

REPÚBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

1



*Documento de Análisis del Plan  
Indicativo de Expansión de  
Cobertura de Energía Eléctrica*

**PIEC 2019-2023**

Septiembre 15 de 2022

## Tabla de Contenido

Presentación.....	9
1 Resultados para lograr la universalización según nivel de análisis .....	12
1.1 Resultados de acuerdo con los puntos a nivel georreferenciado .....	13
1.2 Resultados a nivel municipal, departamental, nacional .....	16
1.3 Potencia necesaria a instalar para lograr la universalización .....	23
1.4 Esfuerzo fiscal necesario para lograr la universalización .....	24
2 Consideraciones para el análisis de resultados.....	26
3 Metodología general para el PIEC.....	28
3.1 Supuestos generales .....	29
3.2 Supuestos para la expansión de la red del SIN.....	31
3.3 Soluciones aisladas del SIN.....	51
3.4 Comparación de alternativas .....	61
4 ANEXOS .....	63

## Tabla de Ilustraciones

Figura 1. Sitios con expansión de SIN.....	15
Figura 2. Sitios con soluciones de microrredes .....	15
Figura 3. Sitios con soluciones fotovoltaicas aisladas individuales.....	15
Figura 4. Resultados a nivel georreferenciado, 486.637 VSS. \$9.18 billones. Escenario 60-90 kWh/m .....	16
Figura 5. Resultados a nivel nacional, 818.119 VSS. \$COP14.47 billones. Escenario 60-90 kWh/m	17
Figura 6. Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel municipal .....	18
Figura 7. Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel departamental .....	19
Figura 8. Inversión por departamentos para la universalización del servicio de energía eléctrica ..	20
Figura 9. Viviendas sin servicio por departamentos para la universalización del servicio de energía eléctrica.....	21
Figura 10. Capacidad instalada SIN y ZNI .....	24
Figura 11. Capacidad instalada SIN y ZNI, más capacidad para atender las VSS identificadas en este PIEC.....	24
Figura 12. Componentes del costo de proyectos de interconexión – FAER .....	27
<i>Figura 13. Curvas de carga diaria para 60 y 90 kWh/mes. ....</i>	<i>29</i>
Figura 14. Restricciones y relevancia del análisis multicriterio.....	35

Figura 15. Capa de las restricciones para expandir la red de distribución.....	36
Figura 16. Costo de distancia .....	37
Figura 17. Relación de menor costo Nacional y local.....	38
Figura 18. Ruta de menor costo Nacional y local.....	39
Figura 19. Líneas de conexión resultantes entre Sitio y Transformador .....	40
Figura 20. Esquema diseño de red radial para a expansión del SDL.....	41
Figura 21. Ejemplo de los resultados de las distancias a transformadores de nivel de tensión 2....	45
Figura 22. Mapa de transformadores de N1. Caso Putumayo.....	47
Figura 23. Mapa de las redes de nivel N1 - caso Cedenar .....	47
Figura 24. Radiación solar. Tomado de: <a href="http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html">http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html</a> .....	53
<i>Figura 25. Velocidad del viento. Tomado de: <a href="http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html">http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html</a>....</i>	<i>54</i>
Figura 26. Esquema de solución fotovoltaica aislada individual.....	55
Figura 27. Esquema para la solución fotovoltaica aislada individual.....	57
Figura 28. Esquema de solución de microrred aislada.....	59
<i>Figura 29. Configuración del esquema para una microrred aislada de 9 usuarios .....</i>	<i>61</i>
Figura 30. Carga diaria del escenario 45kWh discriminada por equipos. ....	64
Figura 31. Sitios con expansión de SIN, escenario de 45kWh en la solución individual .....	68
Figura 32. sitios con soluciones de microrredes, escenario de 45kWh en la solución individual.....	68

Figura 33. Mapa de sitios con soluciones individuales, escenario de 45kWh..... 68

Figura 34. Localización de Sitio UPME reportados por el IPSE discriminados por su fuente..... 71

Figura 35. Localización de Sitio UPME reportados por otras fuentes y del PECOR discriminados por su fuente..... 72

Figura 36. Esquema del proceso para la consolidación a nivel de grilla de necesidades del servicio. .... 74

Figura 37. Ejemplo de las capas resultantes y forma en que se relacionan ..... 75

PARA COMENTARIOS

## Glosario

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

**AOM:** Administración, operación y mantenimiento

**BT:** Baja tensión

**CENTROIDE:** Punto central de una figura geométrica.

**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

**ESPACIALIZADO:** Información con características espaciales, como coordenadas geográficas (Latitud y Longitud) o coordenadas planas (Norte; Este).

**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

**GDB:** Base de datos geográfica.

**GRILLA:** Conjunto de polígonos con dimensión 1x1 km con cobertura nacional.

**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:** kilovoltiamperio

**m.s.n.m.:** Unidad de medida de altura la cual se evalúa en metros sobre el nivel del mar.

**Minenergía:** Ministerio de Minas y energía

**MT:** Media tensión

**ODS:** Objetivos de desarrollo sostenible

**OR:** Operador de Red.

**OBRAS POR IMPUESTOS<sup>1</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.

**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 Pazcífico

**RED LOGÍSTICA Y DE SERVICIO<sup>2</sup>:** Conjunto de activos, procesos y actividades logísticas, técnicas y económicas, destinadas a la prestación del servicio público de energía eléctrica a Usuarios Aislados.

**SDL:** Sistema de Distribución Local

**SGR:** Sistema General de Regalías

---

<sup>1</sup> Consulta en <https://www.obrasimpuestos.com/obras-por-impuestos/>, julio 25 de 2022

<sup>2</sup> Decreto 099 de 2021

**Shapefile:** formato de archivo informático propietario de datos espaciales desarrollado por la compañía ESRI.

**SICOM:** Sistema de información de combustibles

**SIN:** Sistema Interconectado Nacional

**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.

**SUI:** Sistema Único de Información.

**SSPD:** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

**UC:** Unidad Constructiva

**VSS:** Viviendas Sin Servicio

PARA COMENTARIOS

## 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). 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 Impuesto[A1]S. Además, la Resolución MME 40172 de 2021 estableció el máximo incremento tarifario para las inversiones que realicen los Operadores de Red de ampliación de cobertura que podrán ser incluidas en la respectiva remuneración de su actividad de distribución de energía eléctrica. Y está en proceso otros mecanismos como el Decreto 099 de 2021 y Resolución MME 40094 de 2021 referentes a definir las redes[A2] logísticas en las áreas de influencia de los Operadores de Red (aplicable a los PECOR), así como el proyecto de resolución CREG 701-001 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 operadores de red. Sin embargo, no ajenos a las situaciones que se presentan en otras partes del planeta para lograr la universalización, Colombia también presenta dificultades, entre ellas: condiciones geográficas complejas, alta dispersión de las poblaciones rurales y alejadas de los centros poblados urbanos y la dificultad para identificar con mayor precisión las necesidades del servicio de energía eléctrica que complejiza realizar la planeación con mayor exactitud.

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 es, por una parte, identificar las necesidades del servicio de energía y cuantificar las inversiones que deben realizarse para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica (Decreto 1523 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. 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. [A3][A4]

El PIEC identifica geoespacialmente las necesidades (demanda) y la infraestructura eléctrica de distribución (oferta). Para ese ejercicio se cuenta con los resultados del Censo Nacional de Población y Vivienda – CNPV 2018 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 dos secciones. En primer lugar, se presentan los resultados a nivel municipal y departamental de la aplicación de la metodología propuesta en el presente Plan. Seguidamente, se explica en detalle la metodología, se abordan las consideraciones de carácter general al Plan y luego los parámetros de las diferentes alternativas para ampliar la cobertura. Adicionalmente, los resultados para el escenario base, es decir considerando consumos de 60 o 90 kWh/mes<sup>3</sup>, a nivel municipal pueden ser consultados en el Anexo 1 mientras que los resultados aplicando soluciones para un consumo mensual de 45kWh 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.

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>3</sup> Anexo 6: Análisis consumo rural por piso térmico y eficiencia. Consulta 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 Resultados para lograr la universalización según nivel de análisis

El cálculo de la inversión necesaria para lograr la universalización del servicio, parte de la identificación de las Viviendas Sin Servicio de energía (VSS), siendo éstas el residuo del cálculo del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica 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 como se resumen en la Tabla 1-1. De acuerdo con el documento metodológico de cálculo de cobertura, existe una discrepancia entre la falta de cobertura a nivel municipal, departamental y nacional. 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.

Tabla 1-1. 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				486.637

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, que tuvo como fuente las grillas de 1km por 1 km suministrada por el DANE como resultado del CNPV 2018 y los centroides que representan la ubicación de necesidades de energía que han sido reportadas por los Operadores de Red, 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 presenta en el capítulo 3 de este documento para cada uno de los niveles referidos anteriormente<sup>[A5]</sup>.

### 1.1 Resultados de acuerdo con los puntos a nivel georreferenciado<sup>[A6]</sup>

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>4</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 Operadores de Red, 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<sup>[A7]</sup> ¿La vivienda cuenta con servicios de energía eléctrica?<sup>[A8]</sup>

Esta información sin embargo, solo se recoge para para viviendas que al momento de la recolección del CNPV contaran 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 complementar con las otras fuentes referidas anteriormente, construyendo así la capa base de las viviendas sin servicio 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:

---

<sup>4</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/>

- 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 consistentes 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 1.

Sobre esta capa que refleja 486.637 viviendas sin servicio espacializadas se realizó el análisis de cercanía a la infraestructura eléctrica existente vs 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 3[A9], identificando para cada punto georreferenciado cuál es la mejor solución. Los resultados por alternativa se presentan en la Figura 1 (interconexión al SIN) esta solución beneficiaría especialmente, como es de esperarse, a la región central donde se encuentra concentrado la infraestructura de distribución del sistema interconectado nacional, Por su parte las soluciones aisladas con microrredes que presentan mayor cantidad de poblaciones nucleadas que logran determinar este tipo de soluciones sobre las aisladas, se observa en la Figura 2, 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. Y la Figura 3 (soluciones fotovoltaicas aisladas individuales) que están presentes en todo el territorio nacional.

