarios de 60 y 90 kWh/mes

Equipo	Para usuarios con consumo de 60kWh/mes					Para usuarios con consumo de 90kWh/mes				
	Potencia por equipo [W]	Cantidad de equipos	Potencia total por tipo de equipo [W]	Horas diarias de uso	Energía diaria por tipo de equipo [Wh]	Potencia por equipo [W]	Cantidad de equipos	Potencia total por tipo de equipo [W]	Horas diarias de uso	Energía diaria por tipo de equipo [Wh]
Lámpara LED	9	6	54	5	270	9	6	54	5	270
Licuada	420	1	420	0.08	33.6	420	1	420	0.08	33.6
Nevera	80	1	80	10	800	110	1	110	14	1540
Decodificador TV	55	1	55	6	330	55	1	55	6	330
Radio AM/FM	15	1	15	4	60	15	1	15	4	60
TV Led	70	1	70	6	420	70	1	70	6	420
Cargador de celular	9.5	1	9.5	1	9.5	9.5	1	9.5	1	9.5
Ventilador						40	1	40	8	320
	Potencia Simultánea total [W]:		703.5	Energía diaria necesaria [Wh/día]:	1923.1	Potencia Simultánea total [W]		773.5	Energía diaria necesaria [Wh/día]:	2983.1

Teniendo en cuenta que en la planificación de sistemas solares fotovoltaicos se debe identificar la configuración que más se ajusta a las necesidades de una población específica, es decir, definir el nivel de servicio mínimo que se debe asegurar, teniendo en cuenta la demanda energética y la capacidad de pago de la población a intervenir, se recomienda realizar el análisis en territorio por quien ejecutará la inversión. Adicionalmente, para la implementación de este tipo de proyectos, se debe articular con los planes de los OR y realizar análisis técnicos y financieros de prefactibilidad en la zona donde se plantee el proyecto. El alcance de este análisis es únicamente con fines de comparar diferentes alternativas y no de diseñar con detalle los proyectos, lo anterior dado que el presente Plan es de carácter indicativo.

<sup>7</sup>Anexo 6 del PIEC 2016-2020: Análisis consumo rural por piso térmico y eficiencia.

[http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/AnexosPIEC2016-2020\\_PublicarDic202016.pdf](http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/AnexosPIEC2016-2020_PublicarDic202016.pdf)

Adicional a los casos de 60 y 90kWh/mes, en el Anexo 2 se incluye un caso particular de consumo de 45kWh, considerando que este tipo de soluciones es una alternativa adicional para responder a necesidades particulares en poblaciones no interconectadas del país.

## 2.3 Costo del equipo en las instalaciones del usuario

El costo asociado a las instalaciones eléctricas del usuario (ej. acometida, medidor de energía, cableado, tomacorrientes, protecciones, entre otros) no fue contemplado dentro del análisis económico aquí presentado. Sin embargo, es importante mencionar que dicho costo forma parte integral de cualquier proyecto de energización, dadas las características socioeconómicas propias de las poblaciones objetivo, que en muchas ocasiones no tienen la capacidad de asumir dichos costos. De manera adicional, este costo es el mismo para cualquier tipo de solución y cumple un estándar para las soluciones energéticas.

## 2.4 Supuestos para la expansión de la red del SIN

Para la expansión de la red del SIN, son factibles las siguientes opciones:

- a) conexiones a nivel 1 de las redes del SDL (densificación)
- b) conexiones a nivel 2 de las redes del SDL (intensificación)

A continuación, se explica el proceso para estimar la expansión de red del SDL. Este inicia con la estimación de la distancia entre cada sitio y el transformador más cercano, luego se cuantifica la expansión de la red a partir de las unidades constructivas de la resolución CREG 015 de 2018; calculando, por último, el costo unitario (\$/kWh) y el costo por vivienda, indicadores que serán objeto de comparación con las otras alternativas mencionadas.

### 2.4.1 Estimación de distancias entre sitios y transformadores

#### 2.4.1.1 Creación de la capa geográfica de restricciones

A partir del modelo digital de elevación – DEM (por sus siglas en inglés) en formato *raster*<sup>8</sup> y las capas de vías y drenajes doble y sencillo que se encuentran en formato vectorial<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> **Raster:** Un formato de archivo que representa datos espaciales como una malla de píxeles o celdas rectangulares, donde cada celda representa un valor de un atributo específico en un punto geográfico determinado. Los formatos raster incluyen archivos como TIFF, JPEG, BMP y otros, y se utilizan para representar datos como imágenes satelitales, fotografías aéreas, modelos digitales de elevación, mapas de temperatura, entre otros. Los datos raster son muy útiles para análisis cuantitativos, como análisis de superficie y modelado hidrológico.

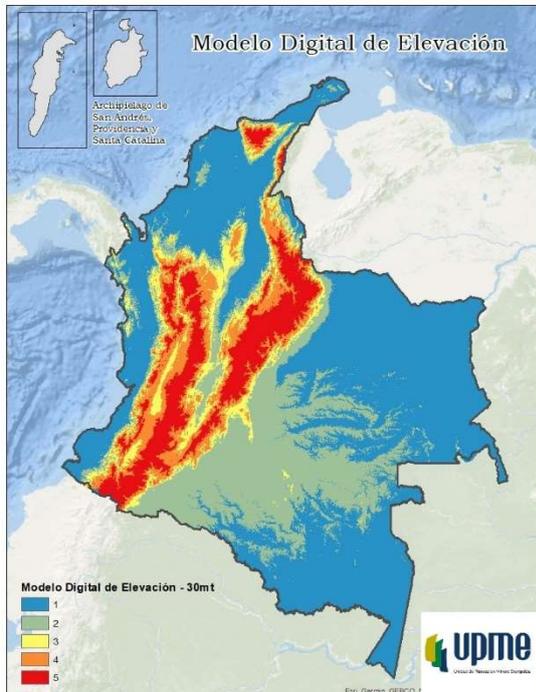
<sup>9</sup> **Vectorial:** representa datos espaciales como elementos geométricos discretos, como puntos, líneas y polígonos. Cada elemento vectorial se define por una serie de coordenadas (x, y) que lo ubican en el espacio. Los formatos vectoriales incluyen

(shapefile) cuya fuente fue el IGAC, se realizó un análisis multicriterio para lograr, a partir de análisis espacial, conseguir las rutas de menor costo. El proceso inicia con la conversión de dichas capas en formato vectorial a formato *raster*, posteriormente se reclasifican las capas donde los pixeles se valoran según la naturaleza de la capa como se presenta en la Tabla 2-2. Para cada capa se define la escala que mejor represente la información en valores desde el 1; el cero (0) representara los pixeles en donde hay ausencia de información.

Tabla 2-2. Reclasificación de capas usadas en el análisis multicriterio

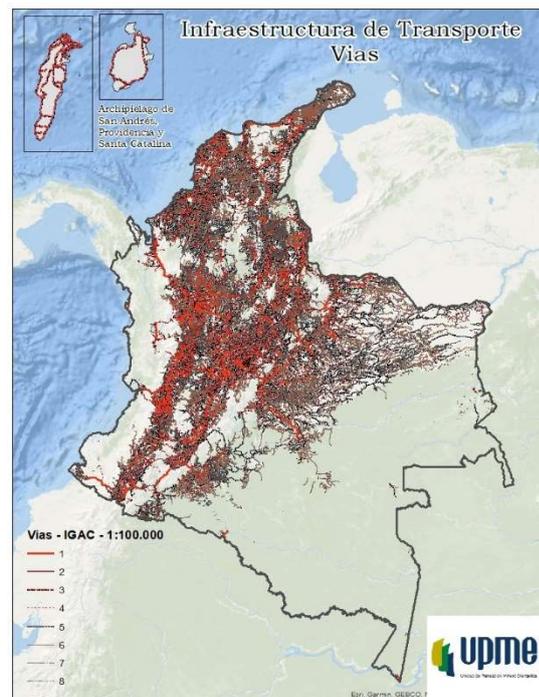
### Reclasificación DEM 30 metros

- Valor 1 = < 500 metros
- Valor 2 = 500 – 1.000 metros
- Valor 3 = 1.000 – 1.500 metros
- Valor 4 = 1.500 – 2.000 metros
- Valor 5 = > 2.000 metros



### Reclasificación Vías

- Valor 0 = Sin información
- Valor 1 = Pavimentada 2 o más carriles
- Valor 2 = Sin Pavimentar 2 o más carriles
- Valor 3 = Pavimentada Angosta
- Valor 4 = Sin Pavimentar Angosta
- Valor 5 = Sin Pavimentar
- Valor 6 = Sin Afirmar o Trocha
- Valor 7 = Camino o sendero
- Valor 8 = Camino Urbano



archivos como shapefiles, KML, GML y otros, y se utilizan para representar datos como carreteras, ríos, límites políticos, áreas urbanas, entre otros. Los datos vectoriales son muy útiles para análisis cualitativos, como análisis de proximidad y modelado de redes.

### Reclasificación Drenaje Doble

- Valor 1 = Ríos Caudalosos
- Valor 2 = Otros cuerpos de agua
- Valor 3 = Sin información



### Reclasificación Drenaje sencillo

- Valor 0 = Sin información
- Valor 1 = Drenaje permanente o Intermitente



Posteriormente, se asigna la restricción para cada valor asignado en la reclasificación. Estas restricciones están asociadas al costo de trazar rutas, por lo que se evita al máximo tomar esas áreas. Para el modelo propuesto por la UPME, nueve (9) es una restricción más alta y uno (1) una restricción más baja. Después se determina el porcentaje de relevancia, el cual está asociado al nivel de importancia que tiene cada capa dentro del modelo. En la Figura 2, se muestran los valores de las restricciones asociadas a cada uno de los criterios, así como su relevancia en porcentaje. Por ejemplo, para esta metodología el criterio vías con el 40 % tiene más peso que el criterio drenaje sencillo el cual representa un 10 %.

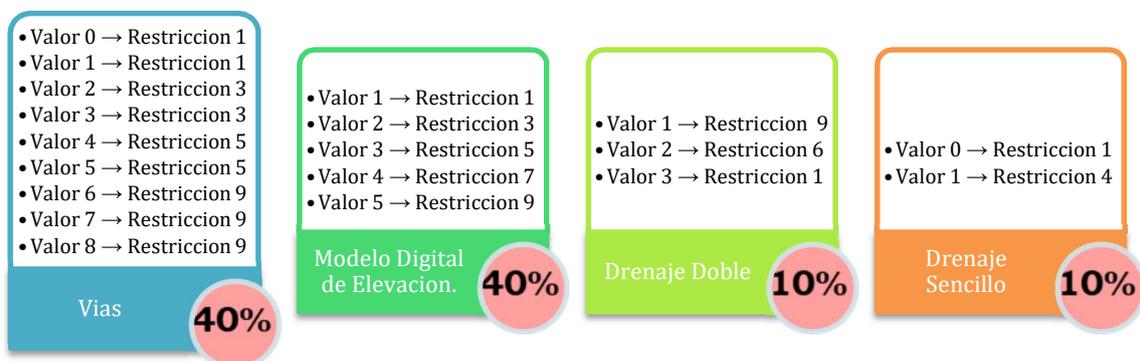


Figura 2. Restricciones y relevancia del análisis multicriterio

Por medio del álgebra de mapas<sup>10</sup>, se realiza la ponderación de cada píxel, es decir, se multiplica los valores de celda de cada capa de entrada por su peso de importancia y luego se suman los valores de cada celda resultante, produciendo un raster de salida. Así, la capa resultante muestra valores de 1 a 8, donde los valores altos indican costos de viaje más elevados. En la Figura 3 se presenta el mapa de la clasificación de las restricciones para expandir la red de distribución, en este caso los pixeles con un rojo más oscuro tienen las mayores restricciones para lograr la conexión entre un sitio y un transformador.

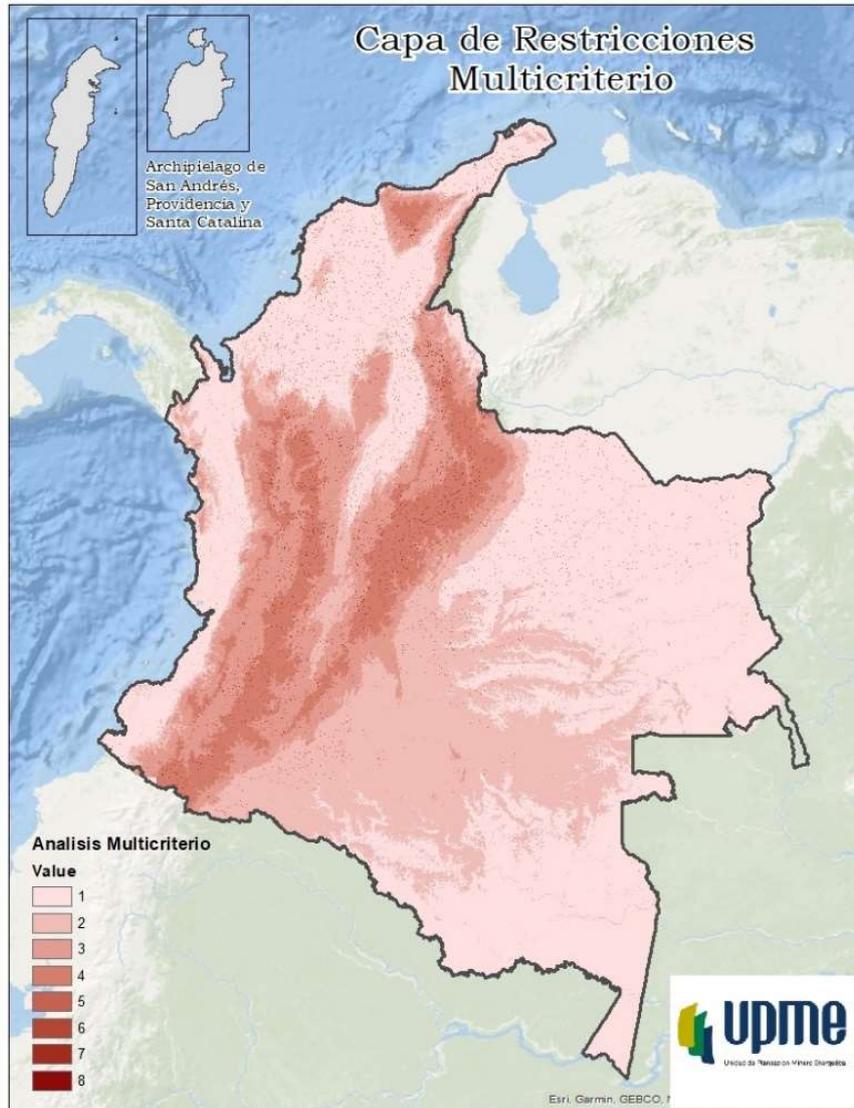


Figura 3. Capa de las restricciones para expandir la red de distribución

<sup>10</sup> **Álgebra de mapas:** el conjunto de técnicas y procedimientos que, operando sobre una o varias capas en formato raster, nos permite obtener información derivada, generalmente en forma de nuevas capas de datos. ([https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:vviA-d5uv2kj:https://volaya.github.io/libro-sig/chapters/Algebra\\_de\\_mapas.html+&cd=2&hl=es&ct=clnk&gl=co&client=firefox-b-d](https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:vviA-d5uv2kj:https://volaya.github.io/libro-sig/chapters/Algebra_de_mapas.html+&cd=2&hl=es&ct=clnk&gl=co&client=firefox-b-d))

### 2.4.1.2 Obtención de distancias entre transformadores y sitios

Utilizando la anterior capa de las restricciones y la capa de transformadores con geometría vectorial tipo punto, se genera la capa raster del costo de distancia. Es decir, se calcula el menor costo de distancia acumulativo para cada píxel desde el origen, que en este caso es el transformador, hasta cada uno de los Sitios UPME previamente espacializados. En la Figura 4, se presenta la superficie de costo resultante para el territorio nacional. En las zonas donde no hay transformadores generalmente el costo es mayor.

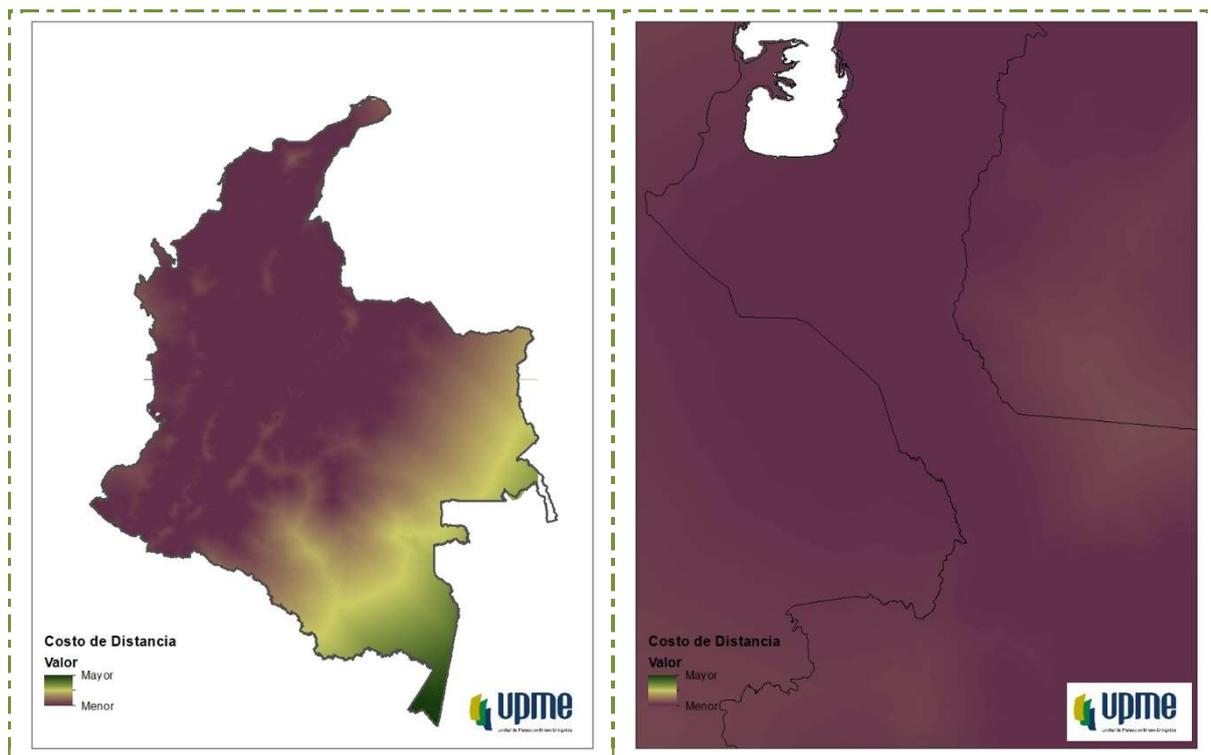


Figura 4. Costo de distancia

Con la capa de costo de distancia y la capa de transformadores, se relaciona el menor costo acumulativo píxel a píxel desde el origen (transformador) a destino (sitios). Los valores cero representan las áreas en las cuales el costo de distancia acumulativa es bajo, sin embargo, nótese en la imagen que, a nivel nacional, la región central pareciera tener costos bajos, pero al mirar la imagen local se puede apreciar que en el centro del país existen áreas donde el costo supera el nivel 5, como se presenta en la Figura 5, lo cual se debe principalmente a condiciones geográficas de la región y vías de acceso.

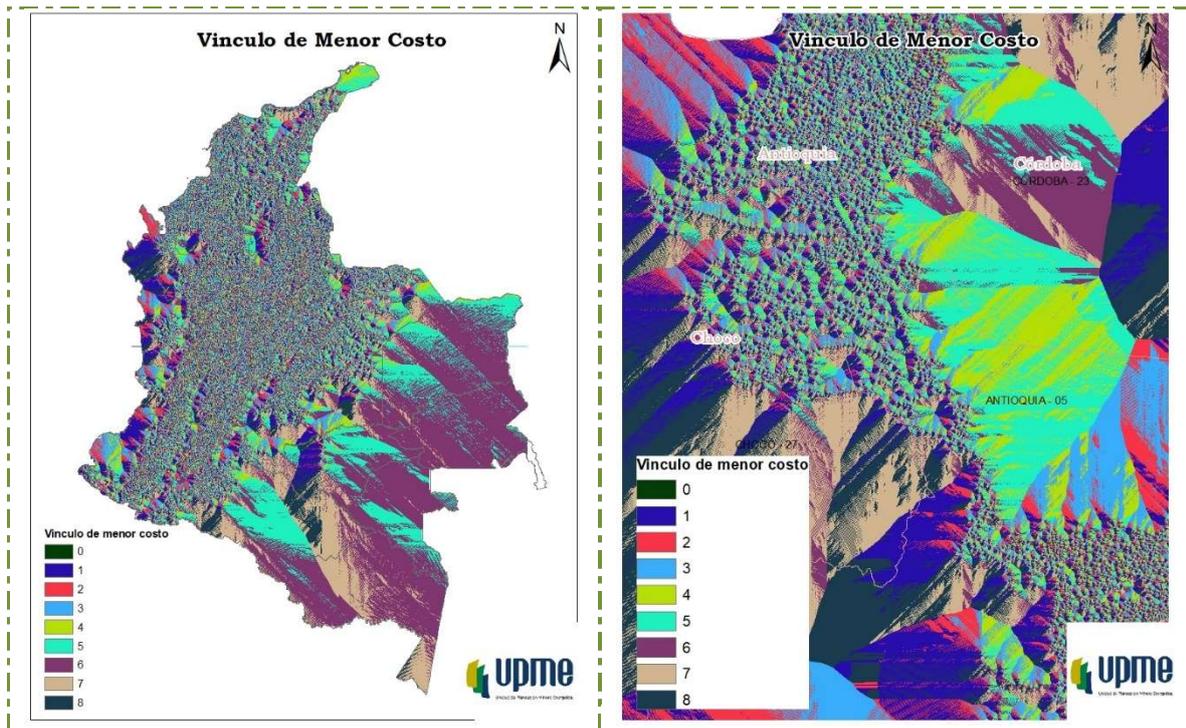


Figura 5. Relación de menor costo Nacional y local

Utilizando las capas con el costo de distancia y el raster de menor costo se genera la ruta de menor costo, produciéndose un raster de salida que registra las rutas óptimas desde las celdas de origen (transformadores) hacia los sitios con necesidad del servicio (Sitio UPME). El resultado se representa en la Figura 6, la cual muestra las rutas posibles en todo el territorio nacional.

Por otra parte, en las zonas con alta densidad de transformadores, se producen algunas distancias cortas de conexión que preliminarmente pueden deducirse como “interconectables”. Sin embargo, el análisis de costo indicará cual será la opción más conveniente. Este ejercicio es únicamente para estimar costos indicativos, los cuales deberán constatarse siempre con el diseño de la red.

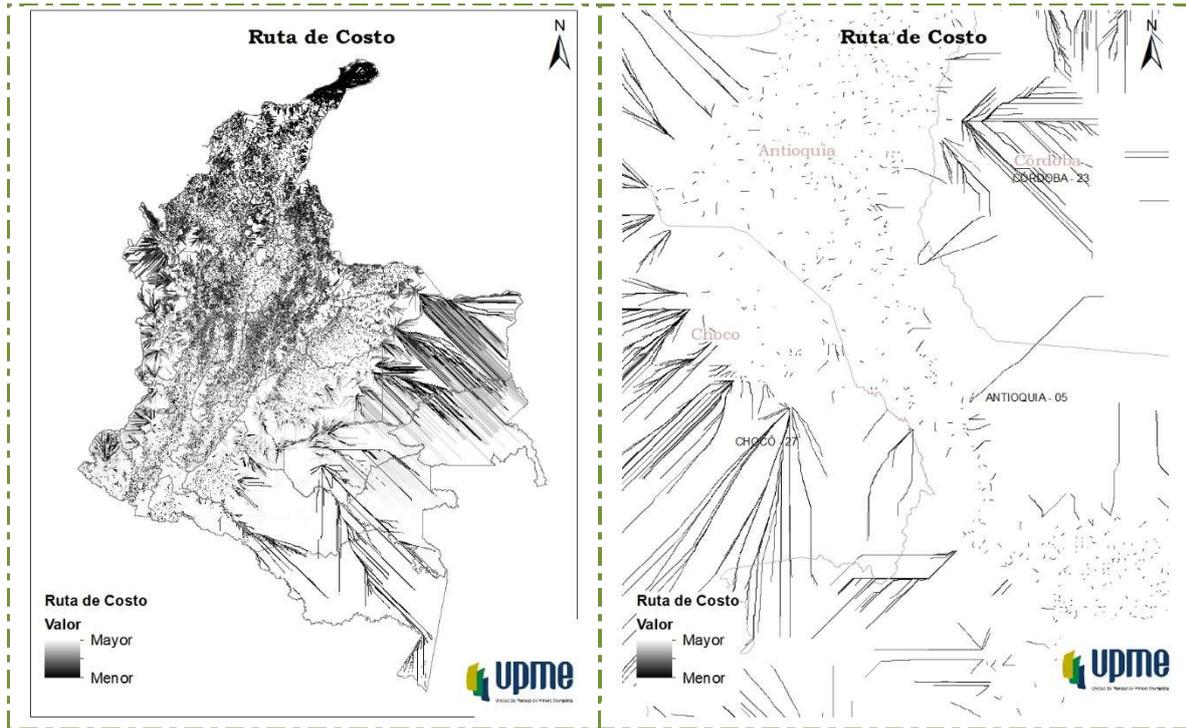


Figura 6. Ruta de menor costo Nacional y local

Como la capa de ruta está en formato *raster*, es necesario reclasificarla y convertirla en una capa tipo línea, la cual se relacionará con los Sitios UPME y transformadores. En la Figura 7 se muestran los resultados de las líneas de conexión con su respectiva relación de Sitio UPME-Transformador.