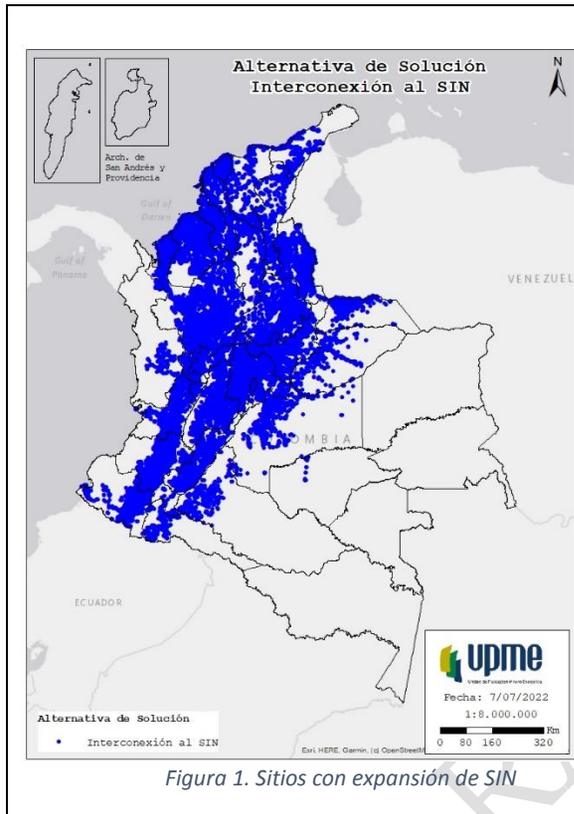


Figura 1. Sitios con expansión de SIN

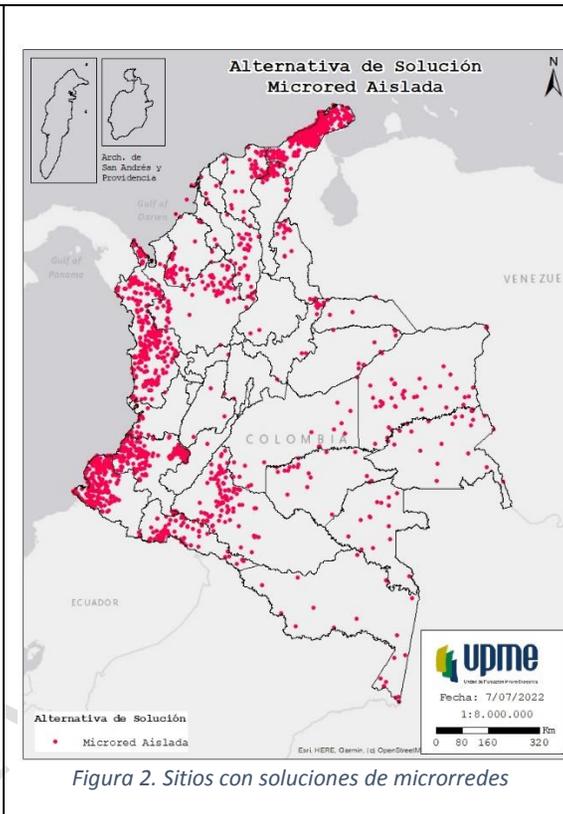


Figura 2. Sitios con soluciones de microrredes

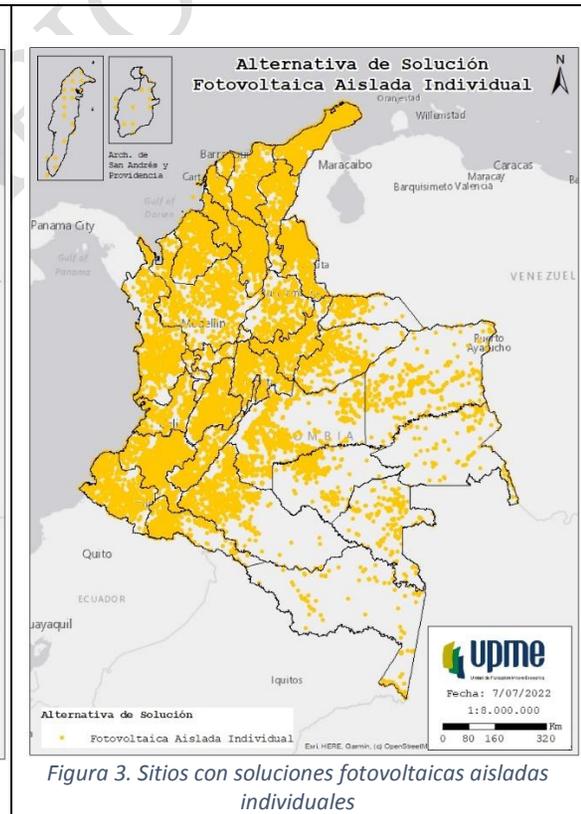


Figura 3. Sitios con soluciones fotovoltaicas aisladas individuales

Para cubrir con servicio las 486.637 viviendas identificadas a nivel georreferenciado, se necesitaría una inversión total de \$COP 9.18 billones, como se aprecia en Figura 4, de los cuales 26 % (\$COP 2.39 billones) serían necesarios para la solución de interconexión al SIN para conectar 205.242 viviendas; la inversión para microrredes representa el 23% (\$COP 2.16 billones) de la inversión total para un cubrimiento de 128.379 viviendas. Mientras que las restantes 153.016 viviendas se cubrirían con soluciones fotovoltaicas aisladas individuales para lo cual es necesario COP 4.63 billones que representan el 50% de la inversión total [A10].

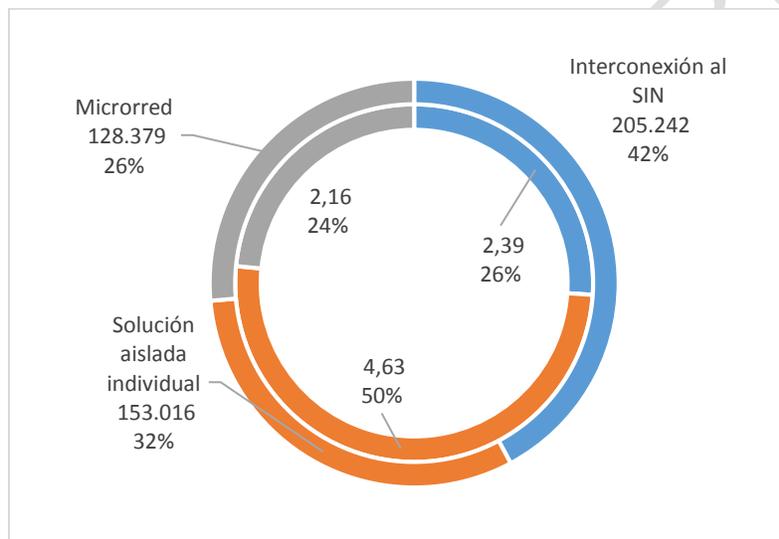


Figura 4. Resultados a nivel georreferenciado, 486.637 VSS. \$9.18 billones. Escenario 60-90 KWh/m

## 1.2 Resultados a nivel municipal, departamental, nacional

Como se indicó anteriormente, existe una discrepancia de las viviendas sin servicio a los diferentes niveles de análisis. Con el fin de aproximar los resultados de las alternativas a nivel de los puntos de la grilla a nivel municipal, se calculó la proporción de las viviendas sin servicio a nivel municipal (1.225.303 VSS) y este porcentaje se aplicó al total nacional de las viviendas sin servicio para distribuir las 818.119 VSS manteniendo la proporción municipal. A partir de esto se aplicó el costo

promedio por solución para cada municipio, manteniendo la distribución por alternativas del municipio.

Resultado de lo anterior, para lograr cubrir 818.119 viviendas sin servicio, la inversión total debería ser de \$COP 14.47 billones como se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** De estos, el 39% (\$COP 5.6 billones) de dicha inversión total corresponden para las soluciones de interconexión al SIN, el 13% (\$COP 1.95 billones) para soluciones aisladas con microrredes y 48% (\$COP 6.9 billones) para soluciones fotovoltaicas aisladas individuales.

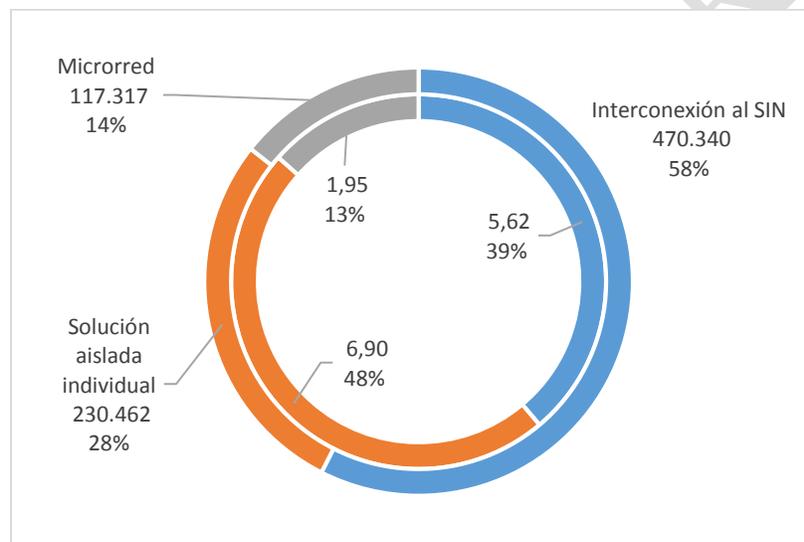


Figura 5. Resultados a nivel nacional, 818.119 VSS. \$COP14.47 billones. Escenario 60-90 KWh/m

Al escalar los resultados de las grilla al nivel municipal, se observa un incremento del 68% del total de las viviendas sin servicio y 58% 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 6 se presenta la inversión (\$COP 14.5 billones) necesaria por municipios, siendo los municipios de Uribía, Manaure y San Andrés de Tumaco quienes requieren mayores inversiones principalmente 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.

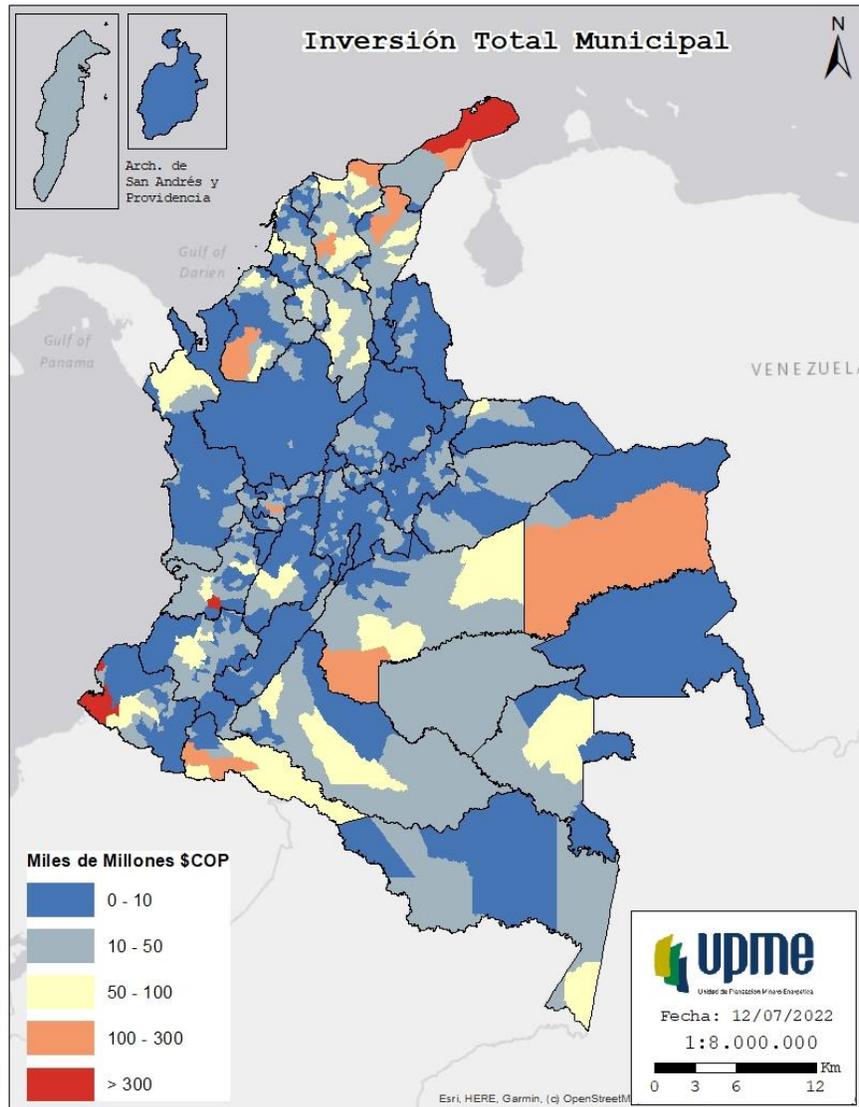


Figura 6. Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel municipal

Los resultados de la inversión (\$COP 14.5 billones) agregados por departamento se representan en la Figura 7, en la cual se observa que varios de los departamentos de la Costa Atlántica son quienes más recursos requieren para lograr la universalización.