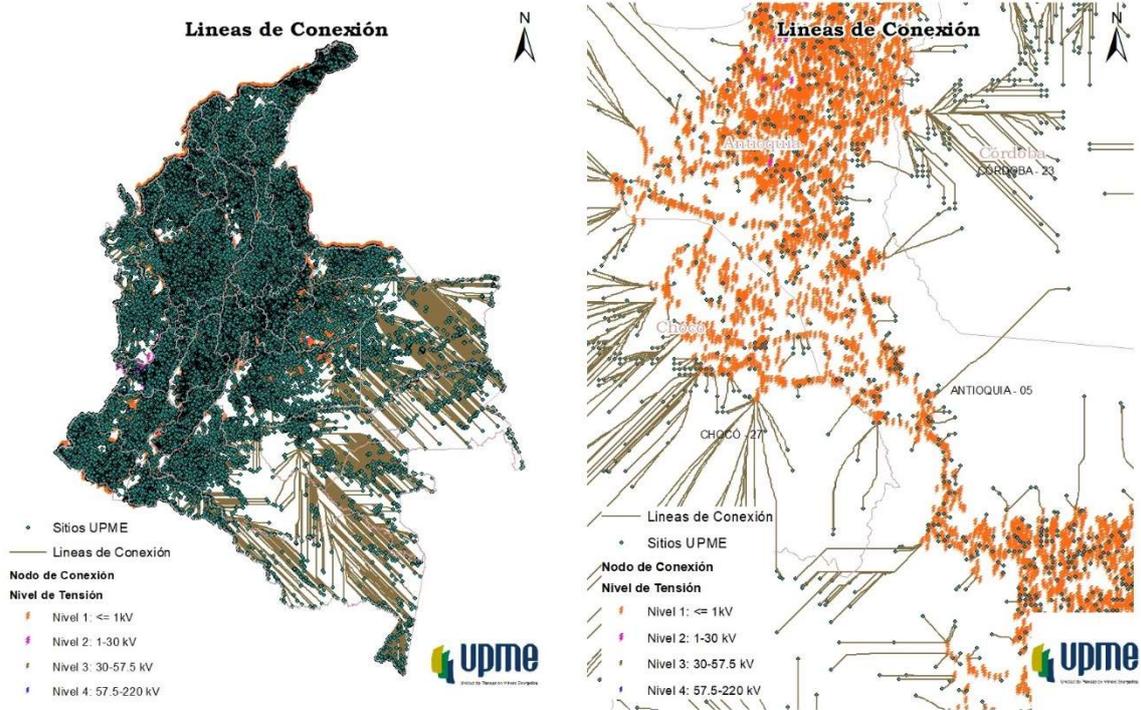


Figura 7. Líneas de conexión resultantes entre Sitio y Transformador

Cuando la herramienta de modelación no permitió encontrar la relación para calcular la distancia, se calcula en línea recta desde un Sitio UPME hasta el transformador más cercano, sin tener en cuenta aspectos geográficos de la zona utilizando la función *NEAR*.

Se observa en la Figura 7 que regiones como el Amazonas, Orinoquía y Pacífico presentan líneas de conexión con longitudes muy grandes, esto debido a la disposición de la infraestructura existente; por lo tanto, al hacer el análisis de alternativas estas son descartadas debido a sus elevados costos y a su inviabilidad técnica y ambiental.

### 2.4.1.3 Estimación de la expansión de red de distribución

Para efectos de estimar el costo de la interconexión en este Plan, se ha considerado un diseño básico radial conectado desde el transformador más cercano, como el que se muestra en la Figura 8, a partir del cual se ha estimado el costo de la red de distribución necesaria para prestar el servicio de energía a los Sitios UPME identificados con déficit de este servicio. Siendo el Plan un ejercicio netamente indicativo, este no sustituye la obligación de parte del OR o del formulador de un proyecto para realizar los análisis técnicos y el diseño de detalle propio de cada proyecto.

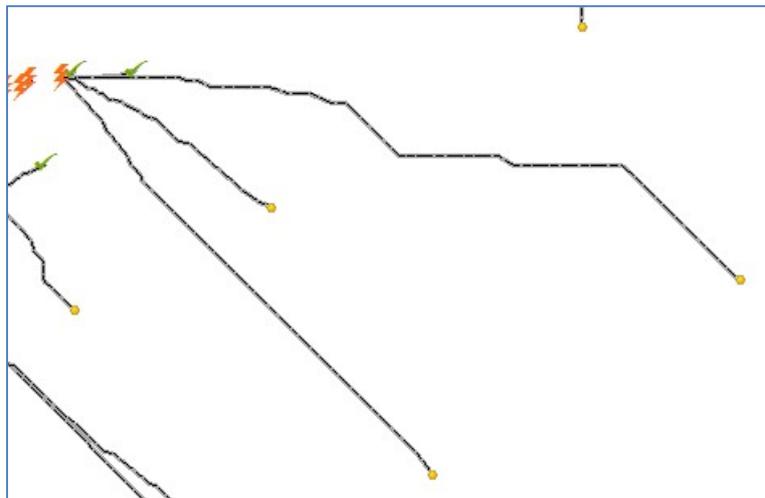


Figura 8. Esquema diseño de red radial para a expansión del SDL

Inicialmente, con la ubicación de la demanda (Sitios con viviendas sin servicio) y la oferta (transformadores de la red eléctrica de distribución) se estimaron las distancias desde cada Sitio UPME al transformador más cercano como se explicó en el numeral anterior, definiendo la distancia para cada Sitio UPME a electrificar en configuración radial, lo cual puede ser diferente en costos a topologías de sistemas enmallados que pueda diseñar el OR de la región donde se tiene posibilidad de conectar al usuario.

Para cuantificar la extensión de la red, se utilizaron los costos de Unidades Constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018 indexados con el IPP<sup>11</sup> a diciembre de 2020 (IPP 2017:

<sup>11</sup> 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

113,41, IPP 2020: 124,38, Factor de indexación:  $IPP\ 2020 / IPP2017 = 1.0967$ ), conforme se muestra en la Tabla 2-3, en donde se incluye el material, el transporte y la instalación. Se debe tener presente que el costo real de la extensión de la red puede variar sustancialmente de las estimadas en este análisis, dependiendo de varios factores como la distancia real al punto de conexión, de su configuración de red, de las normas técnicas propias de cada OR y, por supuesto, de la demanda a atender.

*Tabla 2-3. Costo de las Unidades Constructivas*

UC	Descripción	2020
N2L81	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	\$ 13.540.955
N2L75	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	\$ 6.612.004
N2L73	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - suspensión	\$ 5.828.961
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	\$ 296.109
N1L120	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 4	\$ 6.321.159
N1L121	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 2	\$ 8.980.876
N1P62	Poste de concreto -10 m - rural- suspensión - red trenzada	\$ 1.005.674
N1P92	Poste de metálico - 10 m - rural- retención - red trenzada	\$ 2.002.574
N102	Sistema de puesta a tierra	\$ 168.936
N1T38	Transformador Aéreo Monofásico rural de 5 kVA	\$ 6.205.129
N1T40	Transformador Aéreo Monofásico rural de 10 kVA	\$ 7.082.489
N1T41	Transformador Aéreo Monofásico rural de 15 kVA	\$ 7.520.072
N1T42	Transformador Aéreo Monofásico rural de 25 kVA	\$ 7.958.752
N1T44	Transformador Aéreo Monofásico rural de 50 kVA	\$ 8.125.000

A partir de los cálculos de distancia explicados en el numeral 2.4.1 y de las Unidades Constructivas, se procedió a calcular los costos de la expansión de distribución para ampliar la cobertura, los cuales incluyen:

1. Costo de la línea de distribución de media tensión.
2. Costo de la línea de distribución de baja tensión.
3. Costo del transformador Media Tensión a Baja Tensión MT/BT.

Los costos estimados para la red de baja tensión y transformadores serán utilizados para cuantificar también los sistemas por fuera de la red, es decir para las microrredes / comunidades energéticas que se relacionaran en el numeral 2.5.5.

De otra parte, para cuantificar las cantidades de red necesarias para interconectar los sitios, se consideró que el valor de kilómetro de red de media tensión es equivalente a la distancia del Sitio al transformador más cercano, y para baja tensión se asumió el valor promedio de dispersión histórico de los proyectos FAER presentados ante la UPME, como se indica en la Tabla 2-4.

---

GREG 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.

Tabla 2-4. Promedio de dispersión en baja tensión BT.

Empresa	Promedio de Metros Red BT/Usu	Promedio de Postes/Km de MT	Promedio de Postes/Km Red BT
DISPAC	37.56	2.48	7.60
EPM	122.15	2.96	6.83
ESSA	206.51	4.50	5.12
<b>Centro</b>	<b>122.07</b>	<b>4</b>	<b>7</b>
CEDENAR	207.02	5.88	9.45
CEO	146.59	6.01	7.89
EPSA	134.00	4.11	9.32
<b>Occidente</b>	<b>162.54</b>	<b>6</b>	<b>9</b>
ELECTROCAQUETA	128.34	8.09	10.38
EMSA	157.16	6.99	13.78
ENERCA	194.49	6.60	12.39
ENERGUAVIARE	400.68	4.26	5.36
EE Bajo Putumayo	106.58	2.91	13.88
<b>Sur</b>	<b>197.45</b>	<b>6</b>	<b>12</b>
ENELAR	392.71	4.36	5.79
ENEL	122.15	8.00	5.00
<b>Oriente</b>	<b>392.71</b>	<b>7</b>	<b>6</b>
ENERTOLIMA	200.33	8.00	9.26
ELECTRICARIBE	50.10	10.67	8.00
<b>ZNI</b>	<b>179.18</b>	<b>6.00</b>	<b>12.00</b>

Para el diseño básico de extensión de la red, se realizaron las siguientes consideraciones:

1. Se incluye el costo de la Unidad Constructiva (UC) de tierra para diseño típico - N2L137- en los apoyos de media tensión.
2. Se incluye el costo de la Unidad Constructiva (UC) de cable de guarda para diseño típico - N2L138.
3. Se incluye el costo de la Unidad Constructiva (UC) de puesta a tierra – N102 para aterrizar el neutro en baja tensión en el apoyo de ubicación del transformador y en todos los apoyos finales del circuito.
4. Si la distancia más cercana de un Sitio UPME es a un transformador del nivel 2 o la distancia al transformador de nivel 1 supera los 600 metros, y la cantidad de viviendas

supera la capacidad disponible del transformador, se adiciona al costo de la solución el valor de la red de MT al transformador de nivel 2 cercano.

5. La cantidad promedio de apoyos para la red de Media Tensión y para la red de Baja Tensión, se estima de acuerdo con el histórico de proyectos viabilizados por la UPME presentados en la Tabla 2-4.
6. La demanda por usuario se define en 90kWh/mes para poblaciones ubicadas por debajo de los 1.000 m.s.n.m y 60kWh/mes para poblaciones ubicadas por encima de los 1.000 m.s.n.m. No obstante, estos valores deberán ser evaluados en cada proyecto conforme con las características socioeconómicas de la región y a las expectativas del nivel de servicio de los posibles beneficiarios.
7. De acuerdo con la demanda total de cada Sitio UPME, la cual depende de la altura sobre el nivel del mar de acuerdo con la consideración del numeral 2.2, se utiliza transformadores entre 5 a 50 kVA que sirven a múltiples usuarios en caso de estar agregados.

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

$$cExpRed = cRMT + cRBT$$

*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.

#### 2.4.1.4 Costo de la red de media tensión

Por medio del análisis geográfico se pueden identificar agrupaciones de viviendas, definir las extensiones de líneas de media tensión y calcular tanto los costos de las líneas de media tensión y de los transformadores, como el número de usuarios que pueden ser conectados a través de cada extensión de red desde el transformador de nivel 2 (media tensión). Esta modalidad se identifica como “intensificación” de la red existente<sup>12</sup>.

Para calcular la infraestructura del nivel 2 se estima la distancia a los transformadores de nivel de tensión 2 (Figura 9) y se define que los Sitios pueden ser interconectables al SIN en este nivel si están ubicados entre 600 m y 2 km y su costo por vivienda no supera el costo por vivienda de la solución individual.

---

<sup>12</sup> Estrategia para lograr el acceso universal del servicio eléctrico en áreas Rurales de Colombia. Banco Mundial – NRECA. 2018

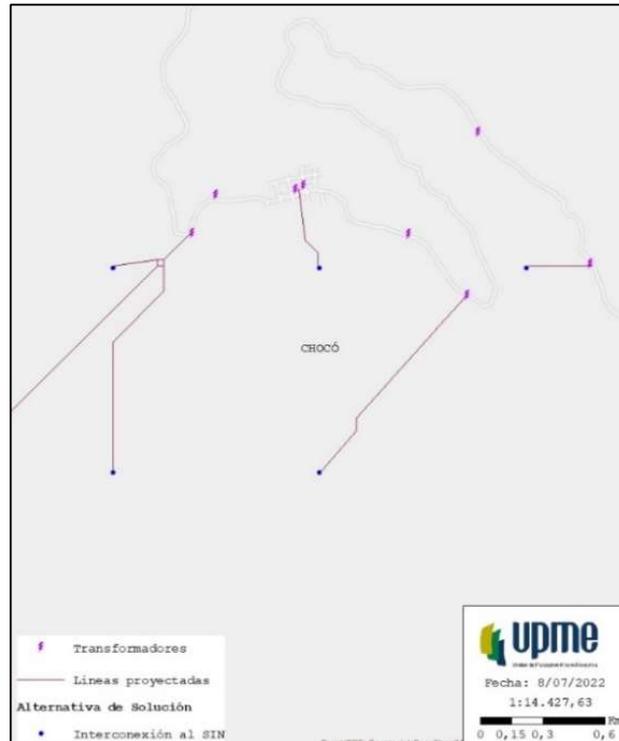


Figura 9. Ejemplo de los resultados de las distancias a transformadores de nivel de tensión 2.

El costo de la red de media tensión, incluye el costo de la línea, apoyos y tierras:

$$c_{RMT} = c_{LMT} + c_{ApoMT} + c_{TieMT}$$

*c<sub>LMT</sub>*: Costo de línea de media tensión = Costo de la UC N2I81 \* Longitud entre el Sitio UPME y el Transformador de nivel 2

*c<sub>ApoMT</sub>*: Costo de apoyos en media tensión

*c<sub>TieMT</sub>*: Costo de tierras en media tensión.

#### 2.4.1.5 Costo de la red de baja tensión

Con las distancias entre los Sitios UPME a los transformadores de las redes de nivel 1 (baja tensión) existentes, fue posible identificar los Sitios UPME en los cuales el costo de la instalación de transformadores y la extensión de la red de baja tensión es viable económicamente. En este grupo de viviendas se estimó la demanda para la instalación de un transformador de un tamaño mínimo de 5 kVA, definiendo preliminarmente la instalación de transformadores y la extensión de la red de baja tensión.

Para lograr los resultados de densificación<sup>13</sup>, a partir de la ubicación de los Sitios UPME y de la infraestructura eléctrica de nivel 1 se estimó el costo de la expansión de las redes y los transformadores de nivel 1 para cubrir los sitios más cercanos, a estos se les asignó un código para identificar el tipo de solución. Se presenta un ejemplo en la Figura 10 con la espacialización de los transformadores de nivel 1 en el departamento del Putumayo y en la

<sup>13</sup> Densificación: conexiones a nivel 1 de las redes del SDL. Estrategia para lograr el acceso universal del servicio eléctrico en áreas Rurales de Colombia. Banco Mundial – NRECA. 2018

Figura 11 con el mapa de las redes del nivel 1 reportadas por CEDENAR, el OR que atiende el departamento.

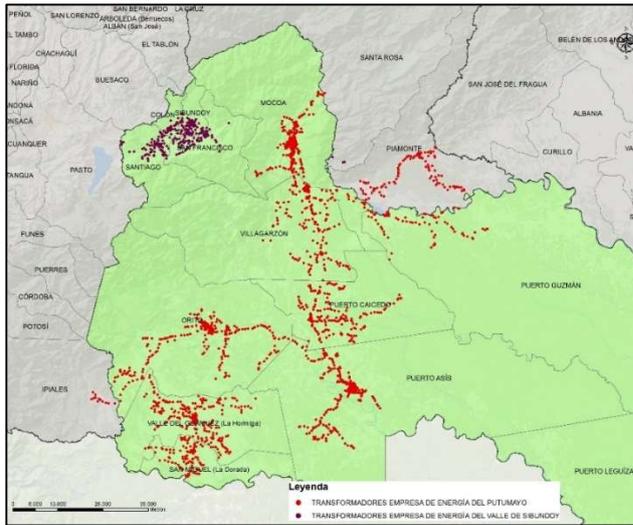


Figura 10. Mapa de transformadores de N1. Caso Putumayo.

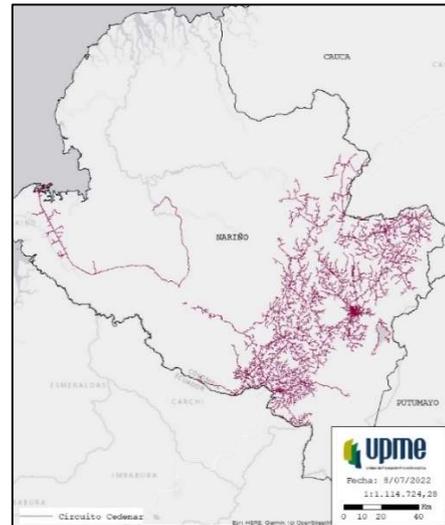


Figura 11. Mapa de las redes de nivel N1 - caso Cedenar

El costo de la red de baja tensión cRBT, está estimado como el costo de la línea, más el costo de apoyos, transformador y sistemas de puesta a tierra, como se muestra en la siguiente expresión.

$$cRBT = cLBT + cApoBT + cTrafBT + cTieBT$$

*cLBT*: Costo de línea de baja tensión = Costo de la UC N1L121 \* (Longitud entre el Sitio y el Transformador de nivel 1).

*cApoBT*: Costo de apoyos = *cApoBTretención* + *cApoBTsuspensión*

*cApoBTretención* = Costo UC N1P62 \* promedio entre postes de BT según Tabla 2-4.

*cApoBTsuspensión* = *cApoBTretención* / 3

*cTieBT*: Costo Tierras = *cApoBT* / 3

*cTrafBT*: Costo transformador = Costo UC N1T \* Carga Sitio / kVA trafo

#### 2.4.1.6 Costo operativo y mantenimiento para la extensión de redes de media y baja tensión.

El costo de operación y mantenimiento para la expansión de red se estimó a partir de los costos reconocidos para cada OR, donde posiblemente se interconecte el Sitio. En este sentido, en la Tabla 2-5 se relaciona los valores reconocidos del AOM para el nivel 2 y nivel 1, así como los componentes de costo unitario de cada OR y las pérdidas reconocidas por la CREG.

Operador de Red	G	T	D4	D3	D2	D1	Cv	Pr1	Rm	CU MAX \$/KWh	AOM	Cargo N1 AOM \$/KWh
AFINIA	212,33	31,34	28,30	35,45	21,68	56,56	87,49	40,48	27,35	540,98	0,05	9,90
AIR-E	212,28	31,34	28,30	35,45	21,68	56,56	88,68	40,45	25,54	540,28	0,05	9,90
CEDENAR	212,85	31,34		70,29	52,80	81,03	123,46	38,94	25,23	635,94	0,02	8,02
CODENSA	215,24	31,34	27,02	78,71	23,60	64,13	55,10	46,39	21,33	562,87	0,05	9,26
CETSA	238,15	31,34		70,29	52,80	81,03	56,32	44,41	21,47	595,81	0,04	5,56
ENERTOLIMA	220,16	31,34	27,02	58,56	93,91	164,00	77,07	73,73	22,99	768,78	0,03	3,62
ELECTROHUILA	232,49	31,34	27,06	78,67	23,60	64,13	100,17	43,81	21,74	623,00	0,03	11,36
EMSA	227,59	31,33	27,03	60,23	62,46	68,42	75,01	42,98	23,90	618,95	0,03	6,16
ENELAR	208,81	31,34	0,09	105,64	23,58	63,79	83,84	39,85	29,58	586,52	0,02	7,98
ENERCA	220,71	31,34	27,03	60,23	62,47	68,42	59,58	41,83	31,28	602,89	0,03	13,33
EDEQ	216,17	31,34		57,91	80,64	72,44	71,91	46,61	20,88	597,89	0,05	15,03
ENERGUAVIARE	219,64	31,34	27,02	131,20	-42,76	45,09	120,90	41,63	25,28	599,32	0,04	3,03
EEP-CALDAS	217,76	31,34		57,98	80,62	72,77	18,06	46,27	22,26	547,06	0,03	8,49
EEPEREIRA	218,50	31,34	27,02	30,96	80,62	72,77	72,30	46,77	22,26	602,54	0,03	8,49
EMCALI	235,93	31,34		70,29	52,80	81,03	48,84	42,66	22,17	585,06	0,04	5,32
EPSA-CELSIA COLOMBIA	235,75	31,34	27,02	43,27	52,80	81,03	85,16	45,07	21,65	623,09	0,03	7,73
DISPAC	212,72	31,34			99,20	52,16	134,94	40,47	25,80	596,63	0,04	4,24
EMCARTAGO	218,31	31,34		70,29	52,80	81,03	51,06	79,44	22,26	606,53	0,02	11,39
EPM	216,46	31,34	27,02	30,96	80,62	72,77	50,32	48,64	21,42	579,55	0,04	7,51
EBSA	221,41	31,34	27,02	78,71	23,60	64,13	90,11	48,96	26,72	611,99	0,03	13,03
EEBP	211,14	31,34			149,73	68,42	89,97	40,19	22,32	613,11	0,02	2,84
EEPUTUMAYO	236,60	31,34		87,29	62,44	68,42	76,18	44,50	23,50	630,26	0,03	7,09
CENS	215,59	31,34	27,02	30,96	80,62	72,77	59,60	61,31	22,25	601,46	0,04	13,40
ESSA	216,75	31,34	26,92	31,05	80,62	72,76	59,88	50,28	23,10	592,71	0,04	18,49
CHEC	217,16	31,34	27,02	30,89	80,64	72,44	80,95	46,12	21,65	608,20	0,02	16,10
CEO	206,51	31,34	27,02	43,27	52,80	81,03	129,98	41,33	21,64	634,92	0,03	10,20
RUITOQUE	211,33	31,34		57,98	80,62	72,77	51,55	35,04	20,13	560,76	0,04	38,99
ELECTROCAQUETA	198,61	31,34	26,23	61,06	62,44	68,42	109,15	38,07	24,78	620,09	0,03	11,78

Tabla 2-5. Componentes del Costo Unitario por OR. 2020

El AOM para el nivel 2, se ha estimado como:

$$AOM_{n2} = InversiónN2 * VRCREG_{n2}$$

Y el AOM para el nivel 1:

$$AOM_{n1} = Da * VRCREG_{n1}$$

*Da: Demanda anual = VSS \* Dm<sub>s</sub> \* 24*

*VRCREG<sub>n1</sub>: Valor reconocido por la CREG para cada Operador de Red*

*Dm<sub>s</sub> = Demanda mensual de acuerdo con la altura en m. s. n. m.*

El costo medio por nivel de tensión de cada proyecto que identifica la conexión de un Sitio UPME a la red de distribución de un OR, se estima de la siguiente manera:

$$CMPn1 = \frac{CAE(Inversion_{n1}) + AOM_{n1}}{Da_{n1}}$$

$$CMPn2 = \frac{CAE(Inversion_{n2}) + AOM_{n2}}{Da_{n2}}$$

*CAE: costo anual equivalente de inversión, el cual se ha estimado con la tasa de retorno que, para la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, se definió mediante Resolución 016 de 2018 y modificada mediante Res. CREG 015/2019, para el año 2020 corresponde a 11.64% y 25 años de vida útil.*

#### 2.4.1.7 Costo unitario CU

El costo unitario CU está definido como:

$$CU \left[ \frac{\$}{kWh} \right] = G + T + D + Cv + Pr1 + Rm$$

*G: Costo de generación*

*T: Cargo Transporte Sistema de Transmisión Nacional*

*D: Cargo de Transporte Sistema de Distribución Local*

*Cv: Margen de Comercialización*

*Pr1: Costo de pérdidas nivel 1*

*Rm: Componente de restricciones*

Para cada proyecto se calcula un CU modificando las componentes de cargo de distribución del nivel 1 y/o del nivel 2, según sea el caso, por el costo medio calculado para cada proyecto identificado, tal y como se especifica en la siguiente ecuación:

$$D = D4 + D3 + CMPn2 + CMPn1$$

*D4: Cargo de distribución nivel 4*

*D3*: Cargo de distribución nivel 3

*CMPn2*: Costo medio del proyecto cercano al nivel 2

*CMPn1*: Costo medio del proyecto cercano al nivel 1

#### 2.4.1.8 Costo por Conexión

El costo por conexión es útil para comparar diferentes proyectos de extensión de la red. El costo por conexión (*cConex*) puede variar ampliamente dependiendo de diferentes factores, entre ellos la demanda a atender y la distancia al punto de conexión. Para efectos de este Plan se ha estimado como:

$$cConex_{SIN} = \frac{cExpRed}{VSS}$$

*cExpRed*: Costo de la inversión de la expansión de la red de distribución

*VSS*: Cantidad de viviendas sin servicio a beneficiarse

El costo total de un proyecto de extensión de la red y el costo por conexión son especialmente sensibles a la longitud de la línea de distribución. A medida que aumenta la longitud de la línea se requieren conductores y/o equipos que mantengan los niveles de tensión y que sean eficientes en el control de pérdidas técnicas y por fraudes. En este sentido, se prevé que es más favorable conectar comunidades que requieren líneas de distribución cortas, pues en términos de costos de infraestructura son más eficientes.

## 2.5 Soluciones aisladas del SIN

Los sistemas solares fotovoltaicos siguen siendo la tecnología más usada a nivel mundial en las soluciones de suministro de energía para zonas aisladas, tal y como lo expone la Agencia Internacional de la Energía en la actualización del mercado de energía renovable- Outlook 2021-2022<sup>14</sup>. En Colombia, la implementación de estos proyectos tecnológicos de base fotovoltaica no ha sido la excepción debido a los costos competitivos que la misma tendencia del mercado ha promovido y los beneficios tributarios otorgados por la Ley 1715 de 2014, sumándosele a esto su geo posicionamiento y favorable índice de radiación solar que hace que estos proyectos tengan mayor relevancia frente a otras tecnologías de generación a partir de fuentes renovables. Por lo expuesto anteriormente, el presente Plan considera escenarios basados principalmente en el uso de sistemas solares fotovoltaicos, sin desconocer el potencial de otras tecnologías, como las pequeñas turbinas eólicas, las PCH, biomasa, entre otras, para el suministro de energía en las ZNI.

Las microrredes / comunidades energéticas y los sistemas fotovoltaicos individuales son opciones que ofrecen diferentes niveles de servicio al consumidor. En el caso de las microrredes / comunidades energéticas, el servicio se suministra con una o más fuentes aisladas a través de una red de distribución. El sistema de generación deberá tener la capacidad suficiente para abastecer la demanda residencial y no residencial que pueda existir

<sup>14</sup><https://iea.blob.core.windows.net/assets/18a6041d-bf13-4667-a4c2-8fc008974008/RenewableEnergyMarketUpdate-Outlookfor2021and2022.pdf> (Fecha de consulta: junio 2021)

en las comunidades<sup>15</sup>. Como las microrredes / comunidades energéticas pueden estar diseñadas para suministrar energía eléctrica a través de una red de baja tensión y en corriente alterna, en el futuro podría llegar a interconectarse a las redes de media tensión. Las microrredes / comunidades energéticas son una opción adecuada cuando se puede justificar el costo de inversión por la posibilidad de usar la energía en aplicaciones productivas. En contraste, los sistemas fotovoltaicos individuales pueden estar dimensionados para ofrecer un servicio de menor nivel, en términos de confiabilidad y disponibilidad.

Los paneles solares fotovoltaicos generan energía en corriente continua, que permiten dos opciones: conectar iluminación y electrodomésticos de forma apta para este tipo de corriente o incluir en el diseño un convertidor a corriente alterna. Igualmente, se puede dimensionar el sistema para una carga básica que comprenda solo iluminación, radio y recarga para teléfono celular o diseñar sistemas solares de mayor capacidad que permitan además el uso de televisores y otros electrodomésticos pequeños. Para llegar a brindar también refrigeración o cargas eléctricas similares, implica incluir en el diseño de la solución baterías para el almacenamiento de energía.

Para estimar el costo de cada solución aislada, bien sea aislada individual fotovoltaica o microrred / comunidad energética, como parámetros de entrada para el presente Plan, se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos:

- a. Escala Radiación Solar: 2.5 a 7 kWh/m<sup>2</sup>/día con intervalos de 0.5 kWh/m<sup>2</sup>/día.
- b. Escala velocidad de viento: entre 0 a 14 m/s con intervalos de 1 m/s.
- c. Para el consumo de plantas a diésel, se tomó como base de datos los reportados por el SICOM en el mes de junio de 2020, asumiendo precios de diésel entre los U\$0,3 y U\$1,13 dólares por litro de combustible en escalas de U\$0,1 conformando así 63 grupos que representan el costo para todo el país. El rango de valores se diferencia para las zonas de frontera, las zonas de costa, la zona central del país, así como las zonas insulares. Para este último, debemos resaltar que los precios del combustible no solo son diferentes por las condiciones insulares sino por los sobrecostos en transporte y distribución del combustible.

### 2.5.1 Recurso Solar

De acuerdo con el Atlas de Radiación Solar (Figura 12) elaborado por IDEAM (2018), se observa que, para la geografía colombiana, la radiación promedio para la región caribe es cercana a los 5 kWh/m<sup>2</sup>; para la región de los llanos orientales promedia entre los 4.5 y 5 kWh/m<sup>2</sup>; para la región de la Amazonía entre los 4 y 4.5 kWh/m<sup>2</sup>; para la región andina entre los 3.5 y 4.5 kWh/m<sup>2</sup>; y para la región pacífica entre los 3.5 y 4 kWh/m<sup>2</sup>.

---

<sup>15</sup> Estrategia para lograr el acceso universal del servicio eléctrico en áreas Rurales de Colombia. Banco Mundial – NRECA. 2018

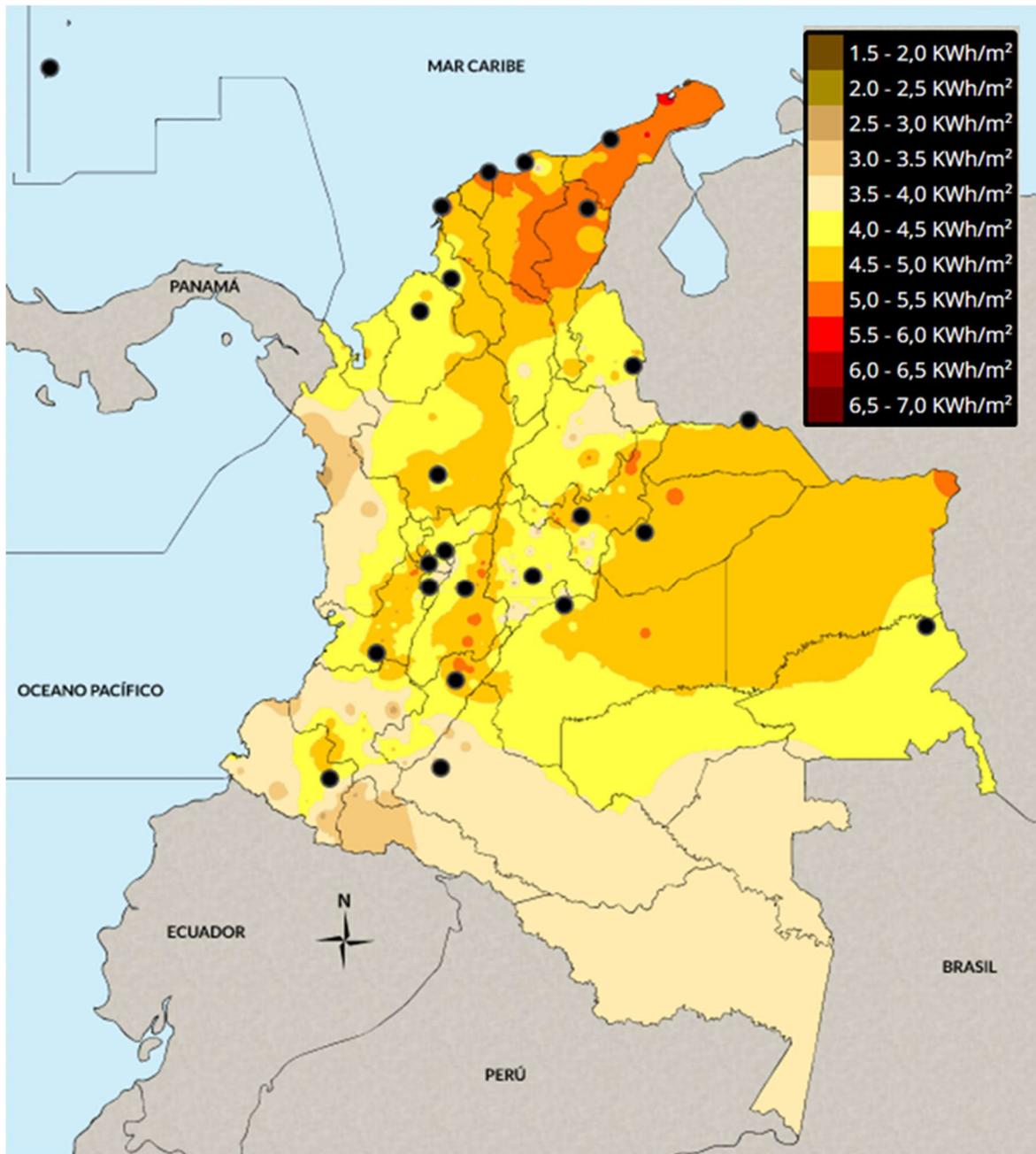


Figura 12. Radiación solar. Tomado de: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

Teniendo en cuenta la diversidad de alturas sobre el nivel del mar debido a las características geográficas de Colombia, se utilizó el mapa de la Figura 12, a fin de determinar el promedio multianual de la radiación solar de cada uno de los Sitios UPME, valores que se tradujeron en rangos probables para poder evaluar las posibles soluciones conforme con disponibilidad del recurso solar, y así determinar para cada solución la cantidad óptima de paneles, baterías e inversores.

### 2.5.2 Recurso Eólico

De acuerdo con el Atlas Eólico (Figura 13) elaborado por IDEAM (2018), usando la medición de datos a una altura promedio de 10m sobre el nivel del mar, para la gran mayoría del territorio nacional la velocidad del viento promedio entre los 3 y los 4 m/s, a excepción de la

costa atlántica que promedia una velocidad de viento de 7 m/s. Dicho mapa fue la fuente para reconocer en cada Sitio UPME el valor de la velocidad del viento que se emplea en la modelación de las soluciones.

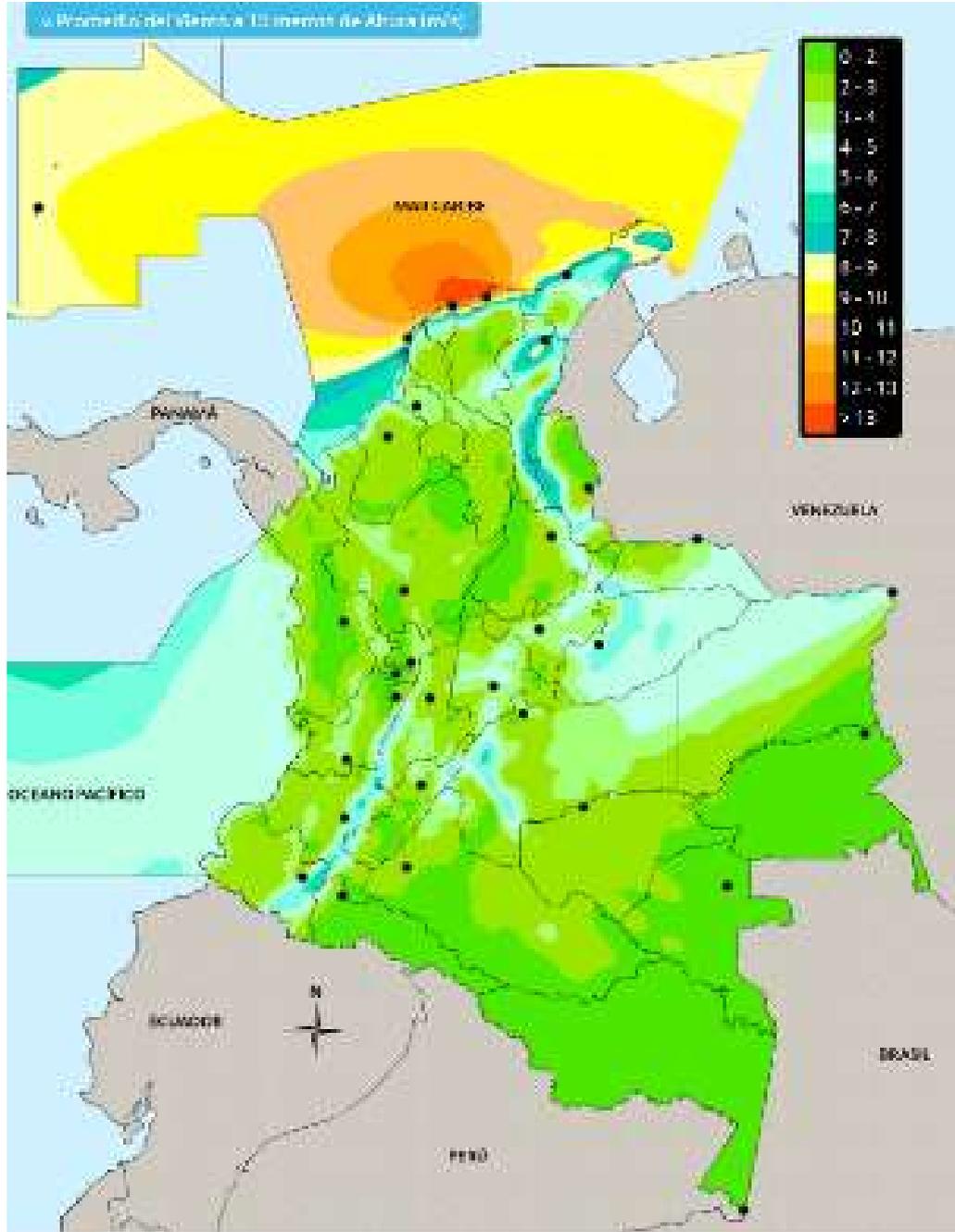


Figura 13. Velocidad del viento. Tomado de:  
<http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

### 2.5.3 Tasa representativa del mercado (TRM)

Para los resultados presentados en el presente Plan se utilizó como referencia una TRM de 3600 \$COP/dólar, considerando los datos históricos del Banco de la República y la tendencia de la divisa durante el periodo comprendido entre 2018 y 2020. A continuación, se relacionan las consideraciones de estas dos alternativas en el presente Plan.

### 2.5.4 Soluciones fotovoltaicas aisladas individuales

Considerando que los cambios tecnológicos han conllevado a mayor eficiencia en los equipos eléctricos disponibles actualmente, se prevé que las soluciones aisladas sean de menor potencia y, por ende, de menor costo de implementación. Se considera que estas tienen mayor viabilidad para poblaciones dispersas y eventualmente pueden requerir menores demandas energéticas para satisfacer usos básicos. En la Figura 14, se esquematiza los elementos que pueden llegar a conformar una solución aislada individual según lo concebido en el presente Plan.

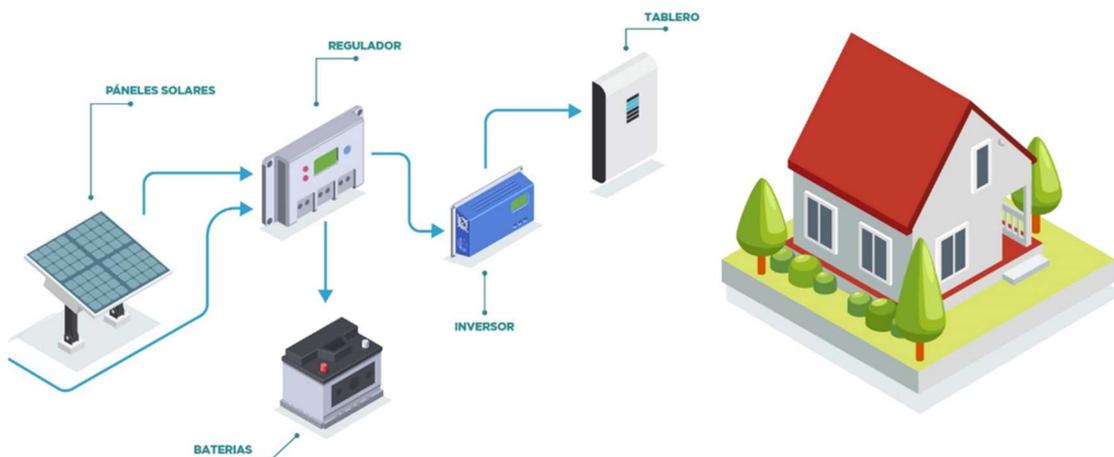


Figura 14. Esquema de solución fotovoltaica aislada individual

#### 2.5.4.1 Curva de carga

Como se mencionó en el numeral 2.2, para efectos de este Plan y con el fin de hacer comparables las alternativas que se están analizando, este tipo de solución se cuantificó para demandas de 60 y 90 kWh/mes de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar. Es decir, el nivel de servicio que se ofrecería con las soluciones aisladas individuales propuestas sería cercano al que registrarían los usuarios que se conecten a la red del sistema de distribución. Sin embargo, conforme con los recursos naturales disponibles, así como la definición de los lineamientos de política, se podría utilizar sistemas solares fotovoltaicos u otras soluciones tecnológicas de menor capacidad para las soluciones aisladas individuales, tal y como se analiza en el Anexo 2 disminuyendo de esta manera los recursos a invertir. No obstante, sería

resultado de la caracterización de cada uno de los potenciales usuarios del territorio beneficiario de las soluciones y de la formulación técnica de cada proyecto.

#### 2.5.4.2 Costo de generación

En el presente Plan se generaliza una solución tipo para la alternativa fotovoltaica individual aislada, tomando como referencia las especificaciones técnicas y costos de los proyectos presentados a la UPME mediante el mecanismo de incentivos y del Plan Todos Somos Pazcífico – PTSP. En la Tabla 2-6 se presentan los costos por unidad de los elementos usados para el análisis de este tipo de soluciones.

*Tabla 2-6. Características principales de los componentes para el análisis de soluciones aisladas individuales y sus costos por Unidad.*

Equipo	Características	Costo unitario [COP]
<b>Panel fotovoltaico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>Potencia Pico: 330Wp</i></li> <li>● <i>Dimensiones: 1698X1004X35 mm</i></li> <li>● <i>Tensión a Pot. Max.: 33.8 VDC</i></li> <li>● <i>Eficiencia del Módulo: 19.4%</i></li> </ul>	\$ 504.000
<b>Batería Estacionaria AGM</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>200 Ah, 12V DC</i></li> <li>● <i>Vida útil: 5 años</i></li> <li>● <i>Max. relación Carga: (A/Ah) =1</i></li> </ul>	\$ 1.522.629
<b>Inversor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>1 kW</i></li> <li>● <i>Eficiencia 98%</i></li> <li>● <i>MPPT integrada: 24V</i></li> </ul>	\$ 3.903.306
<b>Otros equipos, herramientas y transporte</b>	22% del costo total de los equipos (costos directos) <sup>16</sup>	
<b>Administración, imprevistos y utilidad</b>	33% del costo total de los equipos (costos directos) <sup>17</sup>	

<sup>16</sup> Información obtenida de proyectos presentados a fondos que evalúa UPME en los años 2018-2020: <http://www.upme.gov.co/Fondos/FondosAvanzada.aspx>

<sup>17</sup> Información obtenida de proyectos presentados a fondos que evalúa UPME en los años 2018-2020: <http://www.upme.gov.co/Fondos/FondosAvanzada.aspx>

### 2.5.4.3 Optimización de las soluciones

En la Figura 15 se presenta la configuración básica usada para la optimización de soluciones. El tipo de tecnologías consideradas en el proceso de optimización son: inversores, aerogeneradores, paneles solares fotovoltaicos y bancos de baterías. Lo anterior significa que la solución encontrada puede estar compuesta ya sea de solo una de las tecnologías contempladas o de una combinación de estas. De igual forma, la cantidad de cada uno de los elementos contemplados es encontrada por el software de optimización Homer Pro<sup>18</sup>; por ejemplo, la solución final puede tener 0, 1, 2 o más paneles fotovoltaicos dependiendo de la demanda y el potencial solar del Sitio UPME.

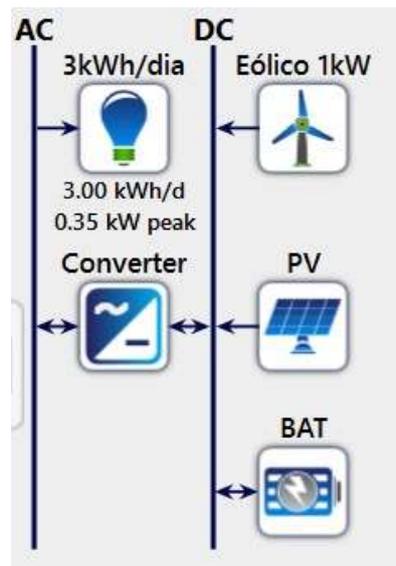


Figura 15. Esquema para la solución fotovoltaica aislada individual.

### 2.5.5 Microrredes aisladas

De acuerdo con el documento “Microrredes sostenibles en ZNI - Lineamientos Estratégicos”<sup>19</sup>, resultado de varios talleres con diferentes actores del sector y elaborado por Colombia Inteligente, las microrredes sostenibles se definen como un “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 y socioculturales”.

Las microrredes de generación-distribución no conectadas al SIN han sido utilizadas desde hace décadas para prestar el servicio en zonas donde la demanda total no justifica

<sup>18</sup> Mayor información sobre el modelo de optimización usado por Homer Pro puede ser consultada en <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.13/index.html>

<sup>19</sup> Colombia Inteligente. Microrredes sostenibles en ZNI - Lineamientos Estratégicos.

económicamente la extensión de la red eléctrica nacional. Sin embargo, la viabilidad de una solución tipo microrred depende en gran medida de la concentración de viviendas o de la existencia de otro tipo de demanda no residencial, con consumos de energía importantes. Por tanto, sería deseable que la solución con microrred pudiera incluir otras demandas como, por ejemplo, las asociadas a instituciones públicas (salud, educación, bombeo de agua, alumbrado público, entre otros) para lograr viabilizar la sostenibilidad a mediano plazo; sin embargo, esto no hace parte del alcance del presente Plan ya que sólo se considera cuantificar al aumento de la cobertura de energía eléctrica para potenciales usuarios residenciales y, consecuentemente, puede ser una de las razones por las cuales no es competitiva en este punto de análisis.

En Colombia, la mayoría de las microrredes existentes utilizan plantas de generación diésel<sup>20</sup>, permitiendo a los usuarios recibir un nivel de servicio equivalente al prestado a través del SIN, aunque a un costo mayor y con los efectos ambientales asociados a esta tecnología. Por medio del fondo FAZNI se han formulado proyectos híbridos (soluciones diésel con generación fotovoltaica), sin embargo, estos todavía representan un porcentaje bajo frente a proyectos con generación diésel<sup>21</sup>. Es decir que, si bien son una posible solución, no es una solución común aún.

En la Figura 16, se esquematizan los elementos para una solución con microrred aislada como se ha concebido en el presente Plan. En los siguientes numerales se enuncian las consideraciones para estimar el costo de esta alternativa.

---

<sup>20</sup> <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

<sup>21</sup> <https://ipse.gov.co/mapa-del-sito/proyectos-ipse/listado-proyectos/>

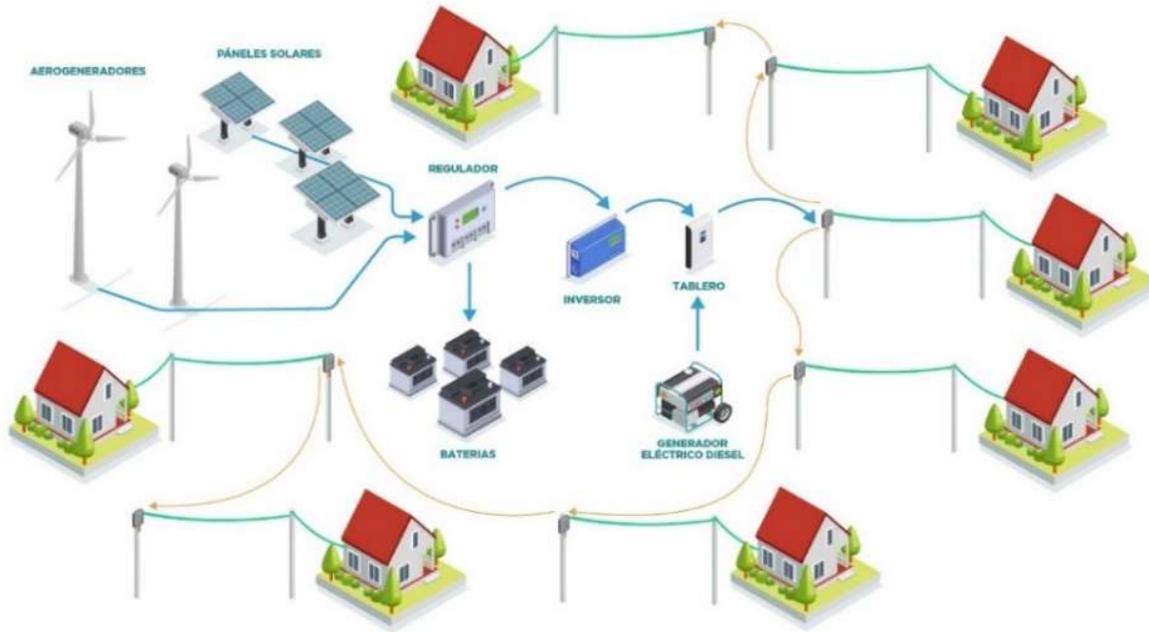


Figura 16. Esquema de solución de microrred aislada

#### 2.5.5.1 Curva de carga

Con base en un análisis estadístico del número de VSS por Sitio UPME, se determinaron cinco categorías con diferentes agrupaciones de viviendas: 25, 57, 113, 169 y 225. Para realizar la estimación de los costos de las microrredes en cada uno de los Sitios UPME, se trabajó haciendo uso del valor inmediatamente superior; por ejemplo, para un Sitio UPME que tuviese 100 viviendas sin servicio se asume el costo de una microrred de 113, es decir, se sobredimensiona la solución. Para determinar la curva base de carga para las microrredes se multiplicó el consumo de energía para un usuario, estimado en 90 kWh/mes, por el número total de usuarios, determinando así el consumo mensual para toda la microrred. Dado que en Colombia no se tienen estaciones tan marcadas como en otras latitudes, dicha curva de carga se utilizó para todos los meses del año bajo el supuesto de que los consumos mensuales pueden ser similares en todo el país. No obstante, en la formulación de un proyecto específico se debe validar la curva de carga de acuerdo con la demanda.

#### 2.5.5.2 Costo de generación

El costo por usuario varía en función del número de usuarios conectados a la microrred, que a su vez depende de la capacidad del sistema de generación requerido y éste a su vez del recurso natural existente. Para este Plan se incluyó el uso de paneles solares fotovoltaicos, baterías de AGM, aerogeneradores de pequeña escala, inversores y generadores diésel, todos estos equipos acordes con la carga a instalar y con las características mostradas en la Tabla 2-7.