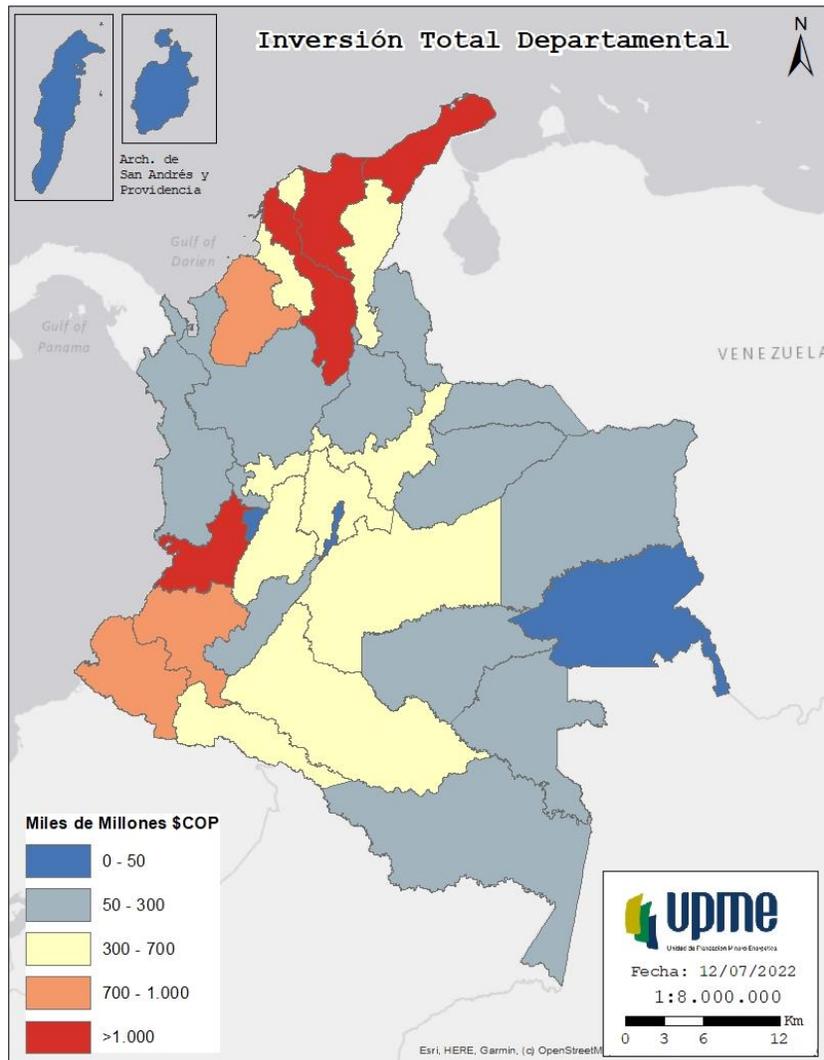


Figura 7. Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel departamental

Por otra parte, los resultados presentados en la Figura 8 nos indican que el departamento del Valle del Cauca también requiere una inversión superior a los \$COP 1.000 millones para lograr la universalización. Además de lo mencionado anteriormente con respecto a Cali, lo que ocasionó inversiones superiores en el departamento del Valle del Cauca fue utilizar la información disponible de los transformadores que sólo llegan hasta el nivel 2, es decir no se cuenta para este PIEC con los transformadores del nivel 1, siendo los precios de las unidades constructivas para la expansión de interconexión del nivel 2 [A11] más altos que para el nivel 1.

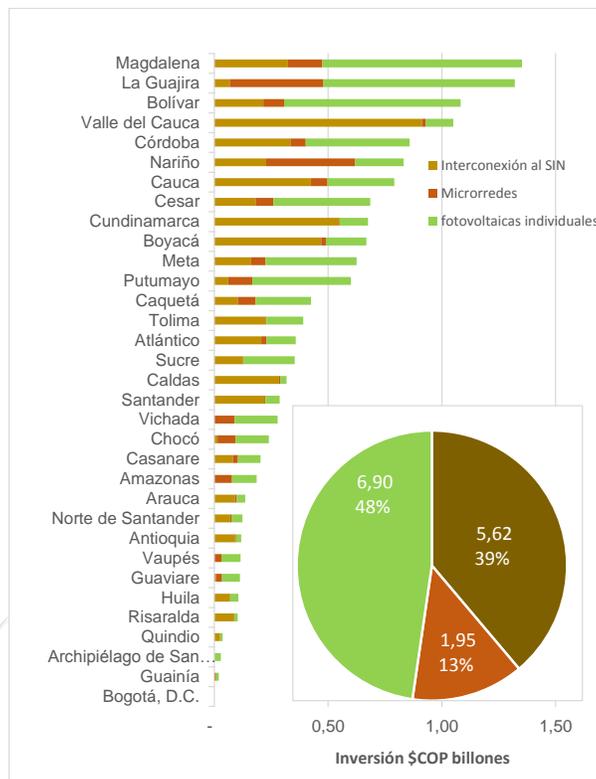


Figura 8. Inversión por departamentos para la universalización del servicio de energía eléctrica

En la Figura 9 se presenta la proporción de las viviendas sin servicio que son viables para cada una de las alternativas, siendo los departamentos de la Costa Atlántica y de la región central donde se concentra la mayor parte de las soluciones de interconexión precisamente donde se encuentra concentrado 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, la principal alternativa son soluciones aisladas (microrred y soluciones individuales).

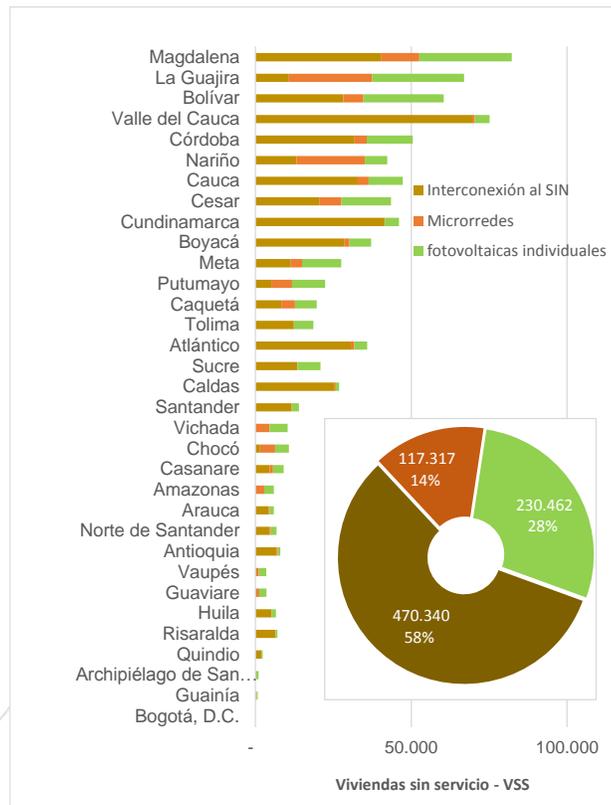


Figura 9. Viviendas sin servicio por departamentos para la universalización del servicio de energía eléctrica

Las cifras departamentales presentadas en las anteriores figuras, se observa en la Tabla 1-2, mientras que el detalle de las cifras [A.12] municipales se adjuntan en el archivo Excel del Anexo 4.

Tabla 1-2. 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	-	-	2.783	0,08	3.095	0,11	5.878	0,19
Antioquia	6.757	0,09	390	0,01	801	0,02	7.948	0,12
Arauca	4.293	0,09	300	0,01	1.286	0,04	5.879	0,14
San Andrés y Providencia	-	-	-	-	995	0,03	995	0,03
Atlántico	30.573	0,21	1.069	0,02	4.216	0,13	35.858	0,36
Bogotá, D.C.	-	-	-	-	-	-	-	-
Bolívar	28.215	0,22	6.431	0,09	25.799	0,78	60.444	1,08
Boyacá	28.551	0,47	1.569	0,02	6.992	0,18	37.112	0,67
Caldas	25.460	0,28	293	0,01	1.090	0,03	26.843	0,32
Caquetá	8.269	0,10	4.390	0,08	7.023	0,24	19.681	0,42
Casanare	4.564	0,08	1.060	0,02	3.387	0,10	9.011	0,20
Cauca	32.794	0,42	3.510	0,07	10.947	0,29	47.252	0,79
Cesar	20.463	0,18	7.109	0,08	15.903	0,43	43.475	0,69
Chocó	1.458	0,01	4.811	0,08	4.479	0,15	10.748	0,24
Córdoba	31.827	0,33	3.903	0,07	14.778	0,46	50.509	0,86
Cundinamarca	41.392	0,55	136	0,00	4.524	0,12	46.052	0,68
Guainía	-	-	387	0,01	354	0,01	740	0,02
Guaviare	260	0,01	956	0,03	2.318	0,08	3.533	0,11
Huila	5.147	0,07	-	-	1.388	0,04	6.535	0,11
La Guajira	10.747	0,07	26.687	0,41	29.495	0,84	66.930	1,32
Magdalena	40.389	0,32	12.143	0,15	29.728	0,88	82.260	1,35
Meta	11.337	0,16	3.643	0,06	12.502	0,40	27.483	0,63
Nariño	13.213	0,23	21.857	0,39	7.199	0,21	42.269	0,83
Norte de Santander	4.612	0,07	322	0,00	1.798	0,05	6.732	0,12
Putumayo	5.058	0,06	6.652	0,11	10.605	0,43	22.315	0,60
Quindío	1.901	0,03	-	-	434	0,01	2.334	0,04
Risaralda	6.460	0,09	-	-	565	0,02	7.025	0,10
Santander	11.498	0,22	185	0,00	2.270	0,06	13.953	0,29
Sucre	13.325	0,12	180	0,00	7.355	0,23	20.860	0,35
Tolima	12.236	0,22	150	0,00	6.177	0,16	18.564	0,39
Valle del Cauca	69.539	0,91	841	0,02	4.721	0,12	75.101	1,05
Vaupés	-	-	1.026	0,03	2.425	0,08	3.451	0,12
Vichada	-	-	4.533	0,09	5.816	0,19	10.348	0,28
	<b>470.340</b>	<b>5,62</b>	<b>117.317</b>	<b>1,95</b>	<b>230.462</b>	<b>6,90</b>	<b>818.119</b>	<b>14,47</b>

### 1.3 Potencia necesaria a instalar para lograr la universalización

Con el fin de estimar la potencia (MW) suficiente para lograr la universalización del servicio en el país, se considera dos escenarios. El primero corresponde al caso de estimar la potencia a partir de soluciones fotovoltaicas individuales para suministrar energía a aquellas viviendas que por razones técnicas su interconexión a la red existente no es factible, es decir el 42.5% del total de viviendas sin servicio (347.779 VSS). En el segundo escenario, se supone estimar la potencia a partir de soluciones fotovoltaicas individuales para suministrar energía a todas las viviendas sin servicio, es decir 818.119 VSS. Para ambos escenarios, se estima dicha potencia total para valores de soluciones fotovoltaicas individuales promedio, mínima y máxima con base a los resultados de este Plan. Estos valores de potencia de soluciones fotovoltaicas individuales se multiplican por el número de viviendas sin servicio y se obtiene la potencia instalada requerida según cada escenario, tal como se presentan en Tabla 1-3.