Tabla 2-7. Características Principales de los componentes para el análisis de soluciones de microrred aislada y sus costos por unidad

Equipo	Características	Costo (COP)
Panel fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>Potencia Pico: 330Wp</i></li> <li>● <i>Dimensiones: 1698X1004X35 mm</i></li> <li>● <i>Tensión a Potencia Max.: 33.8Vdc</i></li> <li>● <i>Eficiencia del Módulo: 19.4%</i></li> </ul>	\$ 504.000
Batería Estacionaria AGM	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>200 Ah, 12V DC</i></li> <li>● <i>Vida útil: 5 años</i></li> <li>● <i>Max. relación Carga: (A/Ah) =1</i></li> </ul>	\$ 1.522.629
Inversor	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>1 kW</i></li> <li>● <i>Eficiencia 98%</i></li> <li>● <i>MPPT integrada: 24V</i></li> </ul>	\$ 3.903.306
Generador diésel	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>Potencia optimizada por el simulador</i></li> <li>● <i>Tensión 120VAC</i></li> <li>● <i>Frecuencia 60Hz</i></li> </ul>	\$6.058.800 (costo promedio de capital por kW)
Aerogenerador	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>Potencia base fija (ej. 3.3 kW para red 9 usuarios), número de equipos optimizada por el simulador</i></li> </ul>	\$26.924.400 (Ej. 9 usuarios)
Otros equipos, herramientas y transporte	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>22% del costo total de los equipos (costos directos)<sup>22</sup></i></li> </ul>	
Administración, imprevistos y utilidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <i>33% del costo total de los equipos (costos directos)<sup>23</sup></i></li> </ul>	

### 2.5.5.3 Costo de distribución

Para cuantificar las soluciones de microrred se utilizó además del costo de la generación, el diseño básico para la red de distribución de baja tensión, como se mencionó en el numeral 2.4.1.5, relacionado con el diseño de interconexión al SDL. Primero, porque no se dispone del detalle exacto de la ubicación de las viviendas y segundo porque depende de las normas técnicas que se apliquen en cada zona o de la regulación que se implemente para este tipo de soluciones.

<sup>22</sup> Información obtenida de proyectos presentados a fondos que evalúa la UPME en los años 2018-2020: <http://www.upme.gov.co/Fondos/FondosAvanzada.aspx>

<sup>23</sup> Información obtenida de proyectos presentados a fondos que evalúa la UPME en los años 2018-2020: <http://www.upme.gov.co/Fondos/FondosAvanzada.aspx>

#### 2.5.5.4 Optimización de las soluciones

En la

Figura 17 se muestra un ejemplo de la configuración usada para una microrred de 9 usuarios:

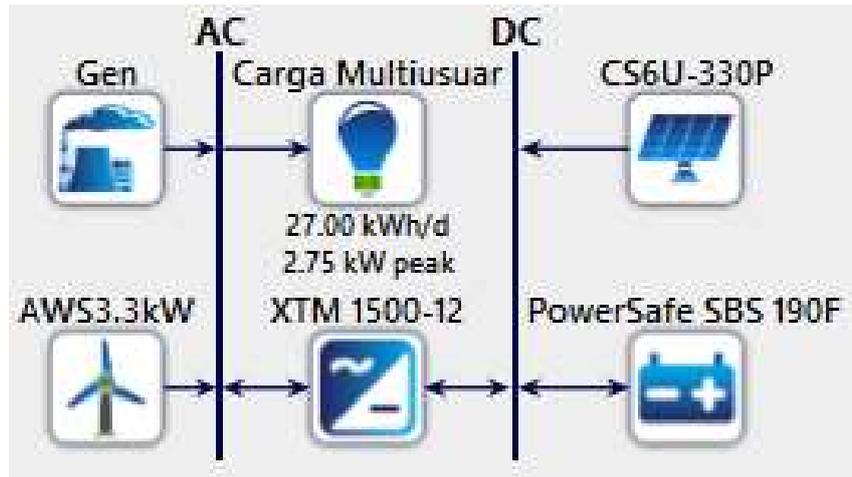


Figura 17. Ejemplo de la configuración del esquema para una microrred aislada de 9 usuarios

La potencia final y número de equipos tanto del generador diésel, del aerogenerador, baterías, inversores, así como de paneles a implementar en la solución costo eficiente, son determinados por el software de optimización. Como puede apreciarse se destacan dos barras de conexiones, una en AC y la otra en DC, cada una de las cuales conectará los equipos que componen el sistema híbrido: paneles fotovoltaicos, generador eólico, generador diésel, banco de baterías, inversor y carga a suplir.

## 2.6 Comparación de alternativas

Para comparar las diferentes opciones de energización se asoció al diseño técnico un análisis económico, como se muestra en el diagrama de la Figura 18.

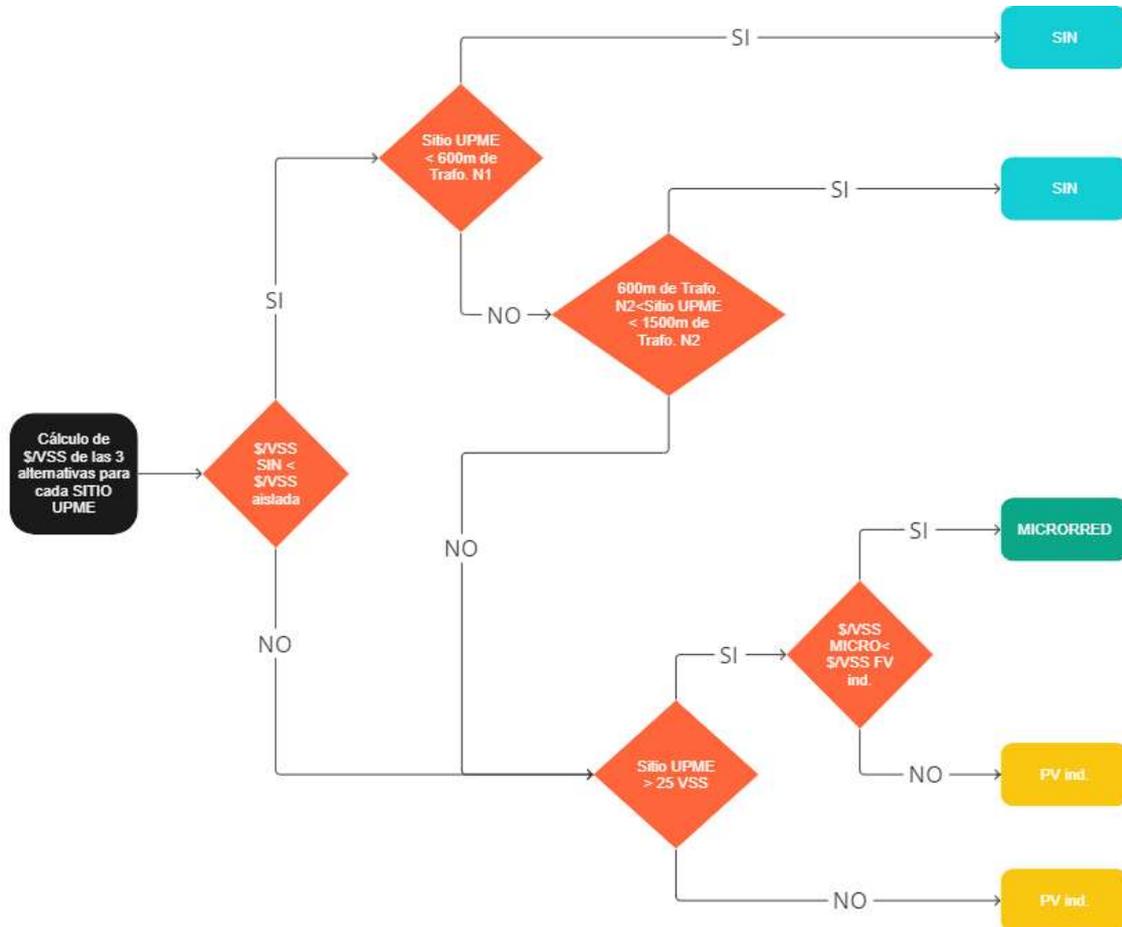


Figura 18. Diagrama de flujo del proceso de selección de alternativas de electrificación para cada Sitio UPME.

Para el caso de este Plan, la comparación se hace a partir de las restricciones técnicas por distancia a la red de distribución y el Costo por Vivienda sin Servicio (\$/VSS) de cada alternativa, así:

- a) Para la viabilidad de la interconexión al SIN se incluyen dos restricciones:
  - i) Que el Sitio UPME se encuentre a menos de 600 m del transformador del nivel 1 y su \$/VSS sea menor al \$/VSS de la solución aislada,
  - ii) Que el Sitio UPME se encuentre entre 600 m y 1.5 km del transformador del nivel 2 y su \$/VSS sea menor al \$/VSS de la solución aislada.

- b) Para el caso de las microrredes / comunidades energéticas, serán viables si cumplen las siguientes condiciones:
- i) El Sitio UPME se encuentra a menos de 1.5 km del transformador existente, supera las 25 VSS y su \$/VSS es menor que el \$/VSS de la interconexión.
  - ii) El Sitio UPME se encuentra a menos de 1.5 km del transformador existente, supera las 25 VSS y su \$/VSS es menor que el \$/VSS de la solución fotovoltaica individual aislada.
  - iii) El Sitio UPME se encuentre a más de 1.5km del transformador existente, supera las 25 VSS y su \$/VSS es menor al \$/VSS de la solución fotovoltaica individual aislada.
- c) Finalmente, la ampliación de servicio con soluciones fotovoltaicas aisladas individuales aplica cuando ninguna de las restricciones anteriormente mencionadas se cumple.

### 3. Resultados para lograr la universalización según nivel de análisis

El cálculo de la inversión necesaria para lograr la universalización del servicio, tiene como punto de partida la identificación de las Viviendas Sin Servicio de energía (VSS), siendo estas el residuo del cálculo del ICEE a 2018. Conforme con el documento Metodológico de Cálculo del Índice de Cobertura en Energía Eléctrica 2018 – UPME, se han identificado tres niveles de cobertura: municipal, departamental y nacional, los cuales presentan discrepancias debido fundamentalmente a la calidad de reporte de la información utilizada, tal y como se resume en la Tabla 3-1. Esto ocurre porque existen viviendas reportadas con servicio sin código de identificación municipal (DIVIPOLA) pero que podemos concluir se encuentran en un departamento o en el territorio nacional con base en información complementaria como, por ejemplo, el área de influencia del OR asociado.

*Tabla 3-1. Resultado del ICEE 2018*

Nivel	Viviendas Totales	Viviendas con servicio	ICEE	Viviendas sin servicio
Municipal	16.130.407	14.905.104	92,40%	1.225.303
Departamental	16.130.407	15.149.438	93,92%	980.969
Nacional	16.130.407	15.312.288	94,93%	818.119
Sitios UPME				486.637

Es importante señalar que los resultados del cálculo del Índice de Cobertura en Energía Eléctrica bajo la nueva metodología no son comparables con la metodología anterior. Por una parte, la anterior metodología tomó el número de viviendas totales en el territorio a partir de los resultados del Censo 2018 realizado por el DANE, mientras que la nueva metodología tiene como base las proyecciones del Censo 2018. Por otro lado, también se modificaron las reglas de asignación de las viviendas con servicio según la fuente de análisis; en la actual metodología, tienen prelación las cifras del SUI como fuente oficial y en segundo lugar los reportes que hacen los OR a la UPME.

Los cálculos de la inversión a nivel municipal y departamental se obtuvieron de escalar las soluciones que se pudieron identificar a partir de la ubicación espacial de las viviendas sin servicio, las cuales tienen fuente grilla UPME compuesta por resultados del CNPV 2018 y la ubicación de necesidades de suministro de energía eléctrica que han sido reportadas por los OR, el IPSE, y los proyectos que evalúa la UPME para acceder a los fondos públicos de financiación. La forma en la cual se consolidó la capa espacial que representa 486.637 viviendas sin servicio en más de 70 mil registros se amplía en el **Anexo 3**.

A continuación, se relacionan los resultados de las diferentes alternativas analizadas bajo la metodología que se presentó en el capítulo anterior de este documento para cada uno de los niveles referidos anteriormente.

### 3.1 Resultados de acuerdo con los puntos a nivel georreferenciado

La UPME, desde hace varios años, ha tenido el propósito de lograr identificar espacialmente las viviendas sin servicio (VSS), para lo cual desde el 2015 dispuso la herramienta Sitios UPME<sup>24</sup>. Esta herramienta se ha alimentado de diferentes fuentes de información, entre ellas, la información registrada en las solicitudes de fondos públicos de los proyectos que evalúa la UPME, la información provista por los OR, el IPSE, y algunas Entidades Territoriales que han atendido el llamado para reportar las necesidades del servicio.

Para 2018, con la oficialización del CNPV, el DANE entregó a la UPME puntos georreferenciados en polígonos de 1km por 1km (llamados grillas) de los resultados de la pregunta 19 del cuestionario censal: “¿La vivienda cuenta con servicios de energía eléctrica?”. Sin embargo, esta información es aplicable para viviendas que al momento de la recolección del CNPV contaban con personas presentes. Para el ejercicio del PIEC, la UPME decidió utilizar esta capa de grillas dado que el CNPV es la fuente oficial de población y viviendas, y complementarla con las otras fuentes referidas anteriormente, construyendo así la capa base de las VSS a nivel de SITIO, que agrupa las grillas provistas por el DANE y las demás fuentes.

A este nivel de desagregación, se presentan situaciones muy particulares:

- i) Se reflejan VSS a nivel de grilla que difieren con el resultado a nivel municipal que se realizó conforme con metodología de cálculo del ICEE.
- ii) Al ser una cuadrícula, no logra ser consistente con los límites municipales, lo que puede ocasionar discrepancia con el agregado municipal, pues se ha asignado el código del municipio al centroide de la grilla. Como se indicó anteriormente, los detalles de este ejercicio espacial se amplían en el Anexo 3.

Sobre esta capa que refleja 486.637 VSS espacializadas, se realizó el análisis de cercanía a la infraestructura eléctrica existente versus el análisis de instalar soluciones aisladas, a fin de determinar la alternativa viable que pueda atender tal demanda. Dicho análisis se amplía en la metodología descrita en el capítulo anterior, identificando para cada punto georreferenciado la mejor solución. Los resultados por alternativa se presentan en las Figuras 19, 20, 21.

---

<sup>24</sup> Página web desde la cual un usuario registrado puede incluir y actualizar información sobre las necesidades del servicio de energía eléctrica. Disponible en: <https://sig.upme.gov.co/SitiosUpme/>

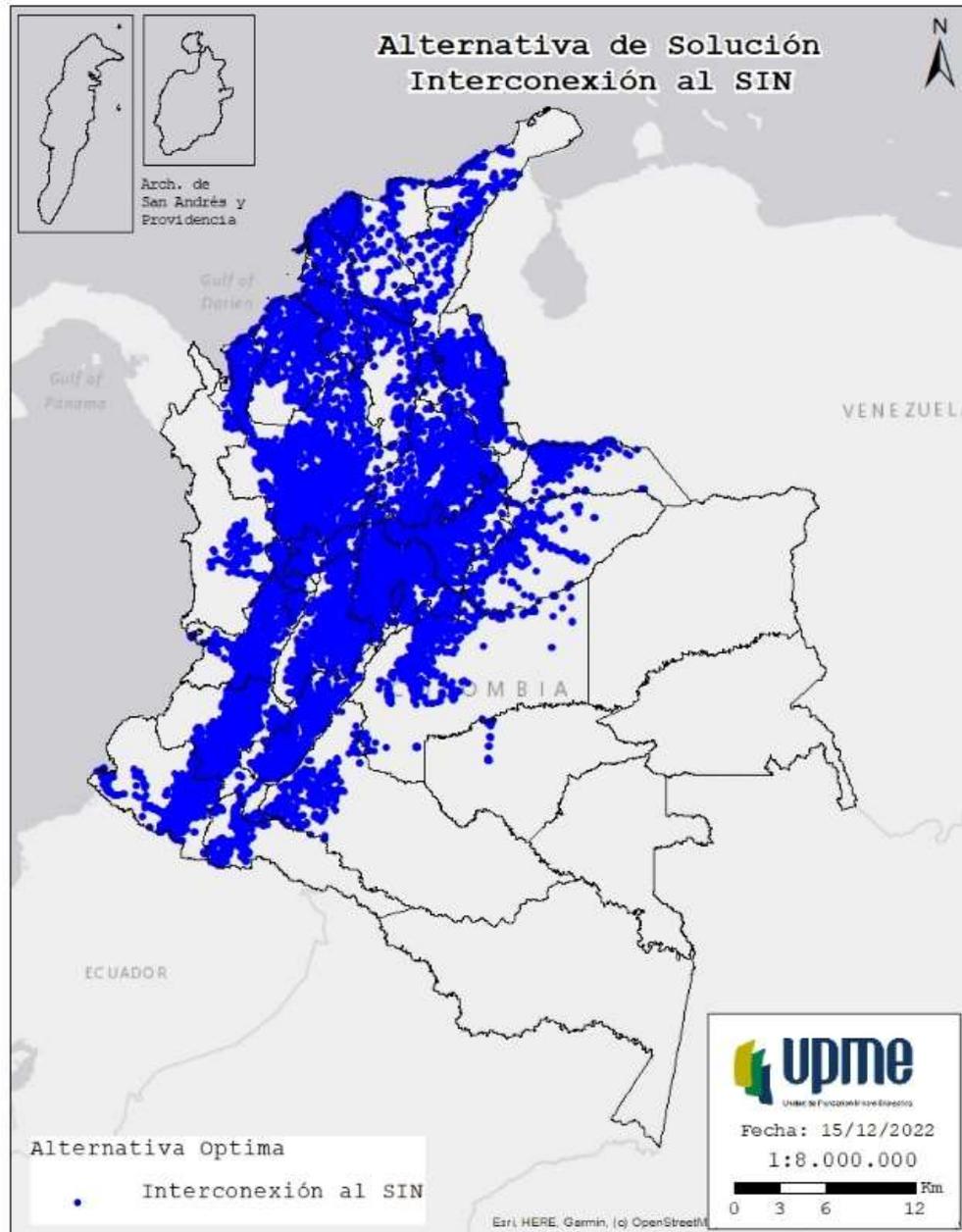


Figura 19. Sitios con expansión de SIN.

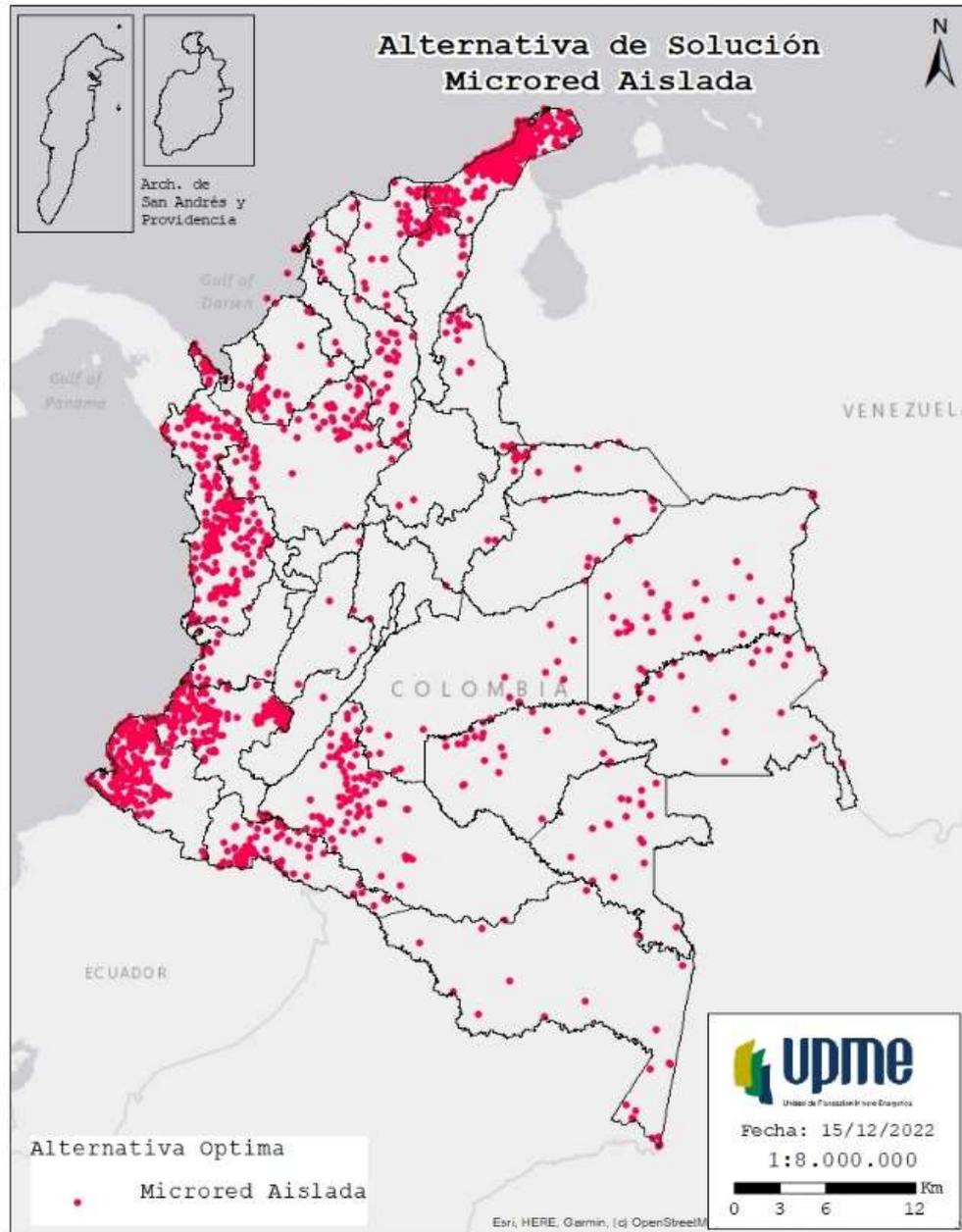


Figura 20. Sitios con soluciones de microrredes/comunidades energéticas.

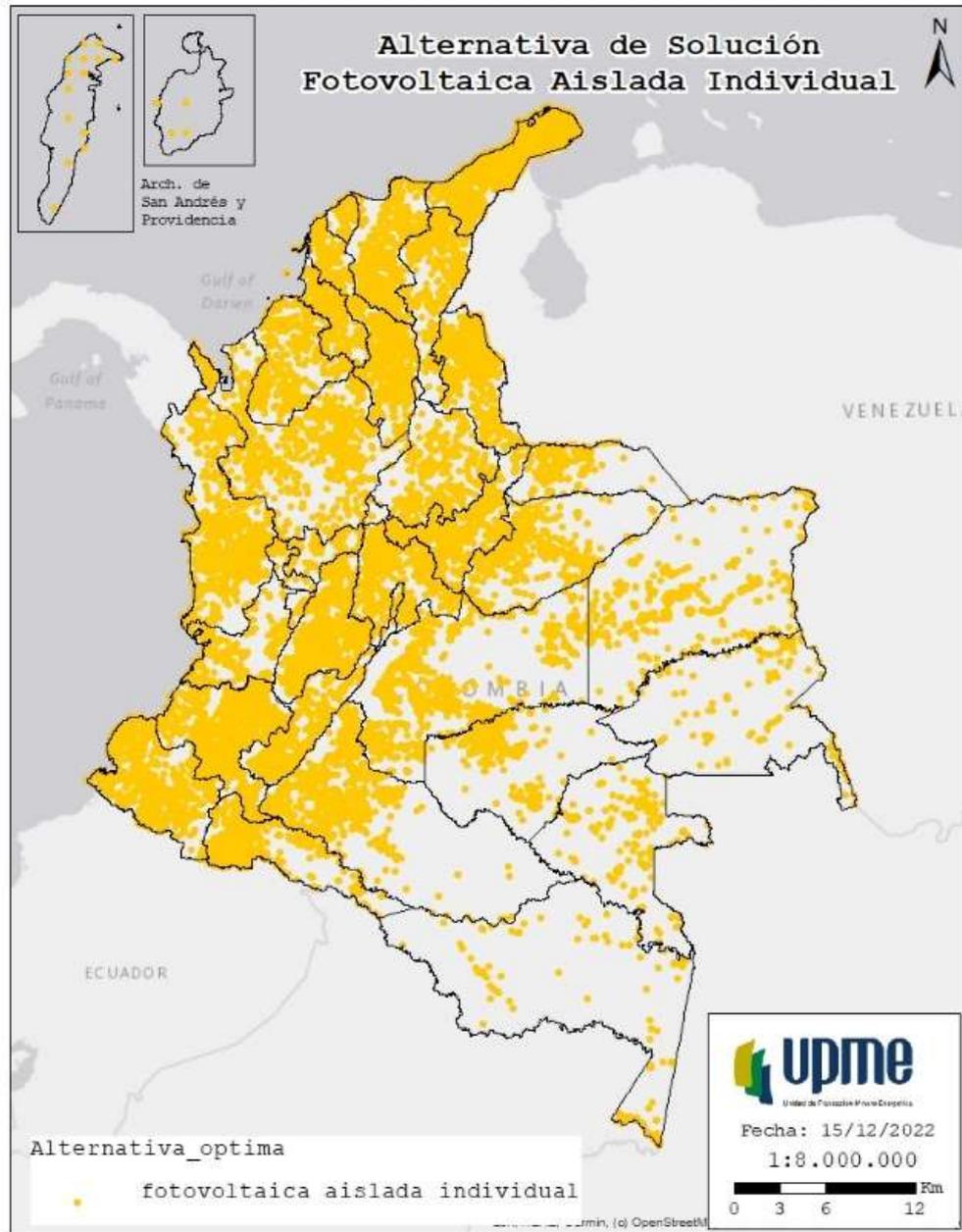


Figura 21. Sitios con soluciones fotovoltaicas aisladas individuales.

Como se observa en la Figura 19 la interconexión al SIN beneficiaría especialmente a la región central, donde se encuentra concentrada la infraestructura de distribución del sistema interconectado nacional. Por su parte, las soluciones aisladas con microrredes / Comunidades Energéticas que presentan mayor cantidad de poblaciones nucleadas que logran determinar este tipo de soluciones sobre las aisladas, se observa en la Figura 20. Departamentos como La Guajira, Nariño y Chocó, por sus condiciones de dispersión y falta de infraestructura de interconexión al SIN serían atendidos para superar su déficit de cobertura por este tipo de soluciones. Finalmente, la Figura 21 muestra las soluciones fotovoltaicas aisladas individuales, que por sus características, estarían presentes en todo el territorio nacional.

Para cubrir con servicio las 486.637 viviendas identificadas a nivel georreferenciado, se necesitaría una inversión total de \$COP 8.93 billones. Como se aprecia en la siguiente grafica (Figura 22), el 25% (\$COP 2.21 billones) corresponde a la solución de interconexión al SIN para conectar 205.210 viviendas; la inversión para microrredes/comunidades energéticas representa el 24% (\$COP 2.14 billones) y cubriría 130.269 viviendas, las restantes 151.158 viviendas se cubrirían con soluciones fotovoltaicas aisladas individuales para lo cual es necesario COP 4.58 billones que representan el 51% de la inversión total.