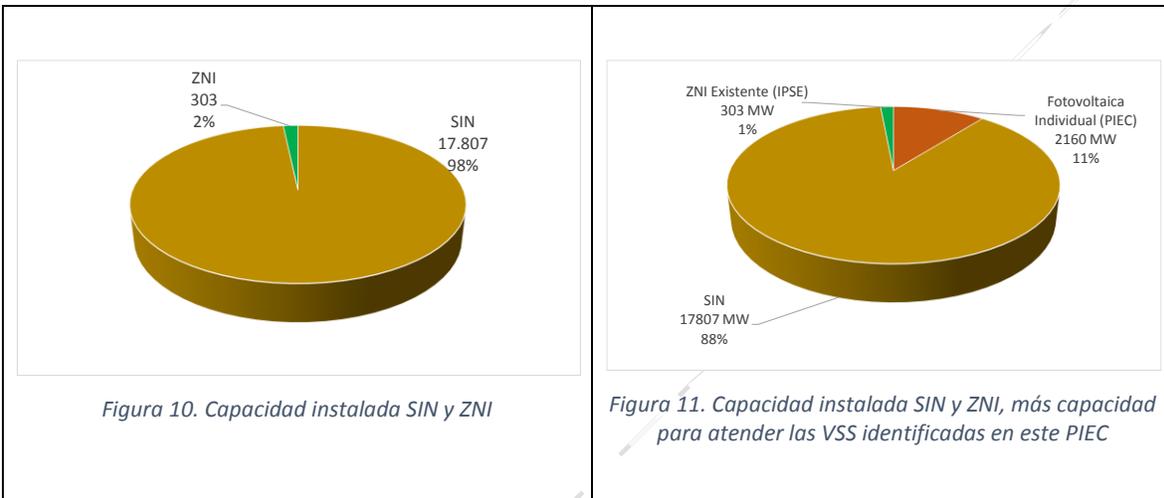
Tabla 1-3. Estimación de la potencia necesaria para lograr la universalización del servicio

	Potencia Solución Fotovoltaica individual [KW]	Escenario 1 Potencia requerida [MW]	Escenario 2 Potencia requerida [MW]
Mínimo	0,99	344	810
Promedio	1,67	579	1.363
Máximo	2,64	918	2.160

Es decir, sería necesario ampliar la capacidad entre 344 MW a 2160 MW, dependiendo de la decisión de política pública sobre la cantidad de potencia a instalar por cada solución. La capacidad efectiva instalada de generación en el Sistema Interconectado Nacional –SIN<sup>5</sup> a julio de 2022 fue de 17.806

<sup>5</sup> <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

MW y la capacidad instalada en ZNI<sup>6</sup> a mayo de 2022 fue de 303,41 MW (el total se muestra en la Figura 12). En el caso extremo que ingresaran 2.160 MW para atender la totalidad de las VSS que ha identificado el presente Plan, la capacidad efectiva total del país crecería 11% modificando la matriz nacional como se presenta en la Figura 13, y sería 7 veces lo que actualmente está instalado en la ZNI.



### 1.4 Esfuerzo fiscal necesario para lograr la universalización

Una vez implementada la solución de energización para los SITIOS UPME con VSS, es necesario garantizar que los nuevos usuarios hagan un uso adecuado de la energía eléctrica, permitiendo valorar los esfuerzos efectuados por los distintos agentes. Esto comienza por garantizar que los nuevos usuarios puedan pagar por el servicio prestado y que estos entiendan el valor agregado que la energía eléctrica les ofrece para sus actividades diarias (personales y laborales).

<sup>6</sup> <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

Si se asume que el total de las 818.119 VSS a nivel nacional calculadas en este Plan pertenecen al estrato socioeconómico 1 y que estas consumen menos del Consumo de Subsistencia<sup>7</sup> dados los supuestos de consumo usados para este plan de 60kWh y 90kWh mes, , el subsidio de la tarifa de energía eléctrica para estas poblaciones sería máximo del 60% del valor total de la tarifa<sup>8</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 pro de igualar las condiciones de los pobladores 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>9</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 y soluciones fotovoltaicas individuales el presente Plan estimó un valor promedio de CU de 2.123 COP/kWh y 3.671 COP/kWh respectivamente. Por lo tanto, en las poblaciones donde es viable soluciones con microrredes (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 1000 m.s.n.m. y 579.018 VSS por debajo de los 1000 m.s.n.m, es decir que tienen un consumo promedio mensual de 60kWh y 90kWh, respectivamente, según lo

---

<sup>7</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>8</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 Minenergía.

<sup>9</sup> <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas#>

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 y de 741 millones de COP al año para las poblaciones conectadas con paneles fotovoltaicos, para un total de alrededor de 1.13 billones de COP al año en subsidios de parte del Gobierno Nacional<sup>[A14]</sup>.

## 2 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>[A15]</sup><sup>10</sup>, se puede concluir que el costo promedio de los materiales empleados en los proyectos<sup>[A16]</sup> 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%<sup>[A17]</sup> sobre el costo total, tal y como se muestra en la Figura 12.

<sup>10</sup> FAER: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas

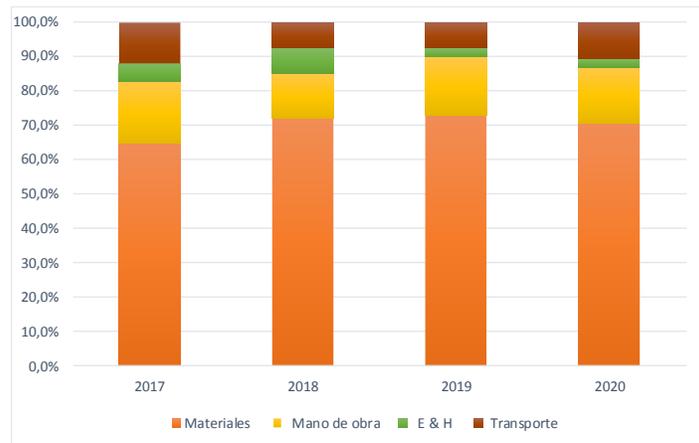


Figura 12. Componentes del costo de proyectos de interconexión – FAER

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 [A18][A19].

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 relativamente bajo. En algunas 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, en 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.

### 3 Metodología general para el PIEC

El Plan inicia con la identificación de las necesidades del servicio en cada Sitio UPME<sup>11</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>12</sup>.

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 3.2.1). De otra parte, se estima el costo de una solución fotovoltaica aislada individual y soluciones con microrredes de acuerdo con su agrupación de viviendas sin servicio (ver numeral 3.3), 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 3.4. El costo de la universalización es el resultado de la suma del costo obtenido para cada Sitio UPME de acuerdo con su alternativa viable.

---

<sup>11</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>12</sup> <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

### 3.1 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. Cabe señalar que este plan es de carácter **indicativo**, por lo cual se deben realizar los estudios a que haya lugar para el desarrollo de proyectos específicos bien sea con recursos privados o públicos.

#### 3.1.1 Consumo mensual y curva de carga horaria

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

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

Las curvas de carga de las dos opciones se presentan en la Figura 13.

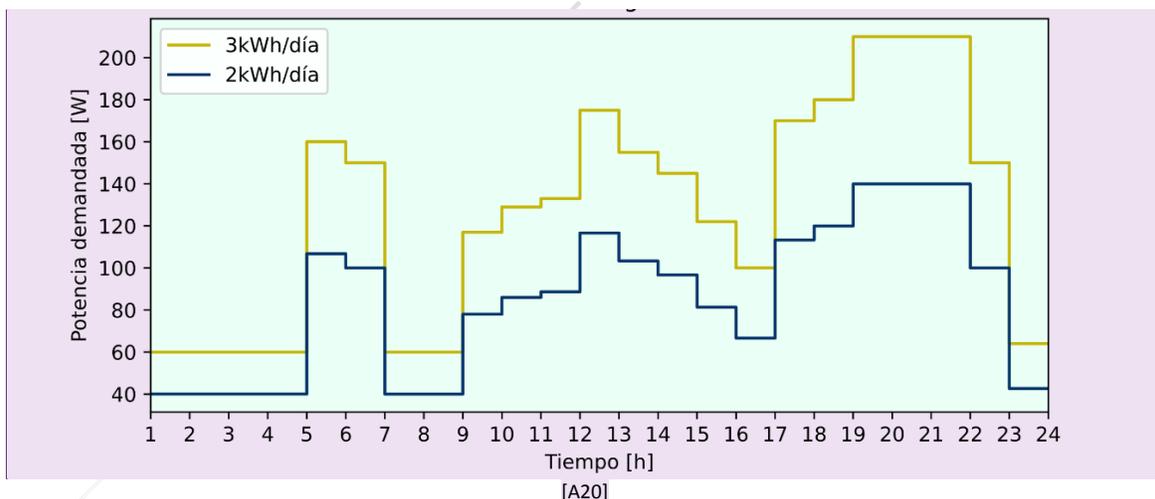


Figura 13. Curvas de carga diaria para 60 y 90 kWh/mes.

La construcción de las curvas de carga se basó en información proveniente de los PERS (Plan de Energización Rural Sostenible) elaborados por la UPME. Se asume el uso de tecnología eficiente, es decir, que garantice un mayor ahorro de energía, implicando un menor consumo promedio. Lo

anterior considerando electrodomésticos como neveras con clasificación energética A (según RETIQ) y el televisores tipo led.

En la Tabla 3-1 se muestran los electrodomésticos usados en el análisis y que corresponden a los comúnmente usados por una familia colombiana que habita en la zona rural según información del DANE, cuyas cargas fueron ajustadas a la curva característica. El presente análisis se puede realizar para otros equipos con potencias similares siempre y cuando el total del consumo no supere en promedio los 3kWh/día. Debe tenerse en cuenta que los valores de la tabla corresponden a un 75% del consumo total esperado en una vivienda, al cual se le aplica un factor de seguridad para obtener los consumos totales de 2 y 3 kWh/día.

Tabla 3-1. Equipamiento por vivienda para cada nivel de consumo

Equipo	Para usuarios con consumo de 60kWh/mes					Para usuarios con consumo de 90kWh/mes				
	Potencia por equipo [W]	Cantidad Equipos	Potencia Total por tipo de equipo [W]	Horas diarias de uso	Energía Diaria por tipo de equipos [kWh]	Potencia por equipo [W]	Cantidad Equipos	Potencia Total por tipo de equipo [W]	Horas diarias de uso	Energía Diaria por tipo de equipos [kWh]
Lámpara LED	6	6	36	4.5	162	6	6	36	5	180
Licudora	420	1	420	0.08	33.6	420	1	420	0.08	33.6
Nevera	80	1	80	10	800	90	1	90	14.5	1305
Decodificador TV	55	1	55	4	220	55	1	55	4	220
Radio AM/FM	15	1	15	4	60	15	1	15	4	60
TV Led	70	1	70	3	210	70	1	70	3	210
Cargador de Cel	9.5	1	9.5	1	9.5	9.5	1	9.5	1	9.5
Ventilador						40	1	40	6	240
	Potencia Simultánea total:		685.5 W	Energía diaria necesaria:	1495.1 [Wh/día]	Potencia Simultánea total:		735.5 W	Energía diaria necesaria:	2258.1 [Wh/día]

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<sup>[A21]</sup> de la población a intervenir, se recomienda realizar el análisis en territorio por quien ejecutará la inversión<sup>[A22]</sup>. Adicionalmente, para la implementación de este tipo de proyectos, se debe articular con los planes de los Operadores de Red y presentar los 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.

Adicional a los casos de 60 y 90kWh/mes, en el Anexo 3 se incluye un caso particular de consumo de 45kWh, considerando que este tipo de soluciones son suficientes para responder a necesidades particulares en poblaciones no interconectadas del país.

### 3.1.2 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.

## 3.2 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.

### 3.2.1 Estimación de distancias entre sitios y transformadores

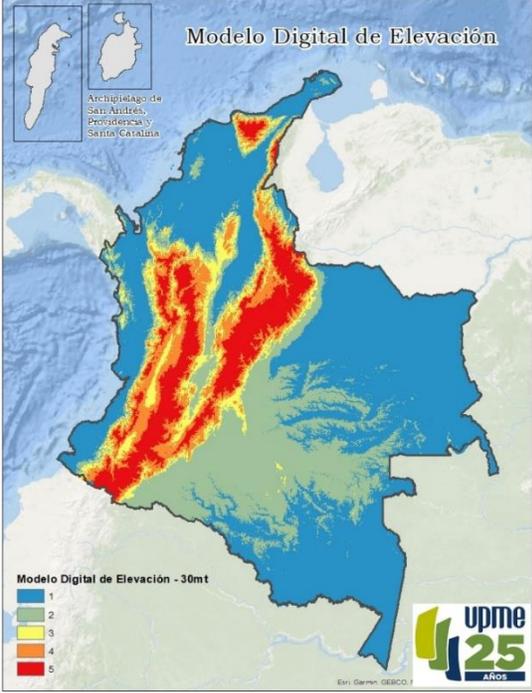
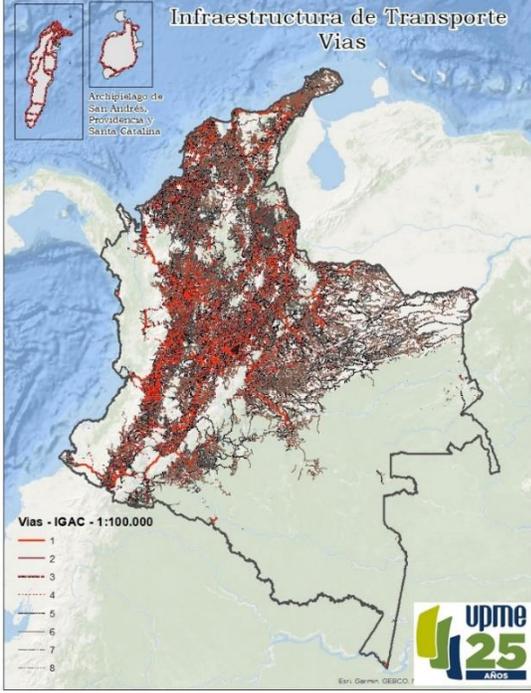
#### 3.2.1.1 Creación de la capa geográfica de restricciones

A partir del modelo digital de elevación – DEM (por sus siglas en inglés) en formato *raster*<sup>13</sup> y las capas de vías y drenajes doble y sencillo que se encuentran en formato vectorial<sup>14</sup> (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 píxeles se valoran según la naturaleza de la capa como se presenta en la Tabla 3-2. Para cada capa se define la escala que mejor represente la información en valores desde el 1; el cero (0) representara los píxeles en donde hay ausencia de información. [A23][A24]

<sup>13</sup> **Raster:** Cualquier tipo de imagen digital representada en mallas (Pixel). Divide el espacio en celdas regulares donde cada una de ellas representa un único valor. (<https://mappinggis.com/2015/12/los-formatos-gis-raster-mas-populares/>)

<sup>14</sup> **Vectorial:** Aquí los datos están basados en la representación vectorial de la componente espacial de los datos geográficos. Su representación es mediante puntos, líneas y polígonos. (<https://mappinggis.com/2015/12/los-formatos-gis-raster-mas-populares/>)

Tabla 3-2. Reclasificación de capas usadas en el análisis multicriterio

Reclasificación DEM 30 metros	Reclasificación Vías
<p>Valor 1= &lt; 500 metros            Valor 2 = 500 – 1.000 metros            Valor 3 = 1.000 – 1.500 metros            Valor 4 = 1.500 – 2.000 metros            Valor 5 = &gt; 2.000 metros</p> 	<p>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</p> 

Reclasificación Drenaje Doble	Reclasificación Drenaje sencillo
<p>Valor 1 = Ríos Caudalosos            Valor 2 = Otros cuerpos de agua            Valor 3 = Sin información</p> 	<p>Valor 0 = Sin información            Valor 1 = Drenaje permanente o Intermitente</p> 

Posteriormente, se asigna la restricción para cada valor asignado en la reclasificación. Estas restricciones se realizan bajo el criterio del equipo interno de cobertura y están asociadas al costo de trazar rutas, por lo que se evita al máximo tomar esas áreas. Para el modelo, 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 14 se muestran los valores de cada restricción, así como la relevancia para cada capa la cual sumado representa el 100% del modelo.

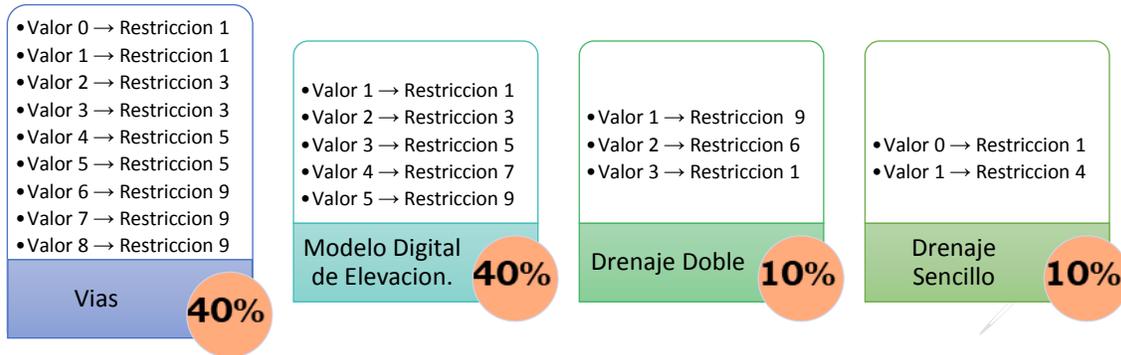


Figura 14. Restricciones y relevancia del análisis multicriterio

Por medio del álgebra de mapas<sup>15</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 ráster 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 15 se presenta el mapa de la clasificación de las restricciones para expandir la red de distribución, en este caso los píxeles con un rojo más oscuro tienen las mayores restricciones para lograr la conexión entre un sitio y un transformador.

<sup>15</sup> **Álgebra de mapas:** el conjunto de técnicas y procedimientos que, operando sobre una o varias capas en formato ráster, 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))

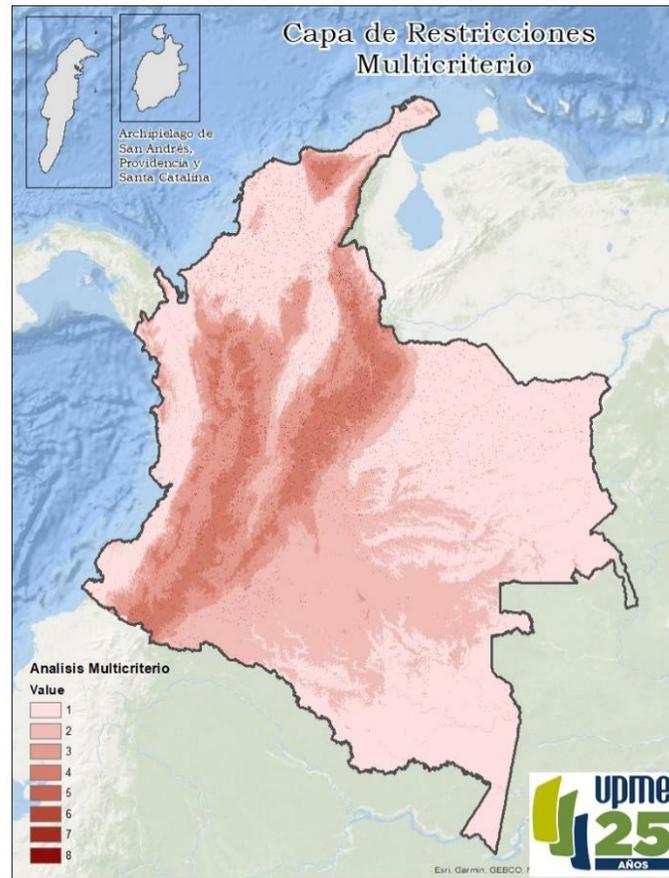


Figura 15. Capa de las restricciones para expandir la red de distribución

### 3.2.1.2 Obtención de distancias entre transformadores y sitios

Utilizando la anterior capa de las restricciones y la capa de transformadores con geometría vectorial<sup>16</sup> tipo punto, se genera la capa ráster 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,

<sup>16</sup> **Vectorial:** Aquí los datos están basados en la representación vectorial de la componente espacial de los datos geográficos. Su representación es mediante puntos, líneas y polígonos. (<https://mappinggis.com/2015/12/los-formatos-gis-raster-mas-populares/>)

hasta cada uno de los Sitios UPME previamente especializados. En la Figura 16, se presenta la superficie de costo resultante para el territorio nacional. En las zonas donde no hay transformadores generalmente el costo es mayor.

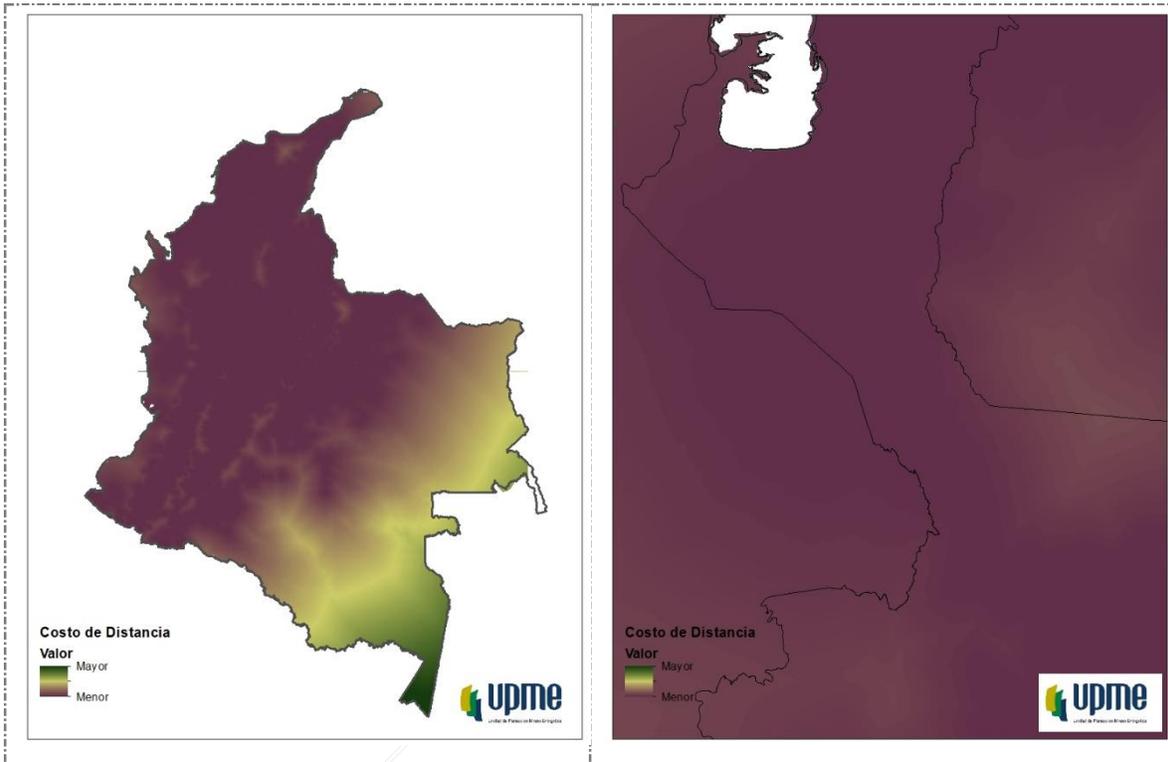


Figura 16. Costo de distancia

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[A25], como se presenta en la Figura 17 lo cual se debe principalmente a condiciones geográficas de la región y vías de acceso.