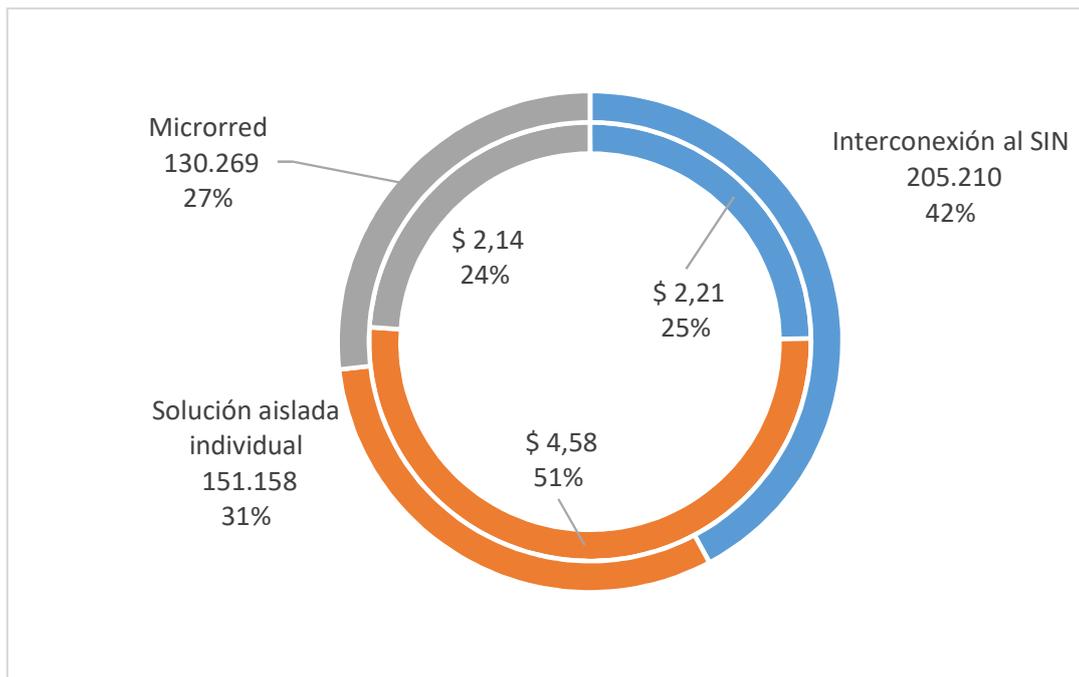


Figura 22. Distribución de los resultados a nivel georreferenciado tanto para VSS (Torta externa) como inversión (Torta interna) Escenario 60-90 kWh/mes

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 respecto al SIN, tal y como se muestra en la Figura 23 para los sitios UPME georreferenciados.

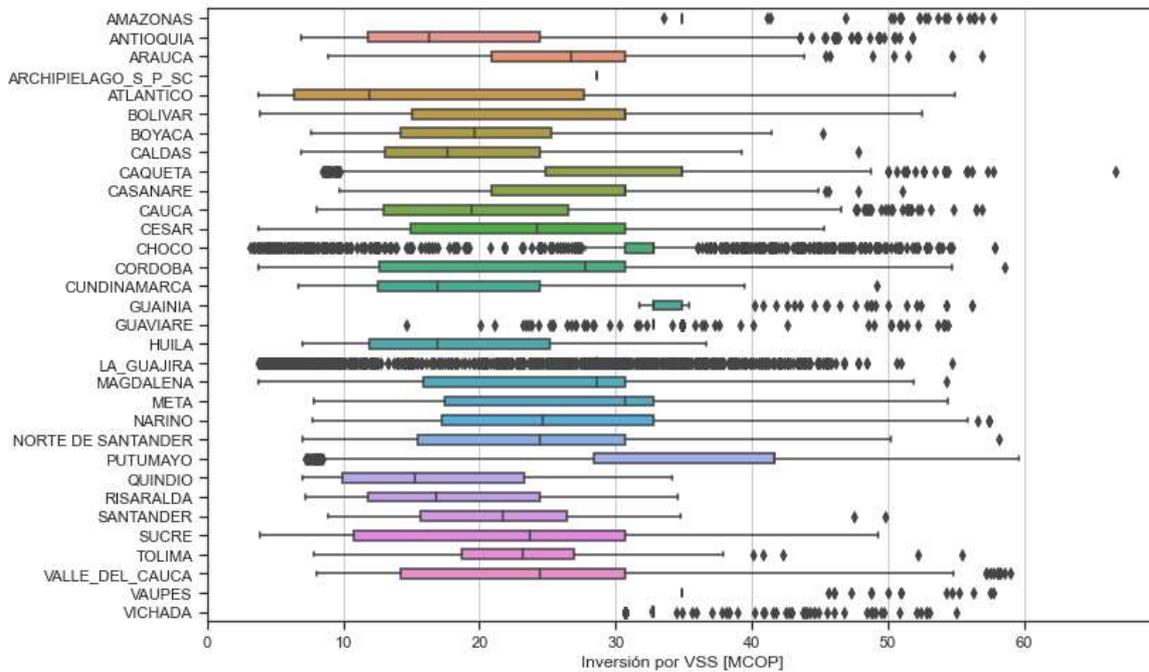


Figura 23. Inversión por VSS en los sitios UPME agrupados por departamentos, según los resultados obtenidos de aplicar la metodología PIEC al escenario 60-90 kWh/mes.

En la Figura 23, se observa que existen departamentos como Amazonas, Vaupés, Guanía y Vichada, que presentan sitios UPME con inversiones superiores a los 30 MCOP, lo cual es acorde con las características geográficas de estos departamentos y la dispersión de su población, lo que dificulta su interconexión al SIN.

Por otro lado, departamentos como la Guajira, Guaviare y Chocó presentan un gran número de datos atípicos (♦), es decir, aquellos datos que se encuentran por fuera de los valores máximos y mínimos no atípicos (por fuera de la caja y bigotes del diagrama). Los datos atípicos que se observan a la izquierda de los diagramas representan sitios UPME con VSS cercanas al SIN y con alta densidad poblacional (baja inversión) y los datos atípicos a la derecha de los diagramas representan sitios UPME con VSS lejanas al SIN y con baja densidad poblacional (alta inversión).

Los diagramas de caja y bigotes en las figuras 22, 23 y 24 muestran los resultados en términos de inversión por VSS para los diferentes sitios UPME, estos divididos en las 3 alternativas de solución analizadas en el plan: interconexión al SIN, microrredes / comunidades energéticas e individuales aisladas fotovoltaicas, respectivamente. Vale la pena aclarar que dichos diagramas solo muestran los valores para la mejor alternativa de solución según la metodología aplicada, es decir, no se presentan valores de inversión no óptimos. Por ejemplo, en el diagrama del SIN (Figura 24), no aparecen los departamentos Amazonas, Vaupés, Guanía y Vichada, dado que esta solución no es viable en términos tecno económicos para dichos departamentos.

### 3.1.1 Análisis para alternativa con interconexión al SIN

Con base en la Figura 24, el rango de inversión para los sitios UPME oscila entre los 4 MCOP y 60 MCOP por VSS. A su vez, se evidencia presencia de datos atípicos cuyos valores se encuentran atomizados a la derecha de sus diagramas de caja y bigotes, mayormente en los departamentos de Antioquía, Atlántico, Bolívar, Choco, La Guajira, Risaralda y Valle del Cauca.

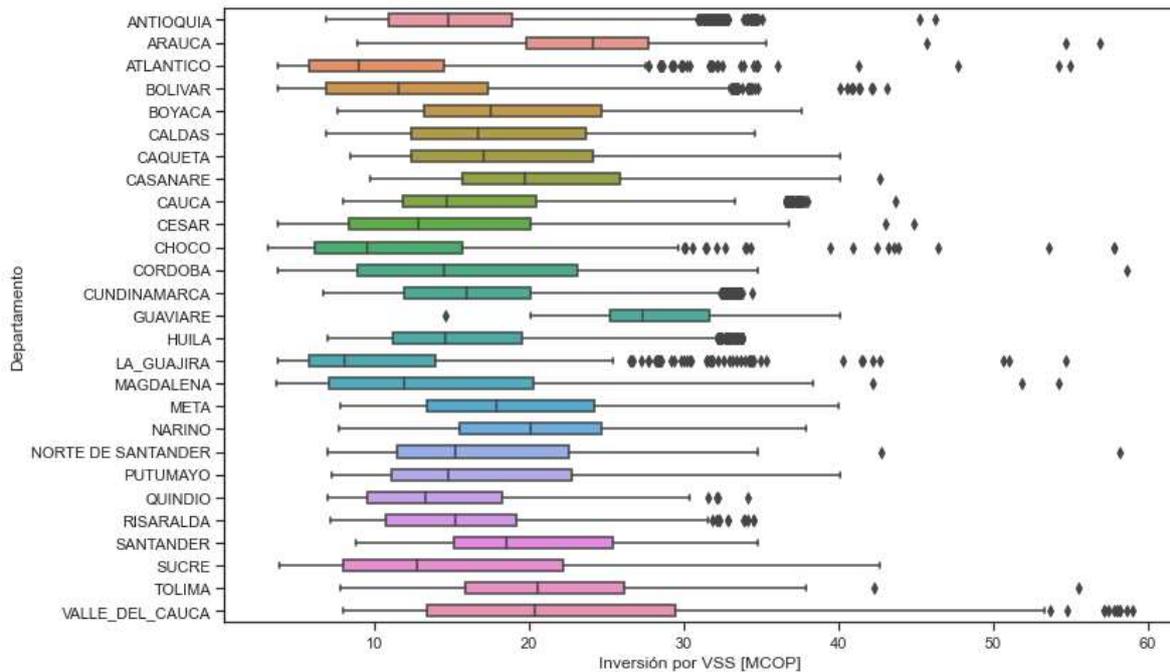


Figura 24. Inversión por VSS en los sitios UPME para alternativa con interconexión al SIN, según los resultados obtenidos de aplicar la metodología PIEC al escenario 60-90 kWh/mes.

Para la alternativa con interconexión al SIN, el departamento con el valor medio de inversión más alto es el Guaviare, cuyo valor está alrededor de los 28 MCOP siendo casi el doble de la inversión media de los demás departamentos. En este departamento, también llama la atención el dato atípico que se evidencia en el lado izquierdo del diagrama y en un análisis preliminar, se podría decir que cabe la posibilidad de tener costos inferiores de inversión a los expuestos. Lo anteriormente expuesto, se debe a la distancia entre el punto de interconexión y el usuario final y los elevados costos de mantenimiento de la infraestructura eléctrica, ocasionados por la geografía del lugar. En el mismo sentido, Arauca, Casanare, Meta, Nariño, Tolima y Santander también presentan una mayor inversión de interconexión al SIN, por factores técnicos de infraestructura similares a los expuestos en el departamento de Guaviare.

Para el caso del Valle del Cauca, pese a que la mediana se encuentra cerca de los 20 MCOP, se tiene una alta dispersión de los datos, en donde el 25% de estos se encuentran en un rango de inversión entre los 30 y 58 MCOP, como se observa en la figura. Lo anterior puede explicarse por las características geográficas del departamento, el cual abarca zonas de cordillera y zonas costeras, así como diferentes características de infraestructura a lo ancho de su territorio, esto traduciéndose en inversiones para la interconexión de diferente orden de

magnitud. Este análisis también puede extenderse a departamentos como Sucre, Putumayo, Boyacá, Cundinamarca, entre otros.

### 3.1.2 Análisis para alternativa con microrredes/comunidades energéticas

En la Figura 25 se observa que, para el caso de las alternativas de solución a través de microrredes/comunidades energéticas, los valores medios de las inversiones requeridas para Amazonas, Guaviare y Vaupés, son los más altos si se compara con los demás departamentos; lo anterior se puede explicar en gran parte por el bajo potencial solar y eólico característico de estos territorios, como se observa en la Figura 12 y la Figura 13. Otro aspecto que se observa para los departamentos de Amazonas y Guaviare es que presentan datos atípicos a la izquierda de sus diagramas de caja y bigotes, lo que significa que para estas VSS las inversiones son más bajas con respecto a las demás viviendas que requieren del suministro de energía eléctrica en estos 2 departamentos, debido, por ejemplo, a la posibilidad de agregar más VSS por microrred/comunidad energética y optimizar así la inversión efectuada (economía de escala).

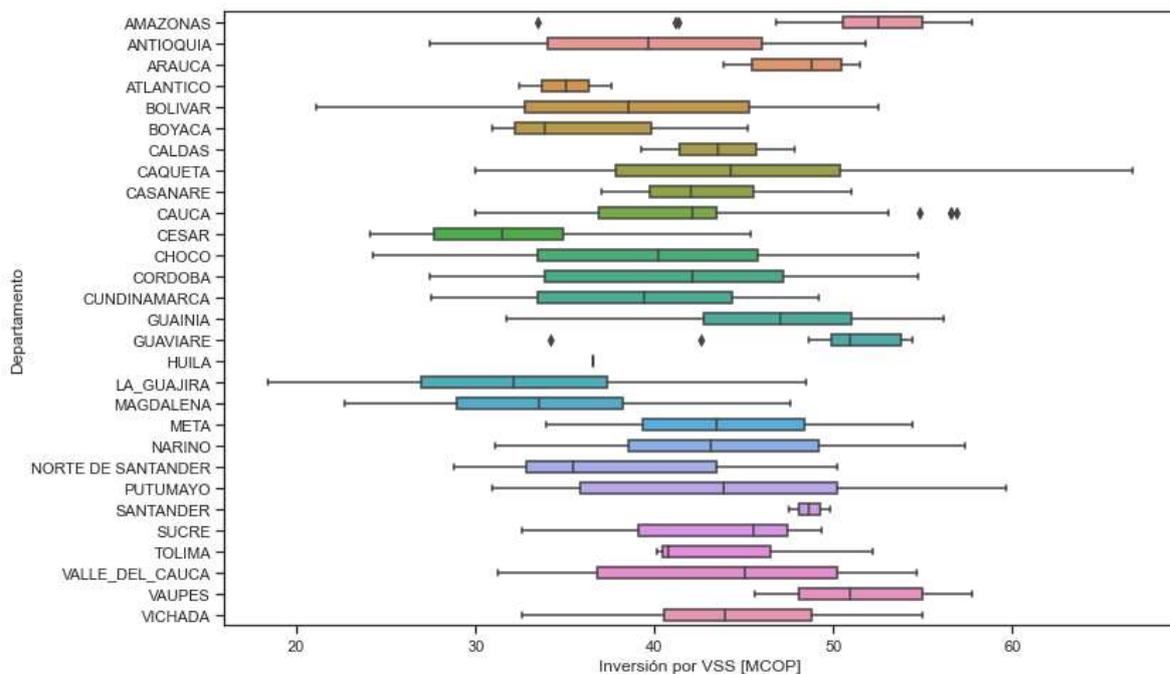


Figura 25. Inversión por VSS en los sitios UPME para alternativa con microrredes/comunidades energéticas, según los resultados obtenidos de aplicar la metodología PIEC al escenario 60-90 kWh/mes.

Por otro lado, se evidencia que los departamentos del Cesar, Guajira y Magdalena registran los valores medios más bajos para las inversiones requeridas para la instalación de soluciones a través de microrredes/comunidades energéticas, lo anterior se puede explicar en gran medida por el alto potencial solar y eólico característico de esta zona del país, como se observa en la Figura 12 y la Figura 13.

En los departamentos de Atlántico, Caldas y Santander se evidencia una baja dispersión de los datos. Por el contrario, departamentos como Antioquía, Bolívar, Caquetá, Cauca, Córdoba

y La Guajira presentan alta dispersión en sus datos, con rangos de inversión por encima de 25 MCOP, lo que refleja las características propias de estos departamentos, como su baja concentración poblacional y sus diversas condiciones meteorológicas que impactan el potencial energético local.

### 3.1.3 Análisis para alternativa con soluciones aisladas fotovoltaicas

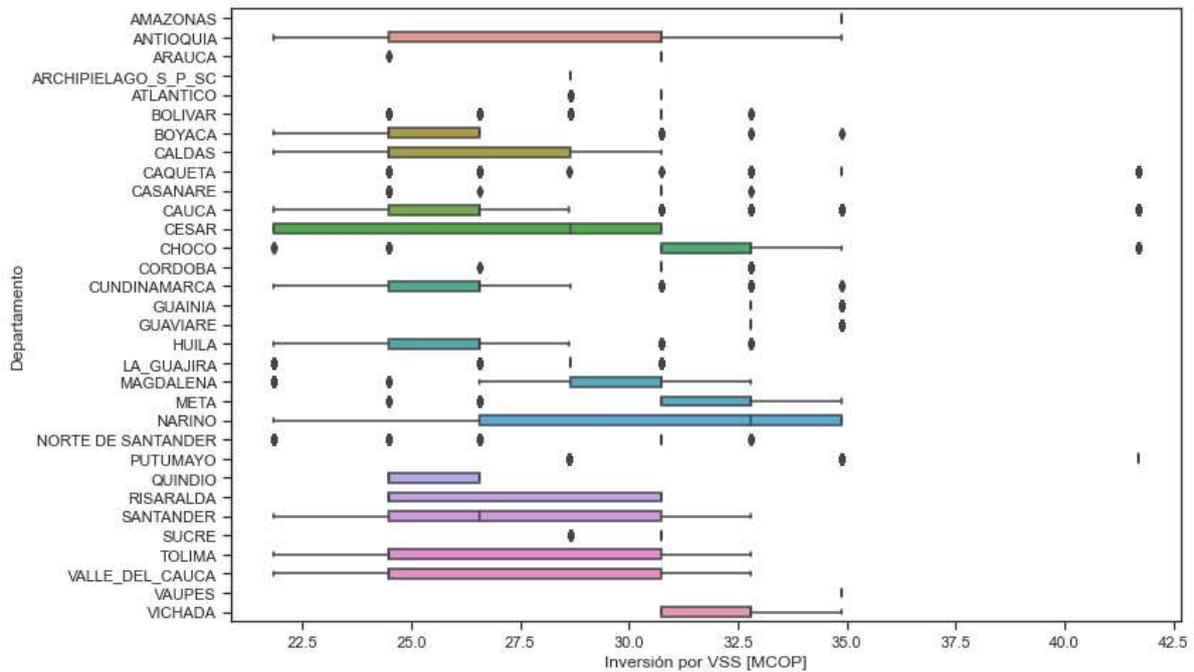


Figura 26. Inversión por VSS en los sitios UPME para alternativa con soluciones aisladas fotovoltaicas, según los resultados obtenidos de aplicar la metodología PIEC al escenario 60-90 kWh/mes.

Para el caso comparativo entre dos soluciones aisladas solares fotovoltaicos, se puede apreciar que, a pesar de ser una misma solución, es decir, se requiere suministrar la misma cantidad de energía, la misma varía dependiendo del lugar geográfico donde se encuentre, con valores que promedian los 22 MCOP hasta 42,5 MCOP. La explicación de los resultados para este caso es similar a la ya expuesta para la solución tipo microrred/comunidad energética.

Ahora bien, si el caso se diferencia en cuanto a la altura sobre el nivel del mar, es decir, si una solución solar se encuentra por debajo de los 1000 m.s.n.m., según la metodología aplicada en este Plan, el consumo que debería suplir sería de 90 kWh/mes, mientras que si se encuentra por encima de los 1000 m.s.n.m esta debería suplir 60kWh/mes, impactando directamente en los costos de la solución implementada, lo que explica también las variaciones de inversión mostradas en la Figura 26. Citando un ejemplo, si se requiere suministrar 3 kWh/día, los cálculos nos muestran que nuestra solución requerirá 1/3 de los paneles necesarios para suplir la energía de carga del sistema en lugares con una radiación solar alta, como es el caso de la Guajira, mientras que para lugares geográficos con menor radiación solar, ej. 2 kWh/día, donde se requiere suministrar la misma energía de 3 kWh/día, el número de paneles necesarios aumentará en 2/3. Debe mencionarse que en proporciones

similares los demás componentes cambiarán sus especificaciones y número de los mismos, esto con el fin de entregar la misma cantidad de energía debido a la baja radiación solar del lugar geográfico, ya sea por las condiciones topográficas del lugar donde se encuentra o por condiciones meteorológicas.

### 3.2 Resultados a nivel municipal, departamental, nacional

Debido a que se tiene mayor certeza de las viviendas sin servicio nacionales (818.119), se escalan a nivel municipal utilizando la proporción y distribución de VSS de este nivel (1.225.303). A partir de esto, se aplicó el costo promedio por solución para cada municipio, manteniendo la distribución por alternativas del municipio que resulto del análisis a nivel georreferenciado. Por lo anterior, para lograr cubrir las 818.119 viviendas sin servicio, la inversión total debería ser de \$COP 13.96 billones como se observa en la Figura 27. De éstos, el 37% (\$COP 5.20 billones) se usaría en soluciones de interconexión al SIN, el 14% (\$COP 1.93 billones) para soluciones aisladas con microrredes/comunidades energéticas y 49% (\$COP 6.84 billones) para soluciones fotovoltaicas aisladas individuales.

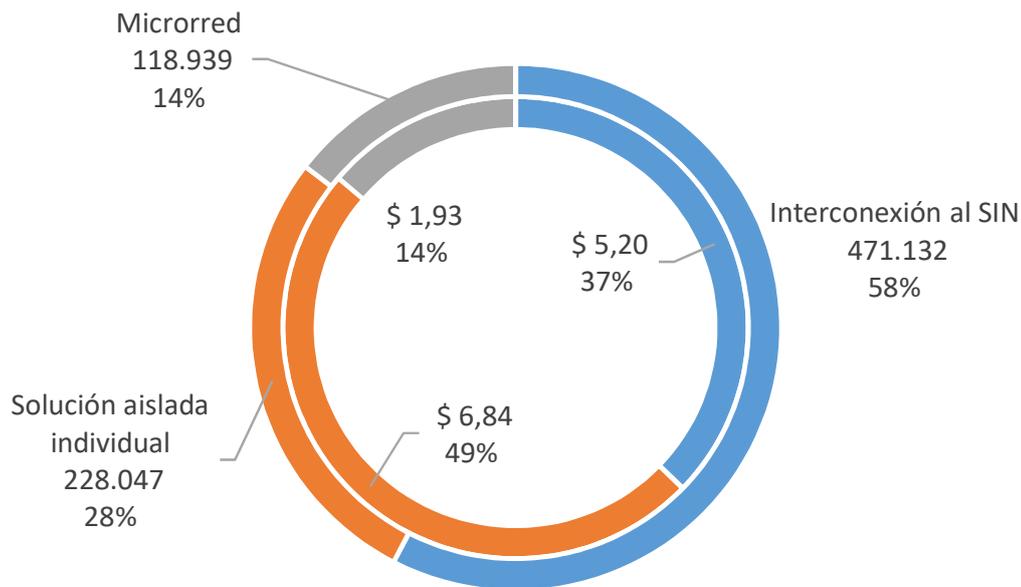


Figura 27. Distribución de los resultados a nivel nacional tanto para VSS (Torta externa) como inversión (Torta interna). Escenario 60-90 kWh/mes.

Al escalar los resultados de la grilla al nivel municipal, se observa un incremento del 68% del total de las viviendas sin servicio y 56% del total de la inversión. Esta aproximación es necesaria para estimar el costo de la inversión al no tener suficiente información georreferenciada de las viviendas sin servicio.

En la Figura 28 se presenta la inversión total (\$COP 13.96 billones) necesaria por municipios, siendo los municipios de Uribía, Manaure y San Andrés de Tumaco quienes requieren mayores inversiones para soluciones aisladas. Por su parte, el municipio de Cali requiere una alta inversión, circunstancia atribuible a la cantidad de viviendas sin servicio identificadas, las cuales en su mayoría son interconectables al SIN.

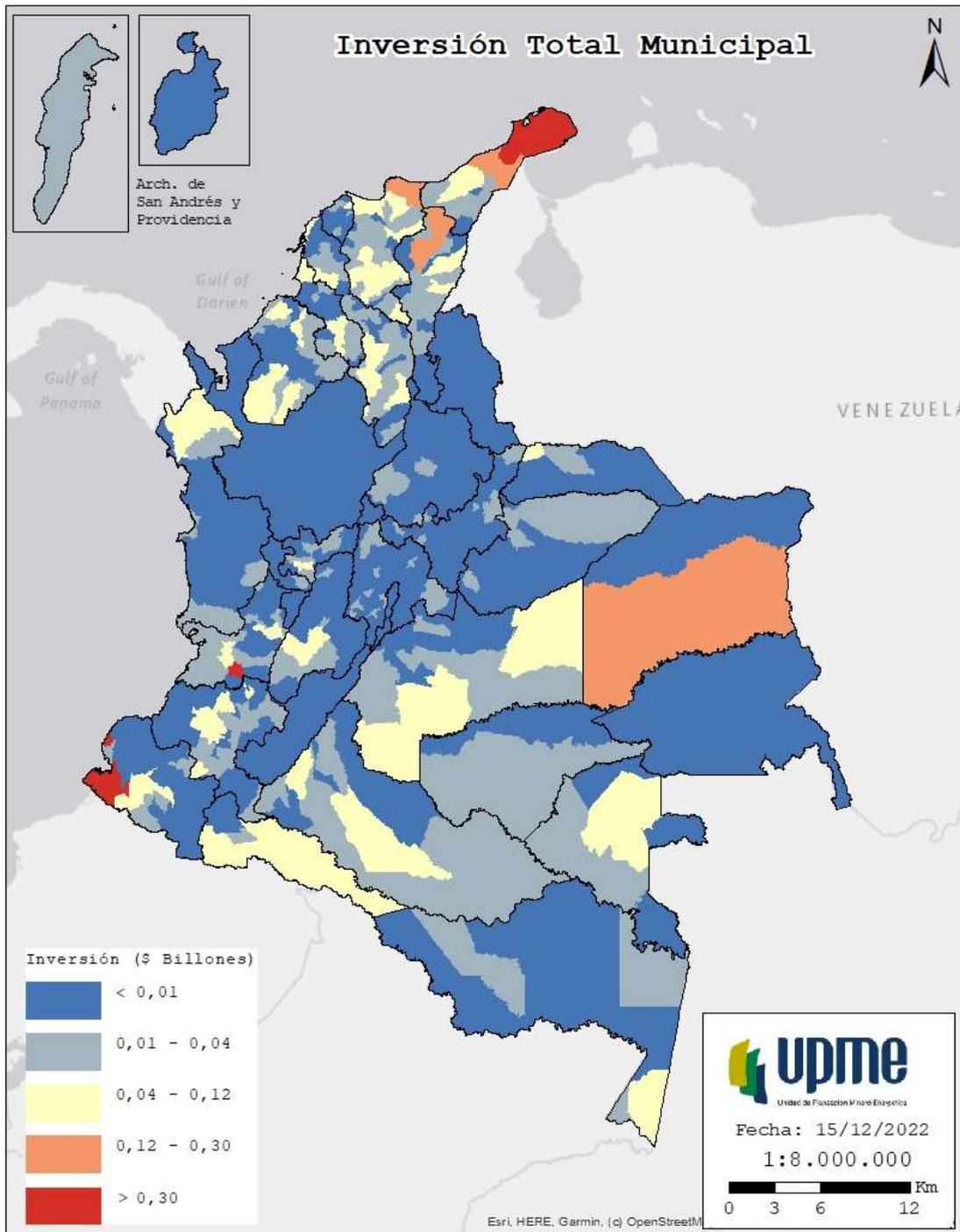


Figura 28. Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel municipal.