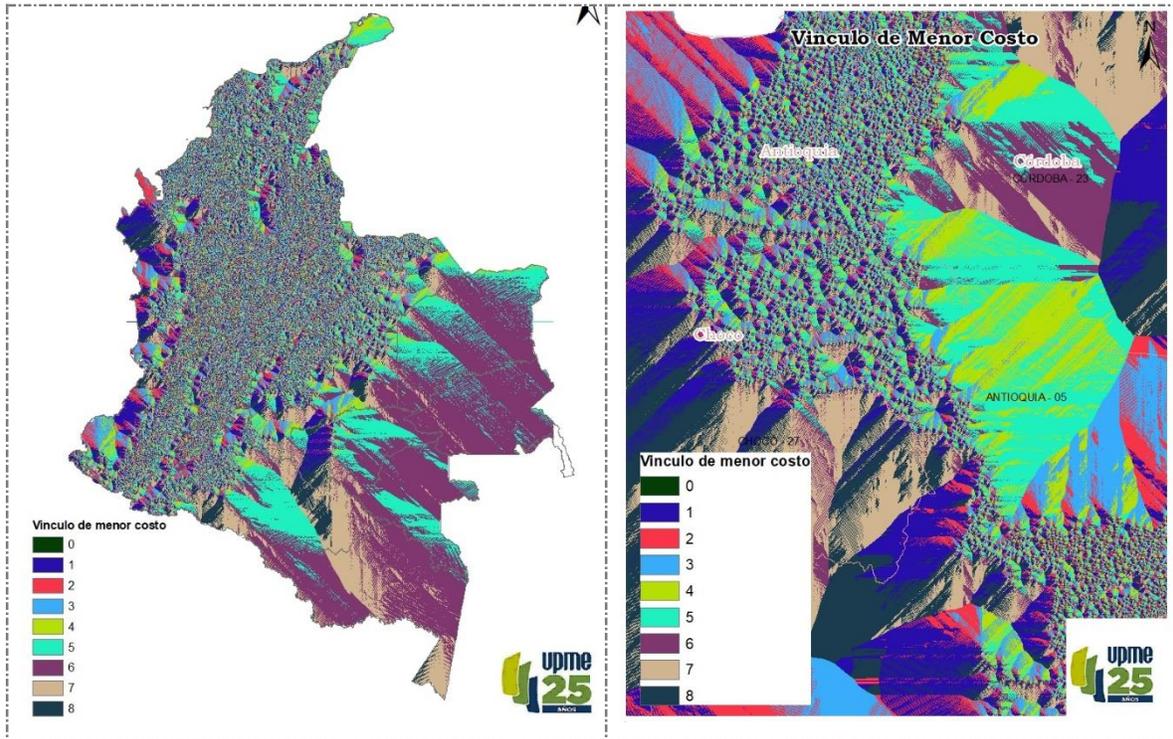


Figura 17. Relación de menor costo Nacional y local

Utilizando las capas con el costo de distancia y el ráster de menor costo se genera la ruta de menor costo, produciéndose un ráster 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 18, la cual muestra las rutas posibles en todo el territorio nacional.

Por otra parte, en las zonas con alta densidad de transformadores, se produce algunas distancias cortas de conexión que preliminarmente puede 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.

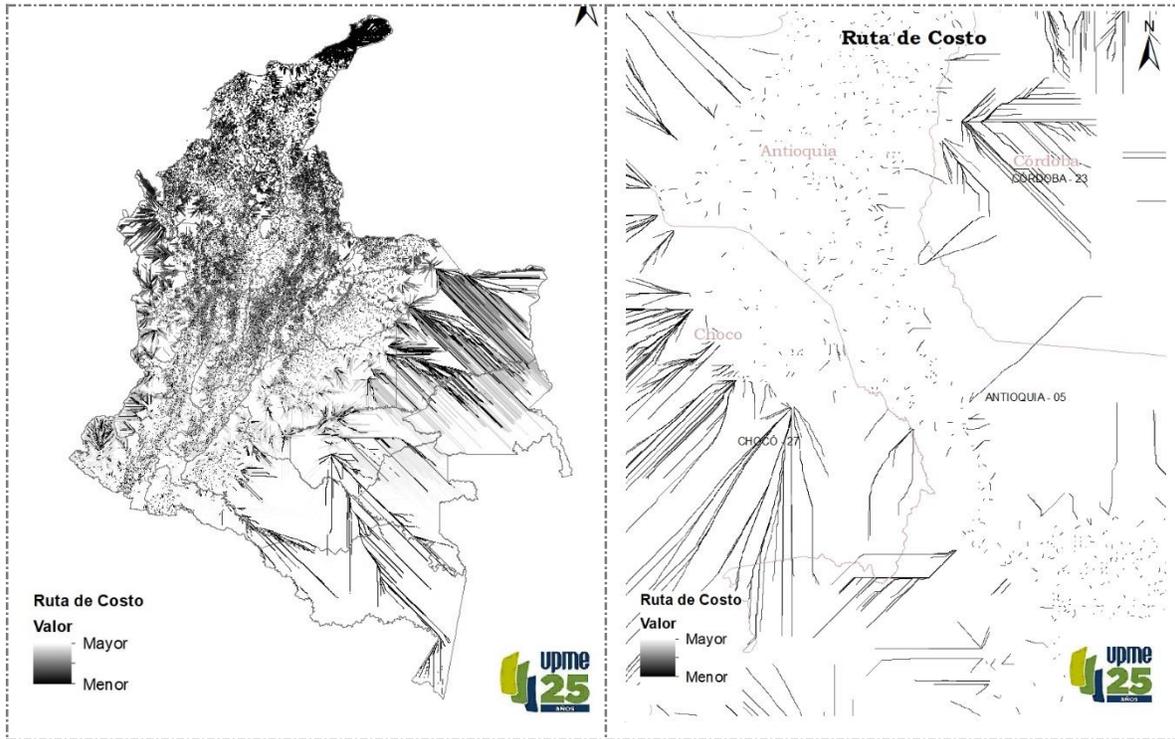


Figura 18. Ruta de menor costo Nacional y local

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 19 se muestran los resultados de las líneas de conexión con su respectiva relación de Sitio UPME-Transformador.

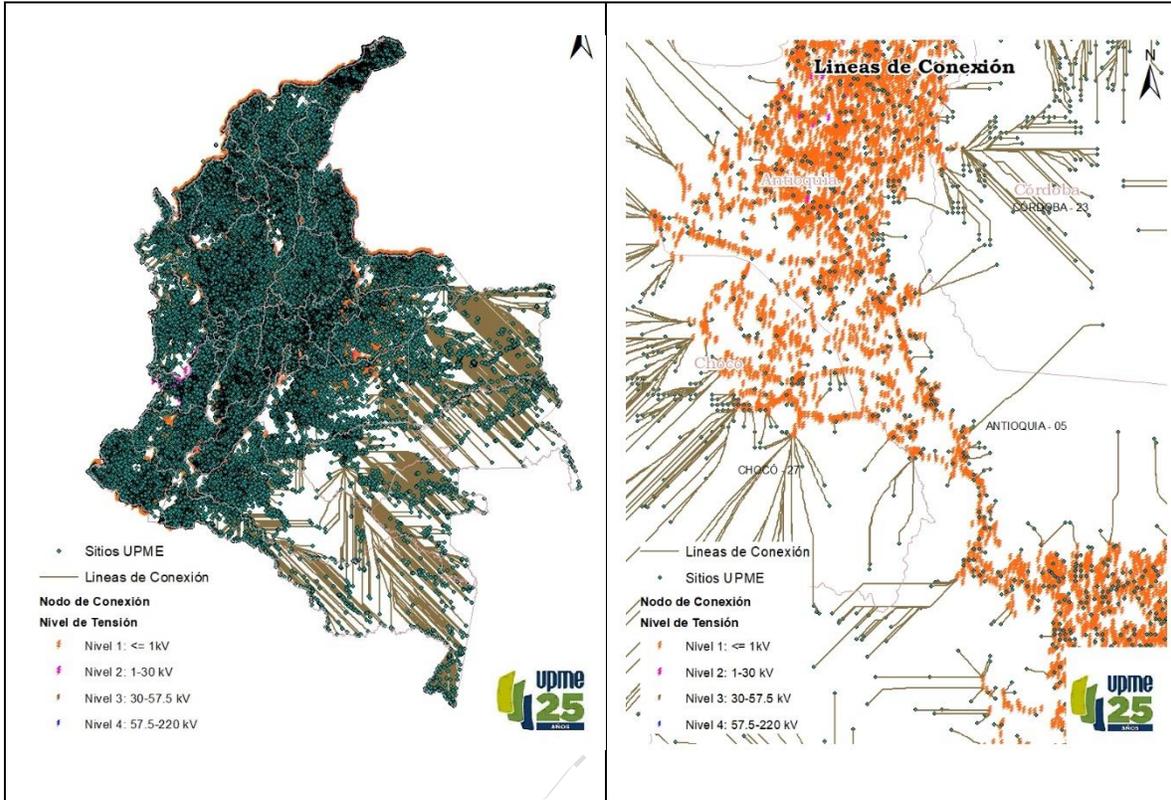


Figura 19. Líneas de conexión resultantes entre Sitio y Transformador

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*.

### 3.2.2 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 20, 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 Operador de Red o del formulador de un proyecto para realizar los análisis técnicos y el diseño de detalle propio de cada proyecto.

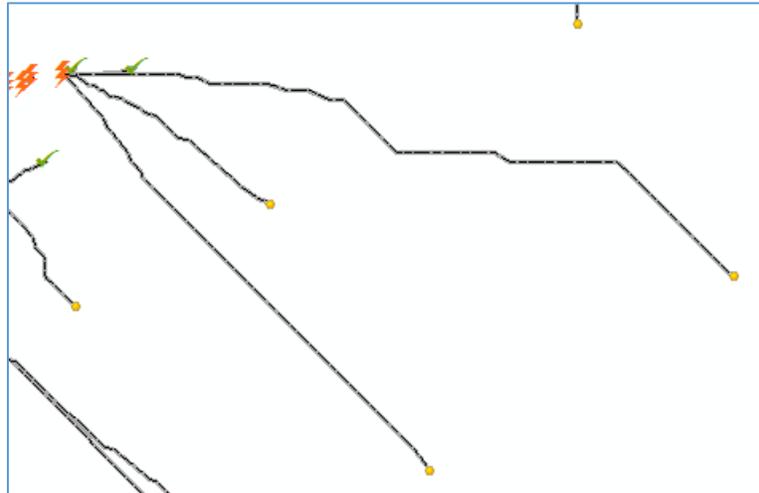


Figura 20. Esquema diseño de red radial para a expansión del SDL

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 Operador de Red 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 actualizados con el IPP a diciembre de 2020 (1.0967), conforme se muestra en la Tabla 3-3, 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 Operador de Red y, por supuesto, de la demanda a atender.

Tabla 3-3. 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
	Acometida y Medidor	\$ 1,300,000

A partir de los cálculos de distancia explicados en el numeral 3.2.1 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.
4. Costo del equipo en las instalaciones del usuario (básicamente se considera medidores, cableado, toma corriente, interruptores).

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 que se relacionaran en el numeral 3.3.5.

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 3-4.

Tabla 3-4. 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 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.
3. 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 N2 cercano.

4. 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 3-4.
5. La demanda por usuario se define en 90kWh para poblaciones ubicadas por debajo de los 1.000 m.s.n.m y 60kWh 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.
6. 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 3.1.1, 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.

### 3.2.2.1 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 (medio tensión). Esta modalidad se identifica como “intensificación” de la red existente<sup>17</sup>.

Para calcular la infraestructura del nivel 2 se estima la distancia a los transformadores de nivel de tensión 2 (Figura 21) 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.