Los resultados de la inversión (\$COP 13.96 billones) agregados por departamento se representan en la Figura 29 y en la Figura 30, donde se observa que varios de los departamentos de la Costa Atlántica son quienes más recursos requieren para lograr la universalización.

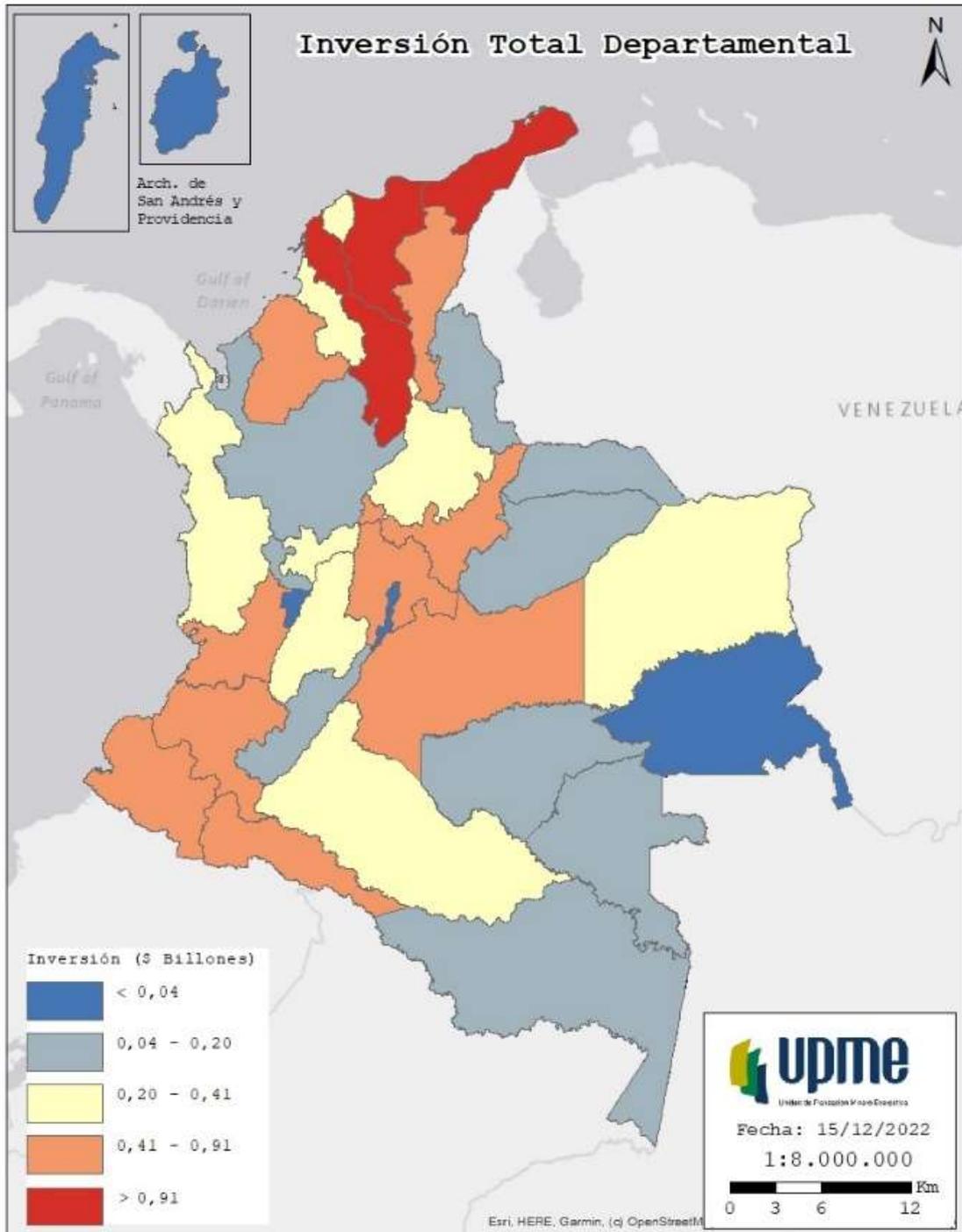


Figura 29. Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel departamental.

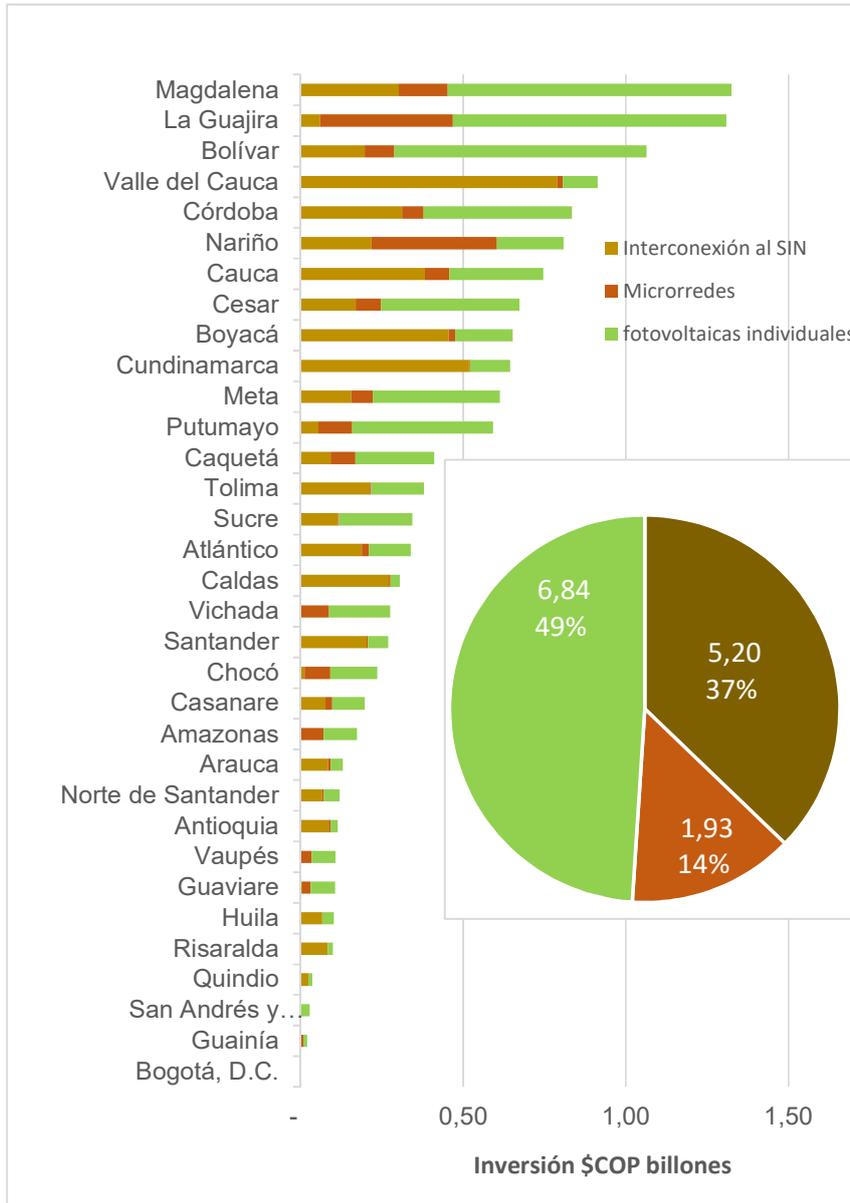


Figura 30. Inversión por departamentos para la universalización del servicio de energía eléctrica (Datos obtenidos de la Tabla 3-2).

En la Figura 31, se presenta la proporción de las VSS por cada alternativa, siendo los departamentos de la Costa Atlántica y de la región central donde se concentra la mayor parte de las soluciones de interconexión, coincidiendo con la ubicación de la infraestructura de distribución del sistema interconectado nacional. Para lograr la cobertura en los departamentos de la Costa Pacífica, Región Oriental y especialmente en La Guajira, las principales alternativas son soluciones aisladas (microrred / comunidad energética y soluciones individuales).

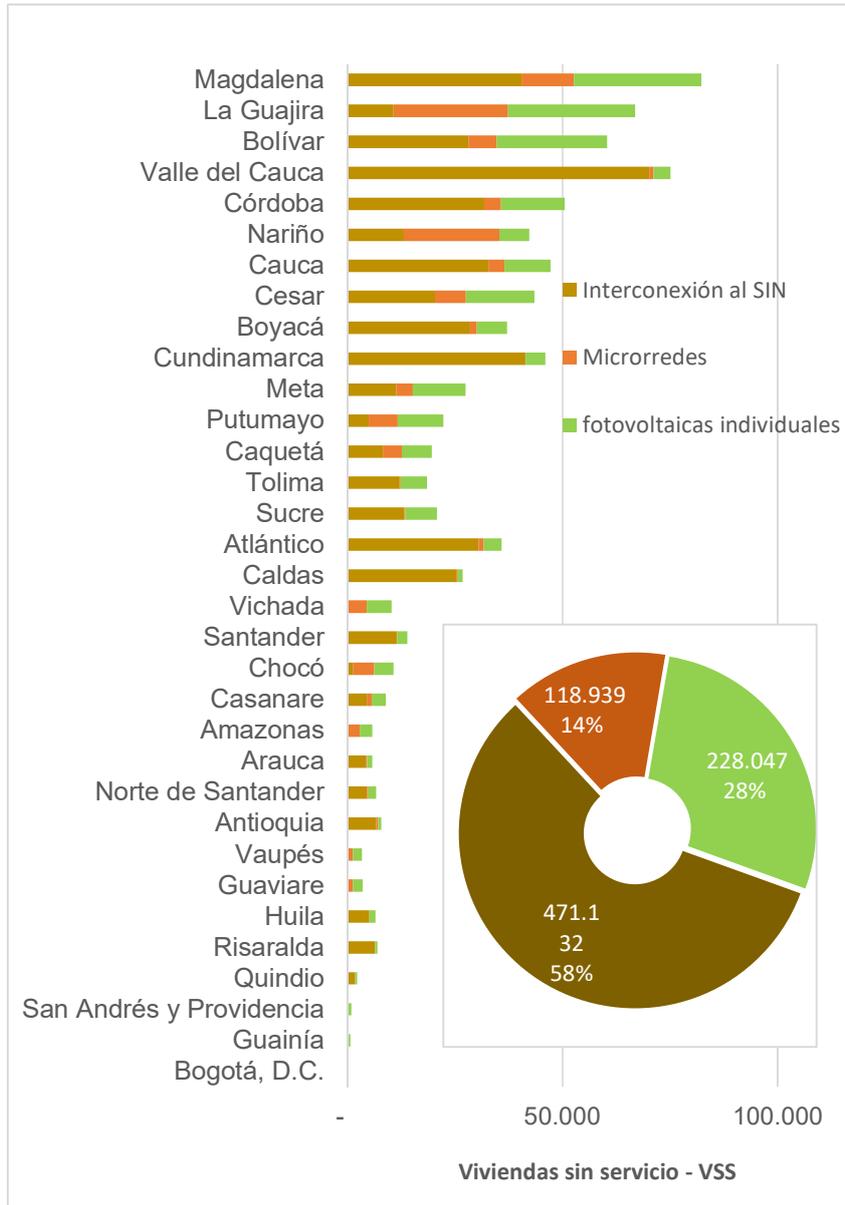


Figura 31. Viviendas sin servicio por departamentos para la universalización del servicio de energía eléctrica (Datos obtenidos de la Tabla 3-2).

Las cifras departamentales presentadas en las anteriores figuras se observan en la Tabla 3-2, mientras que el detalle de las cifras municipales se adjunta en el archivo Excel del Anexo 4.

*Tabla 3-2. Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel departamental*

Departamento	Viviendas sin Servicio Interconexión al SIN	Inversión \$COP Billones Interconexión al SIN	Viviendas sin Servicio Microrredes	Inversión \$COP Billones Microrredes	Viviendas sin Servicio Soluciones fotovoltaicas individuales	Inversión \$COP Billones Soluciones fotovoltaicas individuales	Viviendas sin Servicio Totales	Inversión \$COP Billones Total
Amazonas	-	-	2.936,36	0,07	2.942	0,10	5.878	0,17
Antioquia	6.757	0,09	403,07	0,01	788	0,02	7.948	0,11
Arauca	4.293	0,08	310,96	0,01	1.275	0,04	5.879	0,13
San Andrés y Providencia	-	-	-	-	995	0,03	995	0,03
Atlántico	30.573	0,19	1.069,20	0,02	4.216	0,13	35.858	0,34
Bogotá, D.C.	-	-	-	-	-	-	-	-
Bolívar	28.199	0,20	6.508,10	0,09	25.737	0,77	60.444	1,06
Boyacá	28.551	0,46	1.569,41	0,02	6.992	0,18	37.112	0,65
Caldas	25.460	0,27	293,35	0,01	1.090	0,03	26.843	0,30
Caquetá	8.269	0,09	4.415,77	0,08	6.996	0,24	19.681	0,41
Casanare	4.564	0,08	1.059,99	0,02	3.387	0,10	9.011	0,20
Cauca	32.787	0,38	3.748,77	0,08	10.715	0,29	47.252	0,75
Cesar	20.469	0,17	7.109,04	0,08	15.897	0,42	43.475	0,67
Chocó	1.467	0,01	4.828,03	0,08	4.454	0,15	10.748	0,24
Córdoba	31.827	0,31	3.902,65	0,07	14.778	0,46	50.509	0,83
Cundinamarca	41.392	0,52	135,86	0,00	4.524	0,12	46.052	0,64
Guainía	-	-	386,80	0,01	354	0,01	740	0,02
Guaviare	260	0,00	1.069,33	0,03	2.204	0,07	3.533	0,11
Huila	5.147	0,07	-	-	1.388	0,04	6.535	0,10
La Guajira	10.739	0,06	26.687,30	0,41	29.503	0,84	66.930	1,31
Magdalena	40.530	0,30	12.143,13	0,15	29.587	0,87	82.260	1,32
Meta	11.339	0,16	3.930,55	0,07	12.213	0,39	27.483	0,61
Nariño	13.213	0,22	22.151,25	0,38	6.905	0,21	42.269	0,81
Norte de Santander	4.612	0,07	321,88	0,00	1.798	0,05	6.732	0,12
Putumayo	5.058	0,06	6.652,41	0,10	10.605	0,43	22.315	0,59
Quindío	1.901	0,02	-	-	434	0,01	2.334	0,04
Risaralda	6.460	0,08	-	-	565	0,02	7.025	0,10
Santander	11.498	0,20	185,44	0,00	2.270	0,06	13.953	0,27
Sucre	13.325	0,11	179,70	0,00	7.355	0,23	20.860	0,34
Tolima	12.237	0,21	150,42	0,00	6.176	0,16	18.564	0,38
Valle del Cauca	70.203	0,79	943,82	0,02	3.954	0,11	75.101	0,91
Vaupés	-	-	1.313,73	0,03	2.137	0,07	3.451	0,11
Vichada	-	-	4.533,02	0,09	5.815	0,19	10.348	0,28
	<b>471.132</b>	<b>5,20</b>	<b>118.939,33</b>	<b>1,93</b>	<b>228.047</b>	<b>6,84</b>	<b>818.119</b>	<b>13,96</b>

### 3.3 Esfuerzo fiscal necesario para lograr la universalización

Debido a que diferentes entidades enfocan sus esfuerzos en viabilizar la implementación de soluciones energéticas, los usuarios beneficiados deberán contar con la capacidad de solventar el costo tarifario y aprovechar el valor agregado de la energización y su uso eficiente para el desarrollo de sus actividades diarias, bien sea de tipo personal y/o comercial.

Partiendo del cálculo de 818.119 VSS de este Plan, si se asume que éstas pertenecen al estrato socioeconómico 1 y que tienen un consumo energético inferior al Consumo de Subsistencia<sup>25</sup>, el subsidio de la tarifa de energía eléctrica para estas poblaciones sería máximo del 60% del valor total de la tarifa<sup>26</sup> para aquellas conectadas al SIN y de un valor variable para soluciones ZNI, el cual, estaría dado por el valor real del CU en la ZNI menos el valor que paga un usuario en el SIN más cercano al sitio de análisis, esto en aras de equiparar las condiciones de los residentes de las ZNI con las del resto del país.

En este sentido, si se toma un costo unitario de prestación del servicio de 700 COP/kWh en promedio para el país<sup>27</sup>, por cada kWh consumido por las poblaciones susceptibles de conectarse al SIN (58% de las VSS contempladas en el presente plan) el Estado asumiría un máximo de 420 COP/kWh y el Usuario 280 COP/kWh. Para el caso de las soluciones con microrredes/comunidades energéticas y soluciones fotovoltaicas individuales el presente Plan estimó un valor promedio de CU de 2.123 COP/kWh y 3.671 COP/kWh respectivamente, aplicando la metodología descrita en el numeral 2. Por lo tanto, en las poblaciones donde son viables soluciones con microrredes/comunidades energéticas (14%) el Estado pagaría 1.843 COP/kWh y el Usuario los mismos 280 COP/kWh; mientras que para el caso de soluciones fotovoltaicas individuales (28%) el Estado asumiría 3.391 COP/kWh en búsqueda de mantener la tarifa del usuario en 280 COP/kWh.

Por otro lado, teniendo en cuenta que alrededor de 219.101 VSS de las 818.119 VSS a nivel nacional están ubicadas por encima de los 1.000 m.s.n.m. y 579.018 VSS por debajo de los 1.000 m.s.n.m, es decir que tienen un consumo promedio mensual de 60 kWh y 90 kWh respectivamente, según lo considerado en este plan, se estima por tanto que el total de VSS tendrían un consumo mensual total de aproximadamente 65GWh o un consumo anual de 780GWh (cerca del 1% de la demanda del SIN en el año 2021, la cual fue de 74.116 GWh). Lo descrito anteriormente se traduce en un esfuerzo fiscal de alrededor de 190 mil millones de COP al año para las poblaciones que se conecten al SIN, 201 mil millones de COP al año para las poblaciones que se alimenten mediante microrredes / comunidades energéticas y de 741 mil millones de COP al año para las poblaciones conectadas con paneles fotovoltaicos,

<sup>25</sup> El Consumo de Subsistencia se define, según resolución UPME 0355 de 2004, como 173 kWh-mes para alturas inferiores a 1.000 m.s.n.m. y como 130 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1.000 m.s.n.m.

<sup>26</sup> Según lo estipulado en el artículo 99 de la ley 142 de 1994, en el artículo 3 de la ley 1117 de 2006, en el artículo 1 de la Ley 1428 de 2010, en el artículo 76 de la Ley 1739 de 2014, en el artículo 17 de la Ley 1753<sup>o</sup> de 2015, en el artículo 297 de la ley 1955 de 2019 y en la Resolución 40239 de 2022 del MME.

<sup>27</sup> <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas#>

para un total de alrededor de 1.13 billones de COP al año en subsidios de parte del Gobierno Nacional.

## 4. Consideraciones para el análisis de resultados

Una de las razones por la cual las comunidades aisladas, sobre todo aquellas ubicadas de forma dispersa de las zonas rurales, no tienen acceso a la electricidad, es el alto costo de los proyectos de extensión de red. De los proyectos evaluados por la UPME para el FAER<sup>28</sup>, se puede concluir que el costo promedio de los materiales empleados en los proyectos supera el 65% del total del proyecto. Además, el transporte que ha sido un hito en el costo del proyecto está del orden del 10% sobre el costo total, tal y como se muestra en la Figura 32.

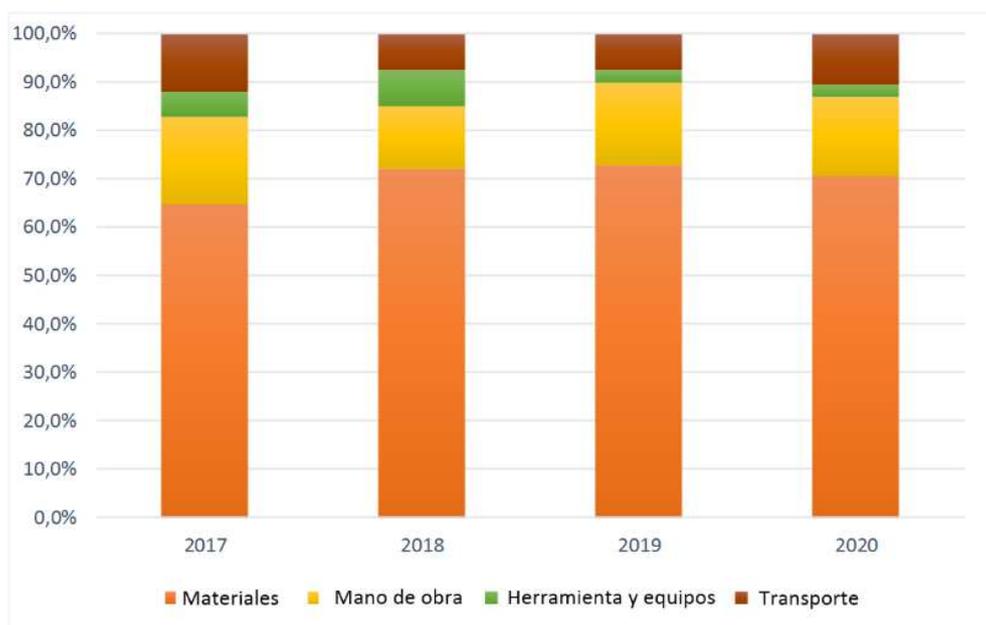


Figura 32. Componentes del costo de proyectos de interconexión - FAER

Estas cifras históricas representan proyectos en zonas “cercanas” a la infraestructura existente e hipotéticamente incorporan poblaciones que podrían representar en menor proporción las características que se observan en zonas aisladas dispersas como, por ejemplo, su alta dispersión y condiciones geográficas que dificultan el acceso. Los proyectos que optan por recursos del FAER son proyectos que, aunque siendo clasificados en zonas rurales, sus características se pueden asemejar más a zonas periurbanas dada su cercanía a las redes existentes que hacen viable la expansión.

Históricamente, la ampliación del Sistema Interconectado Nacional logra llegar en primera instancia a áreas urbanas y periurbanas por ser focos de desarrollo, quedando las áreas rurales aisladas y desatendidas. Por lo general, el aumento del acceso en las zonas urbanas se puede realizar de forma rápida y a un costo por usuario relativamente bajo. En algunas

<sup>28</sup> FAER: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas

regiones, el costo de conectar una vivienda rural es mucho mayor que el de una vivienda urbana.

El costo de la interconexión está fuertemente ligado a variables como la demanda que se desea atender e implícitamente a la cercanía al punto de conexión; por lo tanto, es eficiente para un plan de electrificación conectar a la demanda ubicada cerca de la red eléctrica existente a través de la extensión de la red. El alcance de este Plan considera los costos asociados con la construcción, operación y mantenimiento. El financiamiento dependerá de las estrategias que se establezcan desde la política pública para lograr la universalización. En este sentido, el siguiente capítulo presenta cómo se estimaron los costos para la expansión de la red de distribución en los niveles de tensión 1 y 2.

## 5. Recomendaciones del PIEC

A continuación, se presentan las recomendaciones con base en los resultados y las limitaciones para la elaboración del presente Plan.

### Consideraciones para implementación del Plan

Dadas las características geográficas, sociales y políticas de Colombia, alcanzar el 100% de cobertura de energía eléctrica en el país no solo implica esfuerzos económicos, sino un entendimiento de los distintos territorios para que las soluciones energéticas implementadas tengan un impacto de largo plazo. En este sentido, este Plan sugiere que los desarrolladores de proyectos de energización consideren antes, durante y después de la ejecución de los proyectos aspectos, como:

- Las necesidades energéticas reales de la población, teniendo en cuentas sus actividades culturales y productivas. Un ejemplo de esto es la implementación de soluciones para la cocción con electricidad o e-cooking; dependiendo de la dieta típica de la población, los consumos energéticos para este fin podrán ser más o menos intensivos. El potencial energético real de las distintas locaciones. Las soluciones fotovoltaicas no necesariamente son la mejor solución para todo el territorio nacional y tampoco la solución más aceptada por algunas comunidades. Resulta conveniente evaluar el potencial energético de cada locación para implementar, por ejemplo, soluciones basadas en PCH, biomasa, entre otras, que resulten en un mayor beneficio costo/para las poblaciones objetivo.
- Socialización del proyecto en sus distintas fases para su apropiación por parte de la comunidad. Es importante la transparencia del proyecto para la comunidad, con el fin de dar claridad sobre sus beneficios y costos, tanto presentes como futuros. De igual forma, tener en cuenta la diversidad social y de creencias, que puedan entrar en conflicto con el proyecto.
- Las condiciones socioeconómicas de la población que recibe el servicio. Si no se tiene en cuenta la capacidad de compra de electrodomésticos, la capacidad de pago del servicio o la posibilidad de asumir parcial o totalmente el costo de las instalaciones eléctricas internas, las soluciones implementadas podrían ser subutilizadas por la población o incluso desechadas.
- La capacitación de la población en el mantenimiento de las soluciones y la sostenibilidad del proyecto. Dadas las características propias de las ZNI, en donde

resulta difícil la movilización de personal experto externo, así como la falta de expertos locales, es indispensable que personal de la comunidad esté en capacidad de resolver pequeños daños del sistema y de efectuar su mantenimiento programado. Esto debe estar articulado con la puesta en sitio de insumos mínimos para la que la comunidad tenga la capacidad de atender eventualidades de forma local, en el menor tiempo posible (ej. fusibles, baterías, conectores, etc.).