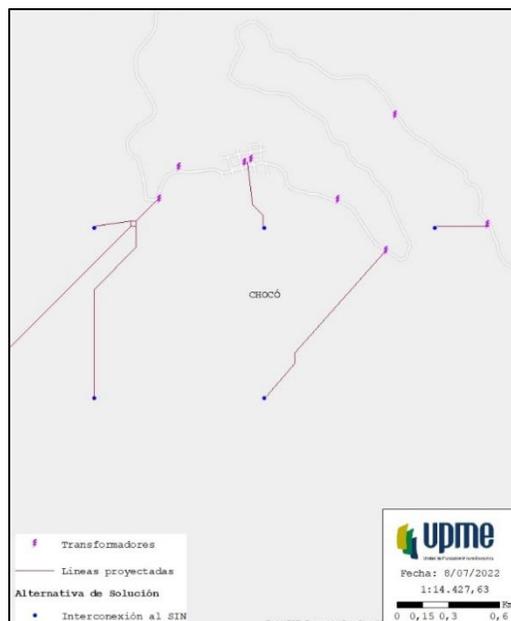


Figura 21. Ejemplo de los resultados de las distancias a transformadores de nivel de tensión 2.

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

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

<sup>17</sup> Estrategia para lograr el acceso universal del servicio eléctrico en áreas Rurales de Colombia. Banco Mundial – NRECA. 2018

cLMT: Costo de línea de media tensión = Costo de la UC N1L121 \* Longitud entre el Sitio UPME y el Transformador de nivel 2

Para nuestro caso, se utilizará de forma general la UC N1L121 que corresponde a red trenzada de aluminio calibre 2.

cApoMT: Costo de apoyos en media tensión

cTieMT: Costo de tierras en media tensión.

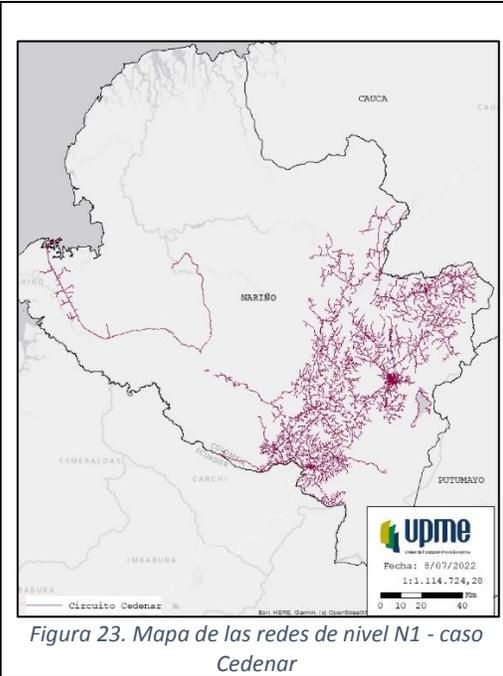
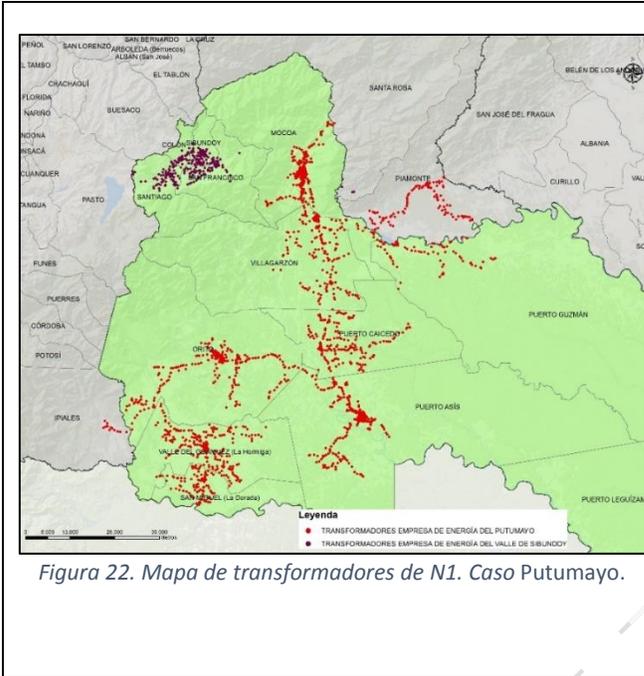
### 3.2.2.2 Costo de la red de baja tensión

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>[A26]</sup><sup>18</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 éstos se les asignó un código para identificar el tipo de solución. Se presenta un ejemplo en la

Figura 22 con la espacialización de los transformadores de nivel 1 en el departamento del Putumayo y en la Figura 23 con el mapa de las redes del nivel 1 reportadas por Cedenar, el Operador de Red que atiende el departamento.

<sup>18</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



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 tierras, como se muestra en la siguiente expresión.

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

CIBT: 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 3-4.

cApoBtsuspensión= cApoBTretención/3

cTieBT: Costo Tierras = cApoBT/3

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

### 3.2.2.3 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 Operador de Red, donde posiblemente se interconecte el Sitio. En este sentido, en la Tabla 3-5 se relaciona los valores reconocidos del AOM para el nivel 2 y nivel 1, así como las componentes de costo unitario de cada Operador de Red y las pérdidas reconocidas por la CREG.

Tabla 3-5. Componentes del Costo Unitario por Operador de Red. 2018

Operador de Red	G	T	D4	D3	D2	D1	Cv	Pr1	Rm	CU MAX \$/KWh	AOM	Cargo N1 AOM \$/KWh
CEDENAR	214.84	34.09		60.30	48.15	89.89	114.82	40.21	0.74	603.04	0.02	8.02
ENEL	210.41	34.09	22.81	43.81	30.94	82.06	46.75	38.01	0.64	509.53	0.03	8.23
CETSA	212.36	34.09		60.30	48.15	89.89	55.51	35.77	0.79	536.86	0.04	5.56
ENERTOLIMA	218.00	34.09	22.80	33.56	100.49	55.87	69.04	40.74	0.78	575.38	0.03	3.62
ELECTROHUILA	220.43	34.09	22.81	43.81	30.94	82.06	86.68	41.08	0.69	562.60	0.03	11.36
EMSA	193.40	34.09	22.81	55.97	61.89	74.06	60.76	36.69	0.93	540.60	0.03	6.16
ENELAR	236.36	34.09	23.01	43.61	30.94	82.06	117.18	43.79	1.34	612.39	0.02	7.98
ENERCA	225.13	34.09	22.81	55.97	61.87	74.01	54.78	41.89	1.26	571.82	0.03	13.33
EDEQ	197.86	34.09		53.21	64.56	81.14	67.70	34.11	0.70	533.37	0.05	15.03
EMEVASI	217.91	34.09				214.66	148.62	40.73	0.89	656.91	0.02	15.58
ENERGUAVIARE	211.37	34.09	22.80	129.03	-42.14	43.93	110.30	39.64	0.98	550.01	0.04	3.03
EPEPEREIRA	230.42	34.09	22.81	30.40	64.56	81.14	68.20	42.73	0.78	575.13	0.03	8.49
EMCALI	241.95	34.09		60.30	48.15	89.89	42.95	44.59	0.73	562.65	0.04	5.32
EPSA	212.11	34.09	22.80	37.50	48.15	89.89	81.23	42.82	0.88	569.47	0.03	7.73
DISPAC	210.61	34.09			93.78	50.84	130.00	39.40	0.61	559.33	0.04	4.24
EMCARTAGO	206.27	34.09			108.45	89.89	51.33	38.78	0.84	529.65	0.04	11.39
EPM	201.84	34.09	22.80	30.41	64.56	81.14	45.87	37.66	0.89	519.26	0.04	7.51
ELECTRICARIBE	214.32	34.09	22.68	34.74	21.30	55.13	68.48	40.22	1.42	492.38	0.05	9.90
EBSA	215.58	34.09	22.81	43.81	30.94	82.06	92.42	40.30	0.81	562.83	0.03	13.03
EEBP	216.84	34.09			138.21	76.44	84.70	40.54	0.56	591.40	0.01	2.84
EPUTUMAYO	239.14	34.09		78.78	61.87	74.00	76.06	44.18	0.70	608.84	0.05	7.09
GENS	205.92	34.09	22.81	30.40	64.56	81.14	55.05	38.69	0.38	533.04	0.04	13.40
ESSA	202.84	34.09	22.80	30.41	64.56	81.14	55.30	38.22	0.80	530.17	0.04	18.49
CHEC	204.48	34.09	22.80	30.41	64.56	81.14	79.08	38.44	0.56	555.56	0.03	16.10
CEO	215.73	34.09	22.80	37.50	48.15	89.89	126.63	45.94	0.74	621.47	0.03	10.20
RUITOQUE	251.32	34.09		53.21	64.56	81.14	43.03	45.14	0.73	573.22	0.05	38.99
ELECTROCAQUETA	221.75	34.09	22.15	56.63	61.87	74.01	104.16	41.27	0.72	616.65	0.02	11.78

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 =  $VSS * Dm_s * 24$

$VRCREG_{n1}$ : Valor reconocido por la CREG para cada Operador de Red

$Dm_s$  = Demanda mensual de acuerdo con la asnm

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 Operador de Red, se estima de la siguiente manera:

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

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

$CAE$ : 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.

#### 3.2.2.4 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

### 3.2.2.5 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 ellas 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 mantenga los niveles de voltaje y disminuya las pérdidas. 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.

### 3.3 Soluciones aisladas del SIN

Las microrredes eléctricas y los sistemas fotovoltaicos individuales son opciones que representan diferentes niveles de servicio al consumidor. En el caso de las microrredes, el servicio está suministrado a través de una red de baja tensión con corriente alterna. El sistema de generación deberá tener la capacidad suficiente para abastecer la demanda residencial y no residencial que pueda existir en las comunidades<sup>19</sup>. Como las microrredes 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 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.

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

---

<sup>19</sup> Estrategia para lograr el acceso universal del servicio eléctrico en áreas Rurales de Colombia. Banco Mundial – NRECA. 2018

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, 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 [A27] 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.

### 3.3.1 Recurso Solar

De acuerdo con el Atlas de Radiación Solar (Figura 24) 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>.

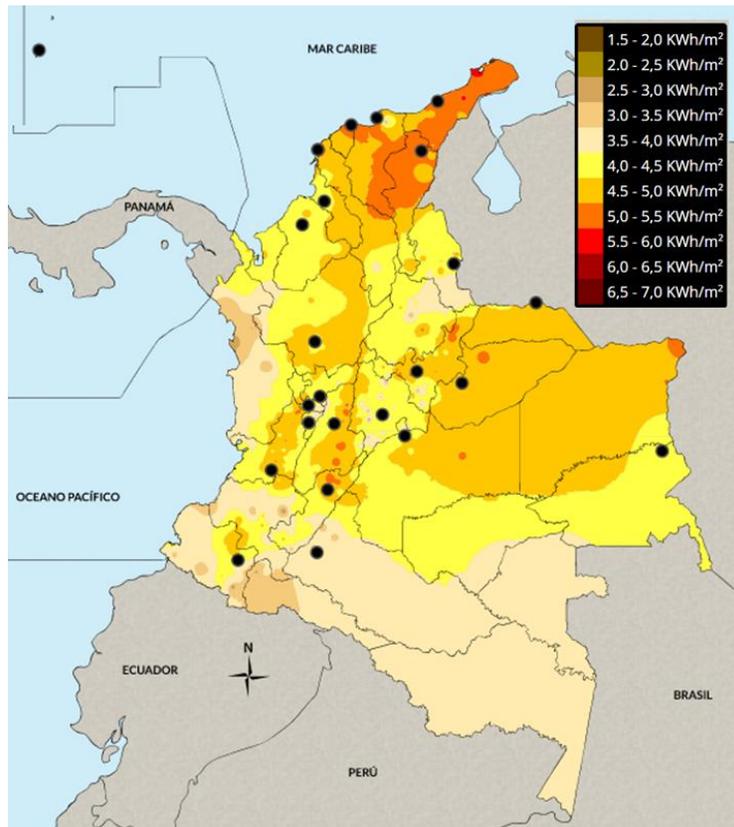


Figura 24. Radiación solar. Tomado de: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

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 24, 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.