Como se mencionó al inicio del presente documento, las tres dimensiones del desarrollo sostenible son: inclusión social, desarrollo económico y protección ambiental; las cuales se pueden lograr a través de mecanismos de planeación que permitan el suministro de energía eléctrica en las zonas no interconectadas y de esta manera aumentar el desarrollo económico y social de las regiones. Por este motivo, es importante enfatizar en el ámbito social durante la implementación de las alternativas de solución, buscando priorizar las necesidades de las comunidades. Un ejemplo de esto, es la implementación de comunidades energéticas que permitan el desarrollo sostenible de las regiones mediante potenciación de sus capacidades productivas sin afectar su tradición social, económica y cultural.

### **Mejora de la información base para la elaboración del PIEC**

Como se expuso en las limitaciones, muchas de ellas se relacionan con el acceso a la información base o la calidad de esta, por lo que se requiere una gran colaboración entre las entidades que originan o producen la información necesaria para la actualización del PIEC. Es necesario garantizar que la información recolectada y suministrada a la UPME cumpla con unos estándares de calidad de la información mediante una metodología unificada para todas las partes, sin importar la procedencia de la información. Para esto se recomienda que el MME y la CREG, mediante los decretos y resoluciones aplicables, establezcan los lineamientos dirigidos a las empresas y demás entidades de entregar tal información de manera oportuna, completa y precisa y establecer el control y las sanciones a lugar.

Por otro lado, se debe trabajar más en la ampliación de la información relacionada con el potencial energético del país, para la implementación de alternativas de generación distribuida basadas en tecnologías como biomasa y PCH, y la actualización de potenciales solar y eólico para consolidar escenarios de alternativas de soluciones energéticas. Ampliando con ello, el espectro comparativo entre tecnologías y sus costos asociados teniendo en cuenta la disponibilidad de los recursos energéticos en cada zona de estudio.

## 6. Anexos

### 6.1 Anexo 1. Excel con los resultados del Plan a nivel municipal

En el archivo Anexos PIEC.xls hoja Mpios\_60-90, se dispone de los resultados del Plan a nivel municipal/departamental, para el escenario de demandas de 60 y 90 kWh/m.

### 6.2 Anexo 2. Escenario de soluciones aisladas fotovoltaicas individuales para consumo de 45kWh/mes

Teniendo en cuenta los proyectos desarrollados en ZNI por entidades como el IPSE<sup>29</sup> para suplir las necesidades energéticas básicas de algunas poblaciones, en este Anexo se considera un consumo de 45kWh como un escenario para la energización de los usuarios sin servicio de energía eléctrica, considerando las limitantes que esto implica en términos de servicio prestado al usuario final. Para este consumo mensual se asume que un hogar podría conectar los electrodomésticos listados en la Tabla 6-1, siendo estos los electrodomésticos más usados en ZNI según encuestas de tenencia de bienes y uso de energéticos en el hogar (CORPOEMA, 2019)<sup>30</sup> y las Encuestas Nacionales de Calidad de Vida (ECV) de 2018 y 2019<sup>31</sup>. Se asume tecnologías eficientes (ej. televisor LED) para garantizar las necesidades de la población a un bajo consumo.

Tabla 6-1. Características de electrodomésticos y cantidad para estimar la curva de carga para la solución de 45kWh/mes

Electrodoméstico	Características generales	Cantidad considerada	Uso diario en horas
Iluminación	Bombillo LED de 450 Lúmenes, 4.5W	5	6
Televisor	Televisor LED HD de 32", 60W.	1	6
Decodificador	Consumo de 16W cuando está encendido y de 13W cuando está en modo standby.	1	6 horas encendido, 18 horas standby
Nevera	Nevera pequeña de 213 litros (59x119cm), RETIQ tipo A (426Wh/día), 69 W	1	24 (consumo promedio en cada hora de 18Wh)
Radio reloj	Consumo: 3W	1	24
Cargador de celular	Consumo: 15W	1	2

<sup>29</sup> Los proyectos desarrollados por el IPSE en ZNI pueden ser consultados en: <https://ipse.gov.co/sigipse/contexto-general-de-la-zni/>

<sup>30</sup> Encuesta realizada por CORPOEMA y la UPME en 2019 para recopilar información sobre tenencia de equipos, modo de uso y características generales de los hogares que definen el consumo de energía, por medio de la aplicación de 3.500 encuestas en las ZNI y SIN.

<sup>31</sup> Encuestas Nacionales de Calidad de Vida efectuadas por el DANE disponibles en: [https://microdatos.dane.gov.co/index.php/catalog/MICRODATOS/about\\_collection/8](https://microdatos.dane.gov.co/index.php/catalog/MICRODATOS/about_collection/8)

El uso convencional de dichos electrodomésticos se puede traducir en la curva de demanda mostrada en la Figura 33.

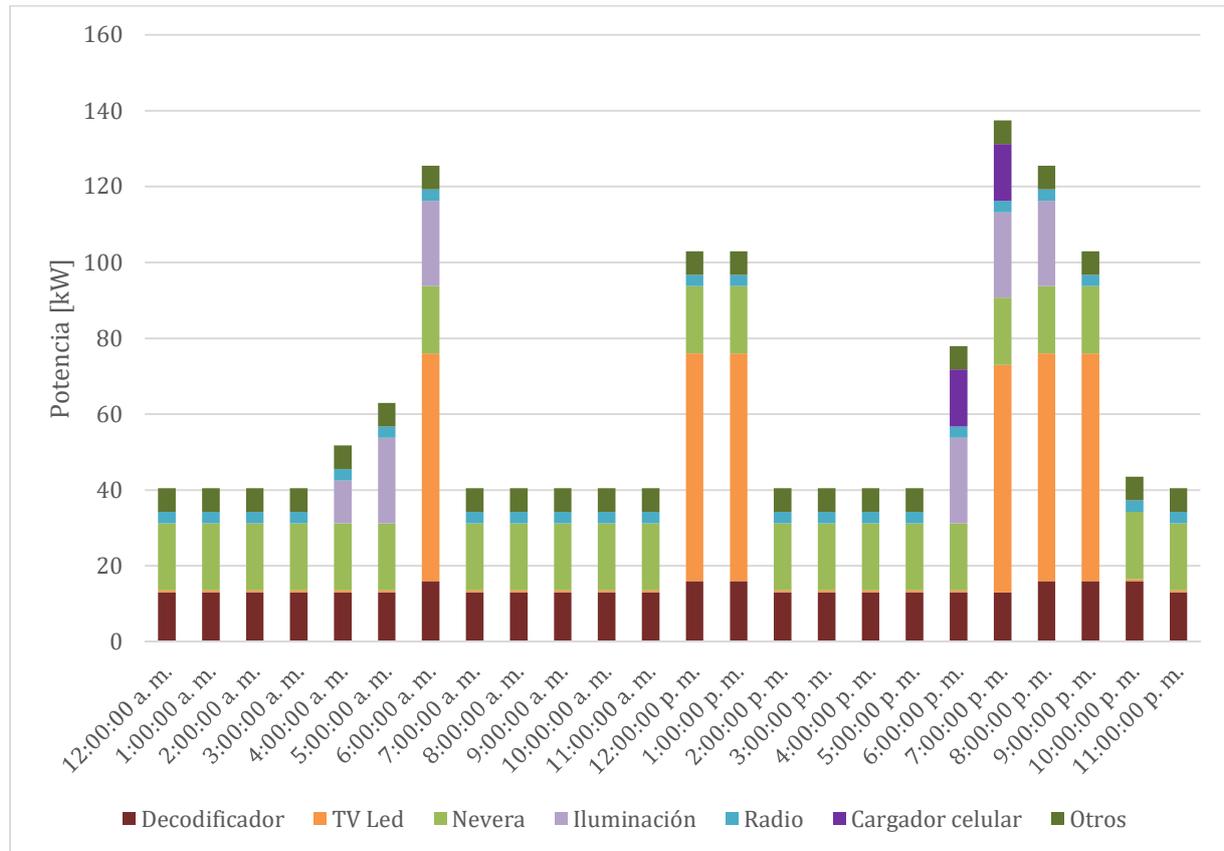


Figura 33. Carga diaria del escenario 45kWh/mes discriminada por equipos.

La curva de carga de la Figura 33 es usada para identificar las soluciones individuales óptimas, considerando un esquema similar al mostrado en la Figura 15, pero con los elementos citados en la Tabla 6-2, ya que estos son más adaptados para soluciones pequeñas como las planteadas en este anexo, en donde se usa nodo DC de 12V. Los datos de la tabla corresponden a datos de mercado a diciembre 2020, según consultas efectuadas por la UPME.

Tabla 6-2. Características y costos para el escenario de 45 kWh/mes

Equipo	Características	Costo (COP)
Panel fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Potencia Pico: 145Wp</li> <li>● Dimensiones: 1500X668X46 mm</li> <li>● Volt. de Pot. Max.: 17.9 Vdc</li> <li>● Eficiencia del Módulo: 14.4%</li> </ul>	\$207.200
Batería	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 67 Ah</li> <li>● 12V DC</li> <li>● Vida útil: 18 años</li> <li>● Max. relación de carga: (A/Ah) =1</li> <li>● Eficiencia (round-trip) = 85%</li> </ul>	\$1.465.520
Inversor	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Potencia constante: 250VA</li> <li>● Potencia pico: 400W</li> <li>● 12V DC</li> <li>● Salida AC: 120/230V; 50/60Hz</li> <li>● Eficiencia 90%</li> </ul>	\$400.680
Controlador de carga	<ul style="list-style-type: none"> <li>● MPPT 20A 12V/24V</li> <li>● Eficiencia: 99%</li> </ul>	\$348.000
Generador diésel	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Potencia nominal: 5.3kW</li> <li>● Tensión 120VAC</li> <li>● Frecuencia 60Hz</li> </ul>	\$3.813.900
Aerogenerador	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Potencia nominal: 1 kW</li> </ul>	\$15.676.000
Equipos, herramientas y transporte	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 22% del costo total de los equipos (costos directos)<sup>32</sup></li> </ul>	
Administración, imprevistos y utilidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 33% del costo total de los equipos (costos directos)<sup>33</sup></li> </ul>	

El recurso solar y eólico fue determinado como se explicó en las secciones 2.5.1 y 2.5.2, respectivamente.

<sup>32</sup> Información obtenida de proyectos presentados a fondos que evalúa la UPME:  
<http://www.upme.gov.co/Fondos/FondosAvanzada.aspx>

<sup>33</sup> Información obtenida de proyectos presentados a fondos que evalúa la UPME.  
<http://www.upme.gov.co/Fondos/FondosAvanzada.aspx>

### 6.2.1 Resultados de las simulaciones para garantizar consumos de 45kWh/mes

Este escenario muestra que, de seguirse las recomendaciones del Banco Mundial sobre diferentes niveles de servicio y de reducir la demanda a atender para soluciones fotovoltaicas aisladas individuales a 45 kWh/mes, se disminuiría del orden del 30% la inversión necesaria para lograr la universalización. Consecuentemente, se podría disminuir la carga fiscal para la asignación de subsidios.

En la Tabla 6-3 se presentan los resultados de la inversión por tipo de tecnología y su variación con respecto a cada nivel de cobertura (georreferenciado y nacional).

Tabla 6-3. Comparación de resultados para demanda de 60 o 90 kWh/mes vs el escenario de 45 kWh/mes

		Escenario 60-90kWh/m				Escenario 45kWh/m			
		Inversión \$COP Billones	% Inversión	Viviendas sin servicio	% VSS	Inversión \$COP Billones	% Inversión	Viviendas sin servicio	% VSS
con base a la georreferenciación de Sitios UPME y grilla CNPV	Interconexión al SIN	2.21	25	205.210	42.2	2.15	36	203.379	41.8
	Solución aislada individual	4.58	51	151.158	31.1	3.53	59	255.421	52.5
	Microrred	2.14	24	130.269	26.8	0.34	6	27.837	5.7
	<b>Total</b>	<b>8.93</b>	<b>100</b>	<b>486.637</b>	<b>100</b>	<b>6.02</b>	<b>100</b>	<b>486.637</b>	<b>100</b>
con base al ICEE Nacional	Interconexión al SIN	5.20	37	471.132	57.6	4.99	51	464.740	56.8
	Solución aislada individual	6.84	49	228.047	27.9	4.46	46	326.264	39.9
	Microrred	1.93	14	118.939	14.5	0.32	3	27.115	3.3
	<b>Total</b>	<b>13.96</b>	<b>100</b>	<b>818.119</b>	<b>100</b>	<b>9.77</b>	<b>100</b>	<b>818.119</b>	<b>100</b>

Los resultados para las estimaciones departamentales se presentan en la Tabla 6-4 mientras que las cifras municipales se adjuntan en el Anexo 4.

Tabla 6-4. Inversión para la universalización del servicio a nivel departamental, escenario 45 kWh/mes

Departamento	Viviendas sin Servicio Interconexión al SIN	Inversión \$COP Billones Interconexión al SIN	Viviendas sin Servicio Microrredes	Inversión \$COP Billones Microrredes	Viviendas sin Servicio Soluciones fotovoltaicas individuales	Inversión \$COP Billones Soluciones fotovoltaicas individuales	Viviendas sin Servicio Totales	Inversión \$COP Billones Total
Amazonas	-	-	111	0,00	5.768	0,09	5.878	0,09
Antioquia	6.646	0,08	32	0,00	1.269	0,02	7.948	0,10
Arauca	4.194	0,08	-	-	1.685	0,02	5.879	0,10
Archipiélago de San Andrés y Providencia	-	-	-	-	995	0,01	995	0,01
Atlántico	30.465	0,18	-	-	5.393	0,07	35.858	0,26
Bogotá, D.C.	-	-	-	-	-	-	-	-
Bolívar	27.969	0,19	2.121	0,02	30.354	0,40	60.444	0,62
Boyacá	27.892	0,43	-	-	9.220	0,13	37.112	0,56
Caldas	25.207	0,26	-	-	1.636	0,02	26.843	0,29
Caquetá	8.195	0,09	446	0,01	11.040	0,17	19.681	0,26
Casanare	4.453	0,07	-	-	4.558	0,06	9.011	0,13
Cauca	32.676	0,38	23	0,00	14.552	0,21	47.252	0,59
Cesar	19.971	0,15	3.345	0,03	20.159	0,25	43.475	0,44
Chocó	1.447	0,01	898	0,01	8.403	0,12	10.748	0,14
Córdoba	31.144	0,29	798	0,01	18.567	0,25	50.509	0,55
Cundinamarca	41.115	0,51	-	-	4.936	0,07	46.052	0,58
Guainía	-	-	25	0,00	716	0,01	740	0,01
Guaviare	260	0,00	-	-	3.273	0,05	3.533	0,05
Huila	5.098	0,07	-	-	1.437	0,02	6.535	0,09
La Guajira	10.674	0,06	9.466	0,13	46.790	0,57	66.930	0,75
Magdalena	40.042	0,29	5.544	0,06	36.674	0,48	82.260	0,82
Meta	11.112	0,15	-	-	16.371	0,24	27.483	0,38
Nariño	12.917	0,21	1.240	0,02	28.112	0,42	42.269	0,64
Norte de Santander	4.504	0,06	113	0,00	2.115	0,03	6.732	0,09
Putumayo	5.023	0,05	2.514	0,03	14.777	0,24	22.315	0,32
Quindío	1.887	0,02	-	-	447	0,01	2.334	0,03
Risaralda	6.395	0,08	-	-	630	0,01	7.025	0,09
Santander	11.354	0,20	-	-	2.599	0,04	13.953	0,23
Sucre	13.069	0,11	-	-	7.791	0,10	20.860	0,21
Tolima	11.755	0,20	-	-	6.809	0,09	18.564	0,29
Valle del Cauca	69.273	0,76	46	0,00	5.782	0,08	75.101	0,84
Vaupés	-	-	-	-	3.451	0,05	3.451	0,05
Vichada	-	-	394	0,01	9.955	0,15	10.348	0,15
<b>Total</b>	<b>464.740</b>	<b>4,99</b>	<b>27.115</b>	<b>0,32</b>	<b>326.264</b>	<b>4,46</b>	<b>818.119</b>	<b>9,77</b>

En la Figura 34, Figura 35 y Figura 36 se presenta la distribución espacial de las diferentes alternativas para el consumo de 45kWh/mes.

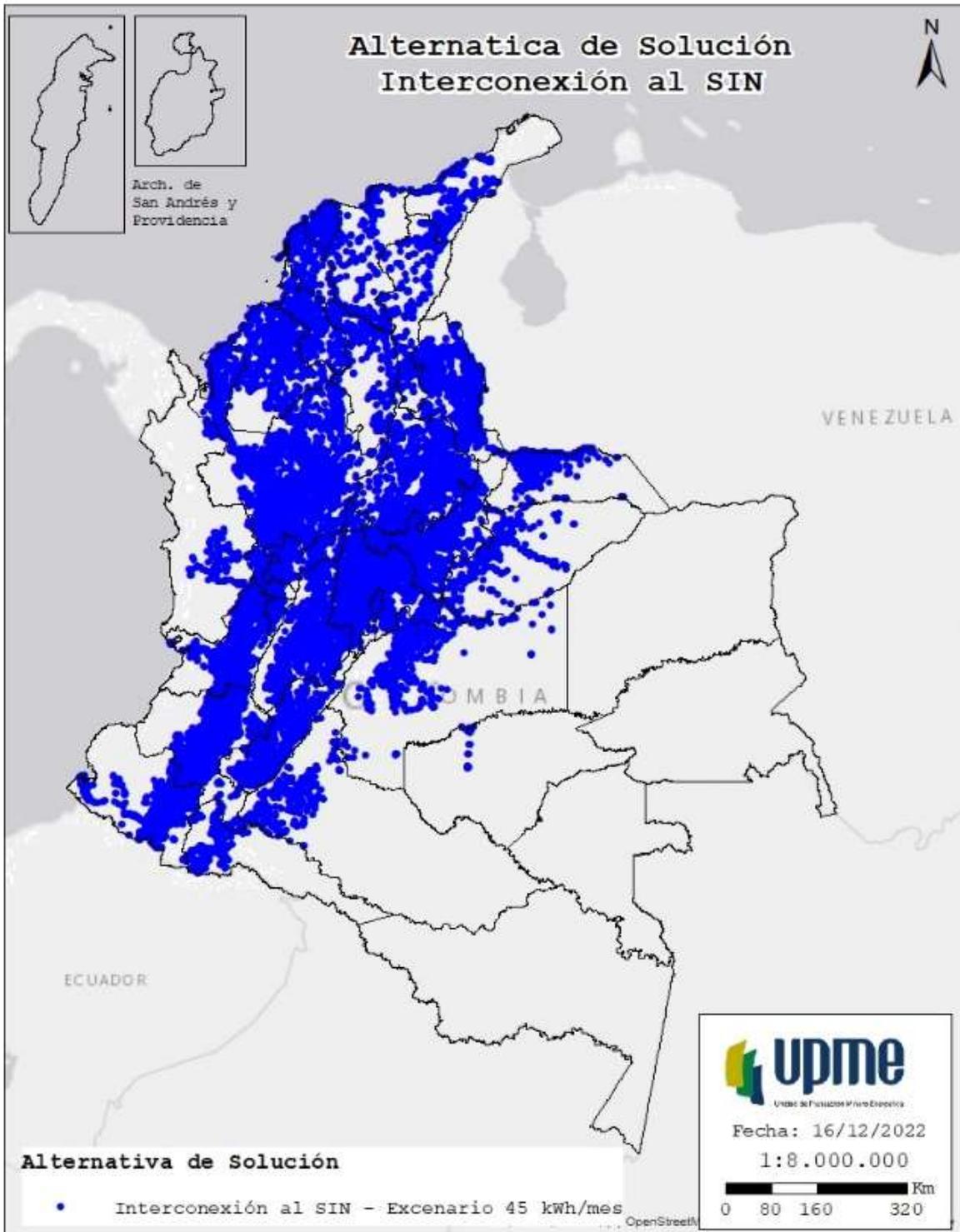


Figura 34. Sitios con expansión de SIN, escenario de 45kWh/mes en la solución individual

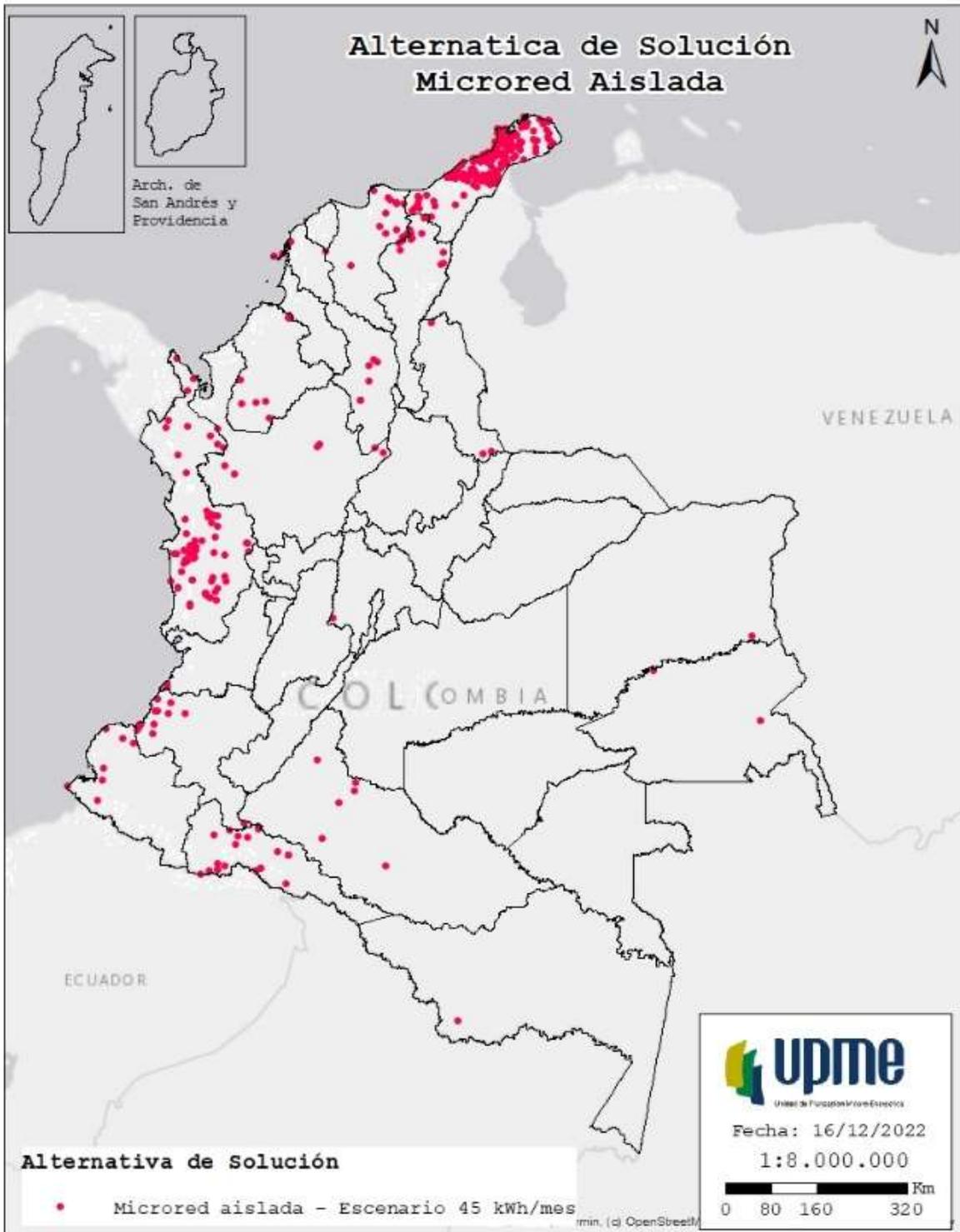


Figura 35. sitios con soluciones de microrredes / comunidades energéticas, escenario de 45kWh/mes en la solución individual

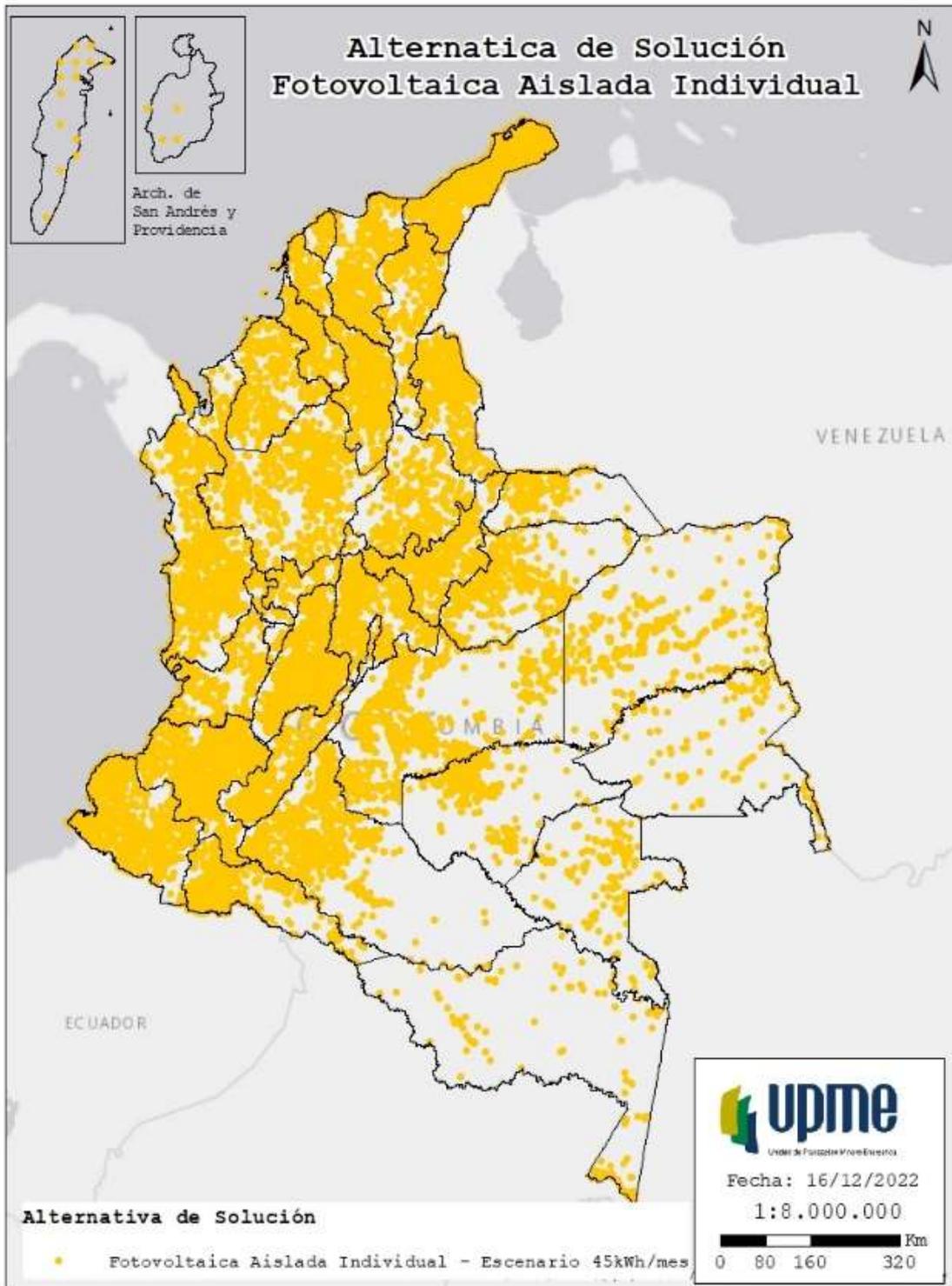


Figura 36. Sitios con soluciones individuales, escenario de 45kWh/mes

### **6.3 Anexo 3. Metodología para la identificación de las viviendas sin servicio a nivel georreferenciado**

La posibilidad de poder disponer de una única capa consolidada con la información de las viviendas totales (VT) y viviendas sin servicio de energía eléctrica (VSS), proporciona un único insumo para análisis de cobertura de energía eléctrica a este nivel. La heterogeneidad en el suministro de la información junto a las diferentes fuentes de información, dan origen a un reto de interpretación correcta de los datos y el tratamiento de los mismos.

El nivel de conformación de esta capa consolidada debe de garantizar la precisión mínima de aceptación por parte de los procesos que hacen uso de esta. El grado mínimo de precisión está garantizado al nivel de cantidades en un polígono de 1 km por 1 km, proveniente de la grilla del DANE, esto es consecuente a la aplicación de políticas de privacidad de los datos y reserva estadística. Se adoptan estas dimensiones como la estructura final que consolida las demás fuentes de información. El conjunto de operación comprenderá un flujo sencillo de selección de las cantidades de VT y VSS para cada recuadro 1x1 y que en su totalidad conformaría una cobertura nacional.

Anteriormente, a la siguiente propuesta se brindaba una capa de puntos llamada “Sitios UPME” en la cual se tenían viviendas o agrupaciones de viviendas a menos de 400 metros entre ellas. La capa se actualizaba con el reporte de diversas fuentes (OR, IPSE, PECOR, PERS, Proyectos, ET) y se consolidaba anualmente con las ubicaciones donde se tenía información para cada año. Con el Censo Nacional de Población y Vivienda - CNPV - llevado a cabo en 2018 y la disponibilidad de la información a nivel de grilla como fuente oficial, se realiza el ejercicio de completitud con la información de Sitio UPME de acuerdo a la consolidación de la información existente en la UPME.

La problemática existente en la metodología es la correcta identificación de sitios georreferenciados con cantidades totales de viviendas existentes junto a las viviendas sin servicio de energía eléctrica. Esto a partir de dos fuentes de información existentes. Por una parte, las viviendas reportadas por el DANE por medio de un conjunto de recuadros de 1 km por 1 km denominado grilla, el cual contiene por cada recuadro la cantidad de viviendas correspondiente. Los elementos no se encuentran ubicados de manera individual (puntos) debido al cumplimiento de la norma respecto a la reserva estadística de la información. Por otro lado, se presenta la información individual o agrupada a nivel de Sitio UPME de viviendas reportadas a la UPME por los OR, proyectos evaluados en la Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos (OGPF) y proyectos desarrollados por el IPSE.

La consolidación de la información reportada por estas fuentes de información es fundamental para la conformación de una única capa de referencia frente a la cantidad de viviendas y la necesidad frente al servicio de energía eléctrica, por este motivo se decide realizar la consolidación de la misma y se privilegia la estructura del grilla a nivel nacional debido a que este elemento es el único que presenta la inclusión sobre la totalidad del territorio nacional y deja de lado problemas relacionados a la clasificación municipal y zonal.

### 6.3.1 Capas utilizadas en la construcción de la presente metodología.

#### 6.3.1.1 Capas IPSE

El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE se encarga de identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, procurando la satisfacción de las necesidades de las Zonas No Interconectadas - ZNI. Teniendo en cuenta esta misión, como parte de los proyectos que allí se desarrollan se tiene la información especializada de viviendas con necesidad del servicio de energía eléctrica.

Inicialmente se reporta información donde cada punto simboliza la ubicación de una única vivienda, la información es recepcionada en redes municipales 2016 contrato 074, información SSFV 2016 contrato 074, FAER municipal de 2019 y SGR de 2019, todos con fuente IPSE. En el ejercicio se consolidó la información de capas individuales de usuarios proveniente de proyectos IPSE.

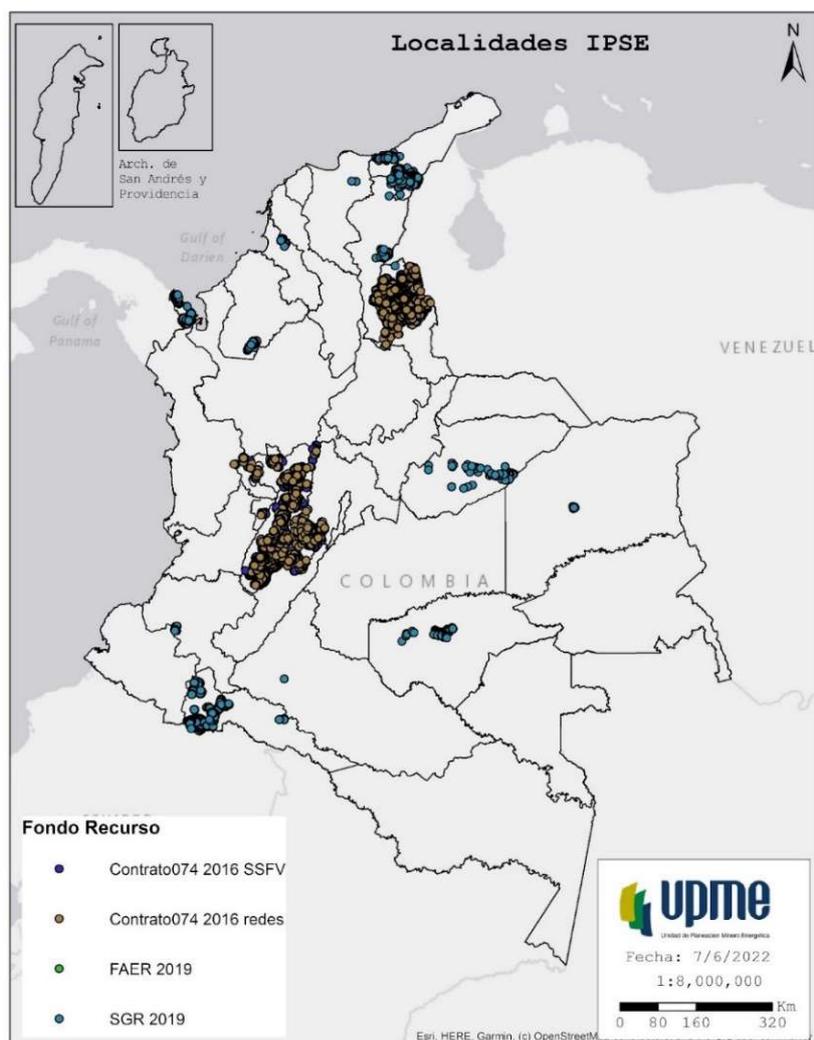


Figura 37. Localización de Sitio UPME reportados por el IPSE.

### 6.3.1.2 Capa de proyectos evaluados en la UPME

A partir de la resolución UPME 283 de 2021 se solicita a los OR y las entidades territoriales reportar en la aplicación de sitios UPME las necesidades del servicio identificadas para cada año. Por otro lado, también se consolida información de los proyectos evaluados por la UPME (FAER, SGR) así como necesidades identificadas en los PECOR. Esta información ha sido incluida en la herramienta de Sitios UPME por parte de la Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos. En esta información un único punto contiene información de una o más viviendas existentes de la capa del modelo de datos actual.

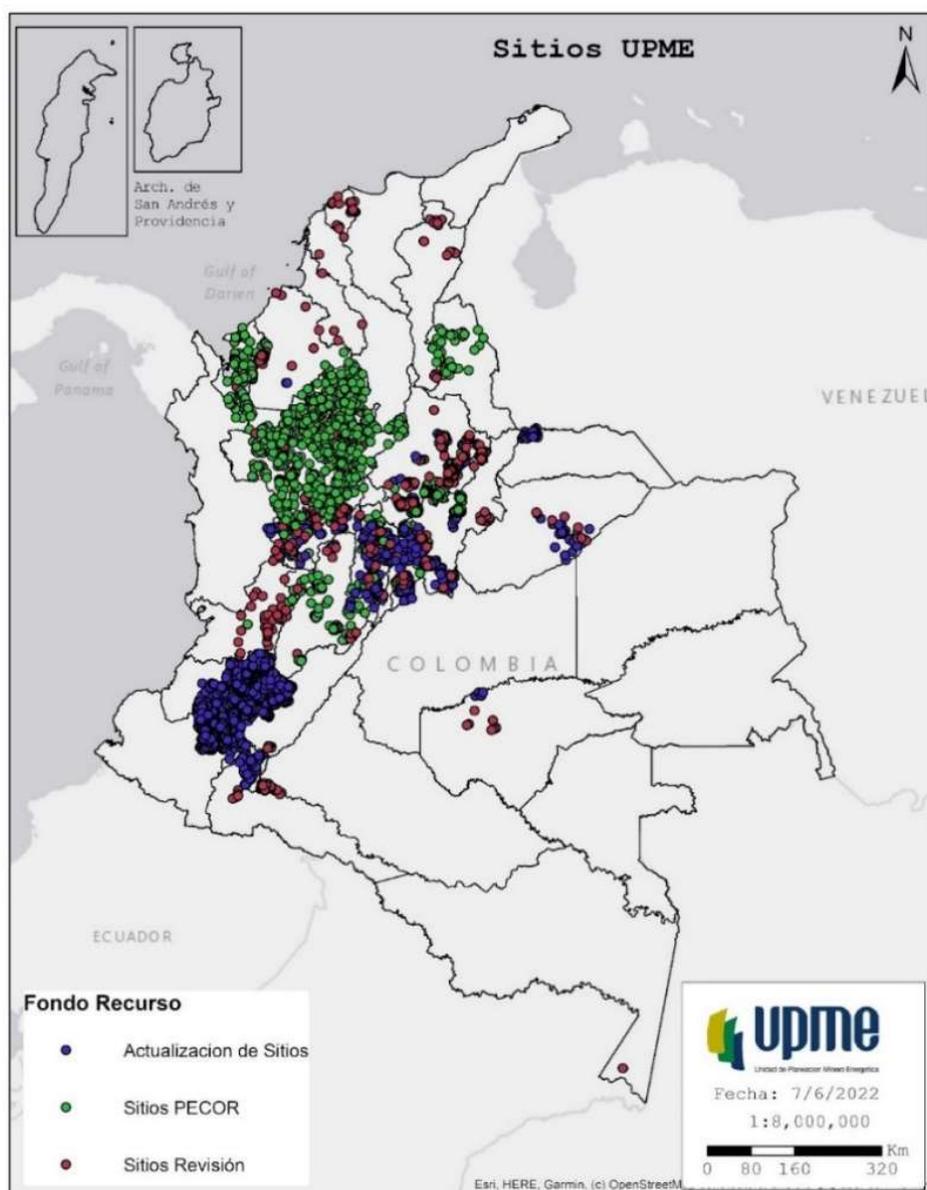


Figura 38. Localización de Sitio UPME reportados por fuentes.

La consolidación de la información con geometría punto en una única capa fue fundamental para tener un contexto de toda la información disponible:

#### 6.3.1.3 Proceso de consolidación grillas

A partir de la grilla suministrada por el DANE, se lleva a cabo un proceso de asignación (herramienta unión espacial en el Sistema de Información Geográfica - SIG ArcMap de ESRI) de la cantidad de viviendas totales y sin servicio originarias de la capa consolidada descrita en el literal anterior y la grilla del DANE.

La asignación del número de viviendas tomó lugar luego de realizar una construcción de un campo identificador único de cada polígono que compone a la grilla, seguido de la incorporación de las cantidades de viviendas existentes desde la capa consolidada. El proceso de asignación de la cantidad de viviendas corresponde a una consolidación de diferentes fuentes de información, con lo cual se busca obtener un producto consolidado, integrado y consistente entre los datos fuente.

#### 6.3.1.4 Proceso de consolidación de las diferentes fuentes de información

En el siguiente diagrama se realiza la explicación del proceso que se realizó con las diferentes fuentes de información.

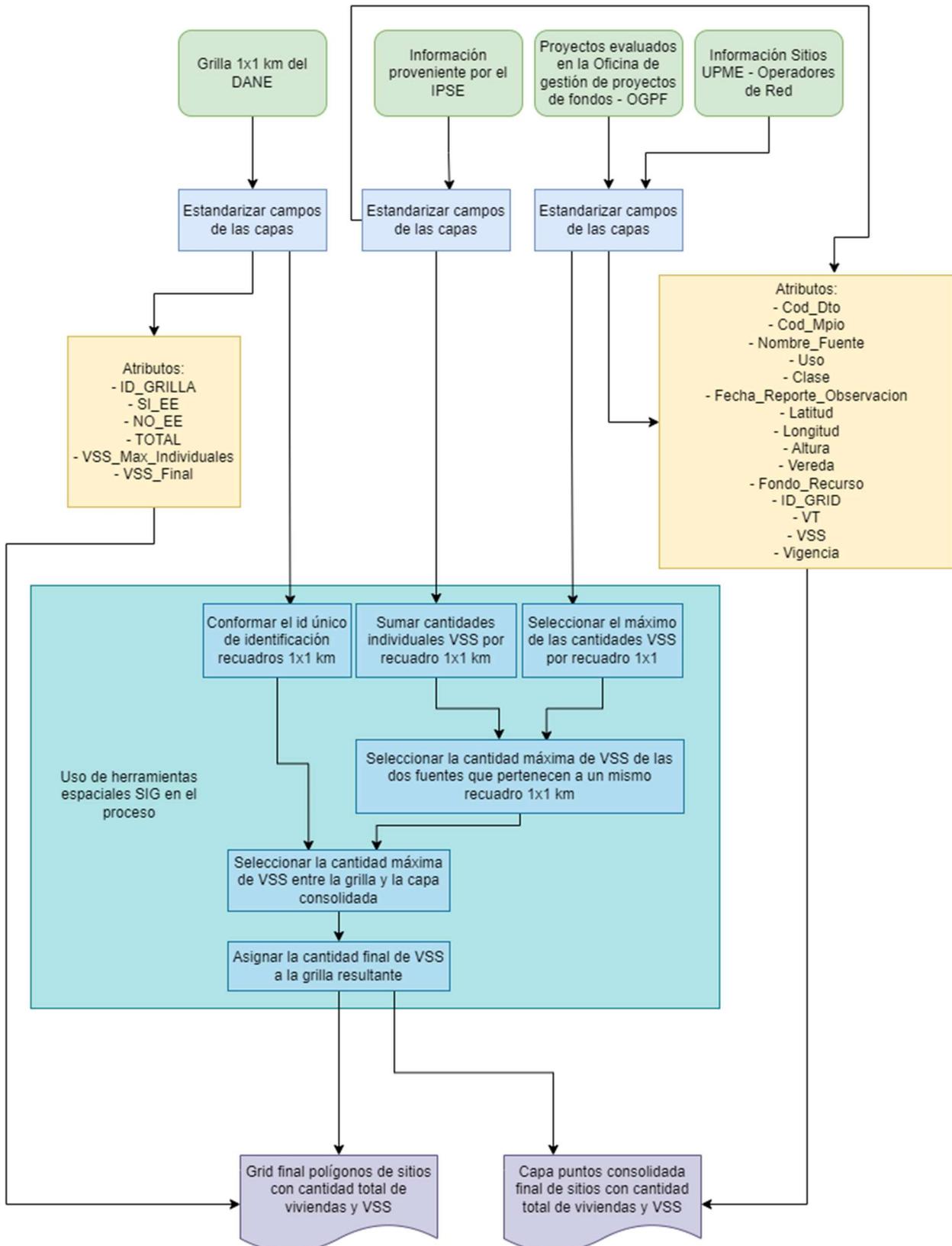


Figura 39. Esquema del proceso para la consolidación a nivel de grilla de necesidades del servicio.

La selección de la cantidad final de viviendas sin servicio se basó en el cálculo del máximo existente entre las cantidades de la capa consolidada (selección del valor máximo entre la suma de las viviendas sin servicio individuales y el valor de viviendas sin servicio agrupadas) y la cantidad de viviendas sin servicio reportadas en la grilla del DANE. Este valor es el que conformará el valor total de VSS en la grilla final y en aquellos casos donde no se encuentre información reportada por los operadores se decide mantener la información de la grilla existente.

Adicionalmente a la selección de la cantidad máxima de VSS, se construye la relación entre la capa consolidada de puntos y la grilla, donde cada elemento contiene el identificador del polígono donde se encuentra contenido espacialmente. Finalmente, como ejemplo en la Figura 41 se tiene una muestra de las dos capas resultantes, una tipo punto con la información de viviendas individuales y la información reportada a la UPME por proyectos o PECOR y por otro lado la capa de grillas la cual tiene la consolidación de viviendas y viviendas sin servicio.

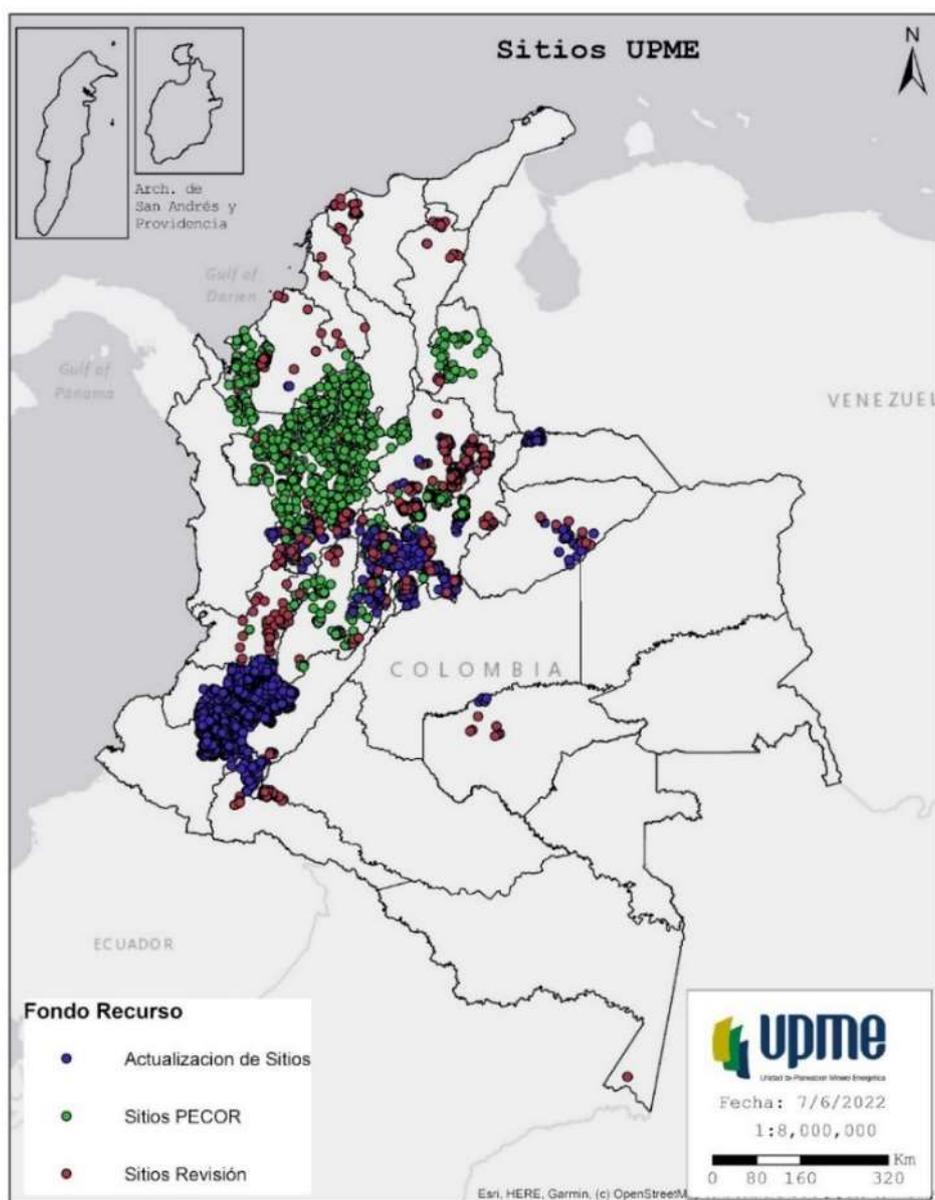


Figura 40. Sitios UPME según su fuente de actualización.

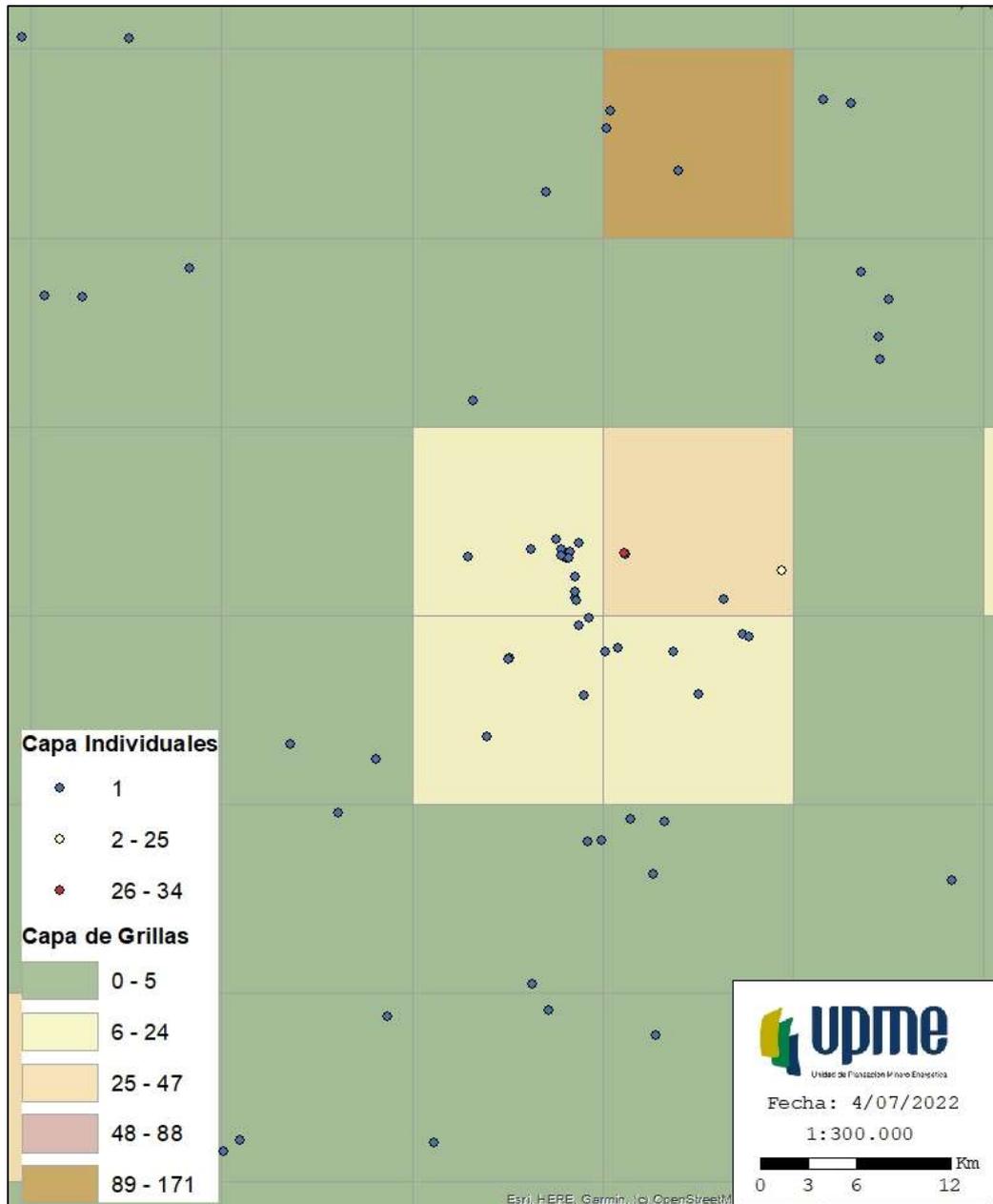


Figura 41. Ejemplo de las capas resultantes y forma en que se relacionan.

## 6.4 Anexo 4. Excel con los resultados del Plan a nivel municipal para el escenario de 45kWh/mes

En el archivo Anexos PIEC.xls hoja Mpios\_45, se dispone de los resultados del Plan a nivel municipal/departamental, para el escenario de demandas de 45kWh/m.