### 3.3.2 Recurso Eólico

De acuerdo con el Atlas Eólico (Figura 25) elaborado por IDEAM (2018), usando la medición de datos a una altura promedio de 10m sobre el nivel del mar [A28], para la gran mayoría del territorio nacional la velocidad del viento promedia 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.

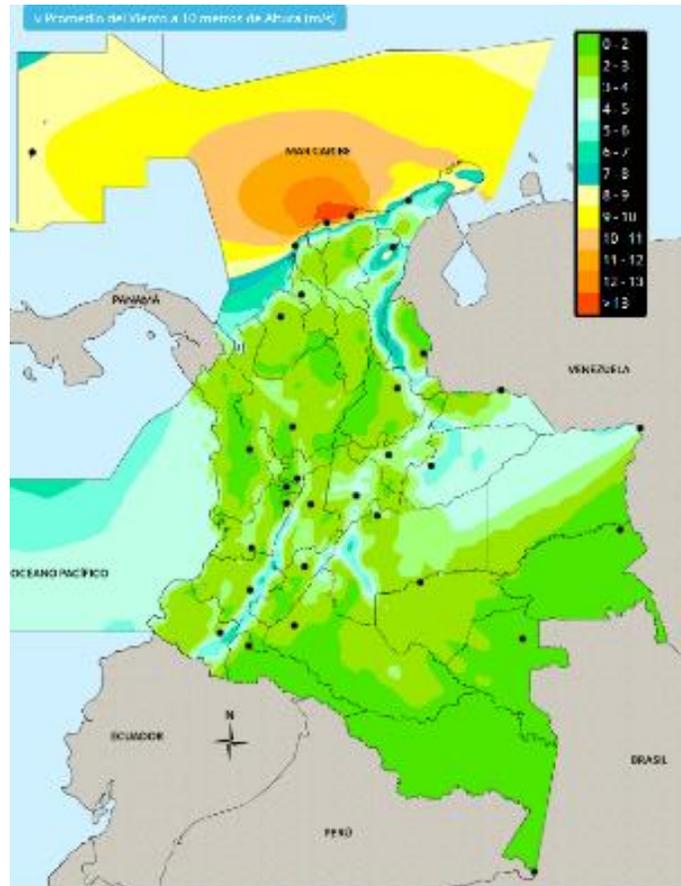


Figura 25. Velocidad del viento. Tomado de: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

### 3.3.3 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 en durante el periodo comprendido entre 2018 y 2020.

A continuación, se relacionan las consideraciones de estas dos alternativas en el presente Plan.

### 3.3.4 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 26, se esquematiza los elementos que pueden llegar a conformar una solución aislada individual según lo concebido en el presente Plan.

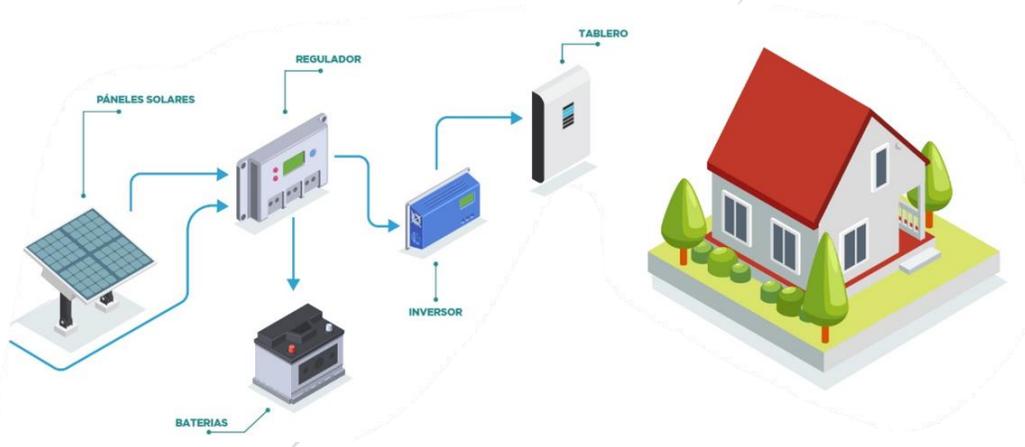


Figura 26. Esquema de solución fotovoltaica aislada individual

#### 3.3.4.1 Curva de carga

Como se mencionó en el numeral 3.1.1, 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 3, disminuyendo de esta manera los recursos a invertir. No obstante, sería resultado de la caracterización del territorio a intervenir y de la formulación técnica de cada proyecto.

### 3.3.4.2 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 3-6 se presentan los costos de los elementos usados para el análisis de este tipo de soluciones.

Tabla 3-6. Costos y características principales de los componentes para el análisis de soluciones aisladas individuales.

Equipo	Características	Costo unitario [COP]
<b>Panel fotovoltaico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencia Pico: 330Wp</li> <li>- Dimensiones: 1698X1004X35 mm</li> <li>- Volt. de Pot. Max.: 33.8 VDC</li> <li>- Eficiencia del Módulo: 19.4%</li> </ul>	\$ 504.000
<b>Batería Estacionaria AGM</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 200 Ah, 12V DC</li> <li>- Vida útil: 5 años</li> <li>- Max. relación Carga: (A/Ah) =1</li> </ul>	\$ 1.522.629
<b>Inversor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1kW</li> <li>- Eficiencia 98%</li> <li>- MPPT integrada: 24V</li> </ul>	\$ 3.903.306
<b>Otros Equipos, herramientas y transporte</b>	22% del costo total de los equipos (costos directos) <sup>20</sup> [A29]	
<b>Administración, imprevistos y utilidad</b>	33% del costo total de los equipos (costos directos) <sup>21</sup>	

<sup>20</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>21</sup> Información obtenida de proyectos presentados a fondos que evalúa UPME en los años 2018-2020: <http://www.upme.gov.co/Fondos/FondosAvanzada.aspx>

### 3.3.4.3 Optimización de las soluciones

En la Figura 27 se presenta la configuración básica usada para la optimización de soluciones. El tipo de tecnologías consideradas en el proceso de optimización son: generadores diésel, 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; 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.

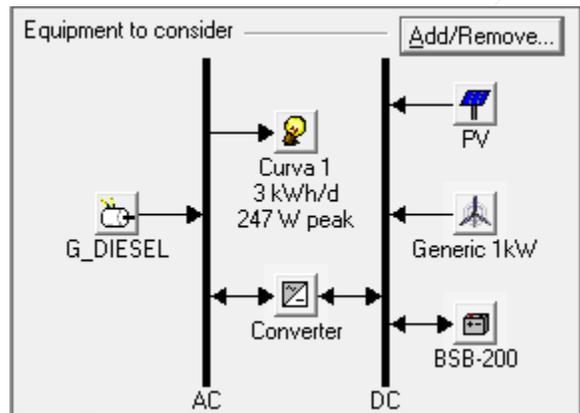


Figura 27. Esquema para la solución fotovoltaica aislada individual.

### 3.3.5 Microrredes aisladas

De acuerdo con el documento “Microrredes sostenibles en ZNI - Lineamientos Estratégicos”<sup>22</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)

22 Colombia Inteligente. Microrredes sostenibles en ZNI - Lineamientos Estratégicos.

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 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>23</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>24</sup>. Es decir, que si bien son una posible solución, no es una solución común aún.

---

<sup>23</sup> <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

<sup>24</sup> <https://ipse.gov.co/mapa-del-sito/proyectos-ipse/listado-proyectos/>

En la Figura 28, 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.

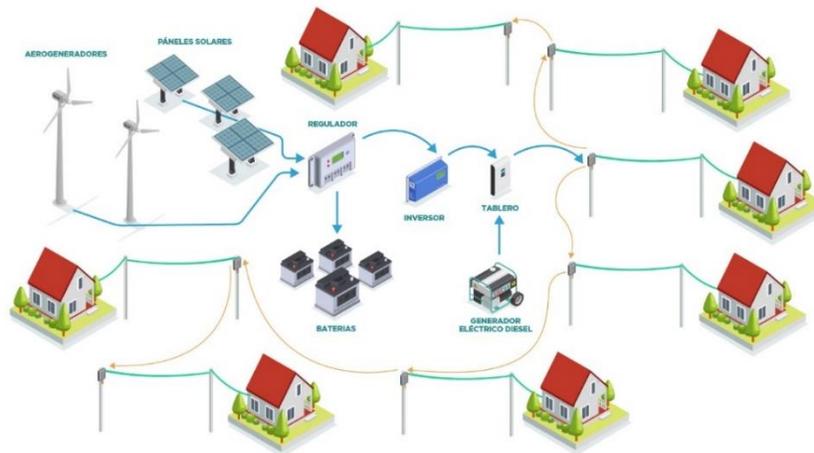


Figura 28. Esquema de solución de microrred aislada

### 3.3.5.1 Curva de carga

Conforme con la distribución espacial de los Sitios UPME, se determinaron seis categorías con diferentes agrupaciones de viviendas: 9, 25, 57, 113, 169, 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 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.

### 3.3.5.2 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 3-7.

Tabla 3-7. Características Principales de los componentes contemplados en el análisis de soluciones de microrred aislada

Equipo	Características	Costo (COP)
<b>Panel fotovoltaico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencia Pico: 330Wp</li> <li>- Dimensiones: 1698X1004X35 mm</li> <li>- Voltaje a Potencia Max.: 33.8Vdc</li> <li>- Eficiencia del Módulo: 19.4%</li> </ul>	\$1.577.736
<b>Batería Estacionaria AGM</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 214 Ah, 12V DC</li> <li>- 5 años</li> <li>- Max. relación Carga: (A/Ah) =1</li> </ul>	\$2.372.400
<b>Inversor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1.5 kVA</li> <li>- Eficiencia 98%</li> <li>- MPPT integrada</li> </ul>	\$6.480.000
<b>Generador diésel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencia optimizada por el simulador</li> <li>- Tensión 120VAC</li> <li>- Frecuencia 60Hz</li> </ul>	\$6.058.800 (costo promedio de capital por kW)
<b>Aerogenerador</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencia base fija (ej. 3.3 kW para red 9 usuarios), número de equipos optimizada por el simulador</li> </ul>	\$26.924.400 (Ej. 9 usuarios)
<b>Equipos, herramientas y transporte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 22% del costo total de los equipos (costos directos)<sup>25</sup></li> </ul>	
<b>Administración, imprevistos y utilidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 33% del costo total de los equipos (costos directos)<sup>26</sup></li> </ul>	

<sup>25</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>26</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>

### 3.3.5.3 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 3.2.2.2, 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 determinación regulatoria que se implemente para este tipo de soluciones.

### 3.3.5.4 Optimización de las soluciones

En la Figura 29 se muestra un ejemplo de la configuración usada para una microrred de 9 usuarios:

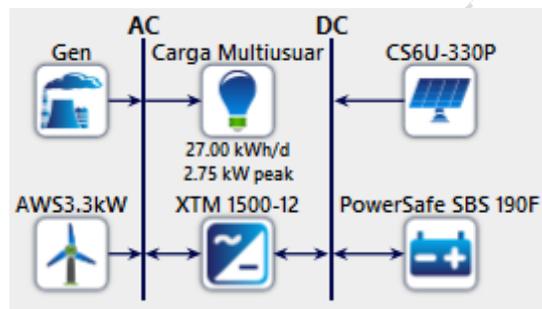


Figura 29. Configuración del esquema para una microrred aislada de 9 usuarios

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, es determinado 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.

## 3.4 Comparación de alternativas

Para comparar las diferentes opciones de energización se asoció al diseño técnico un análisis económico. 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 2 km del transformador del nivel 2 y su  $\$/VSS$  sea menor al  $\$/VSS$  de la solución aislada.

b) Para el caso de las microrredes, serán viables si cumplen las siguientes condiciones:

i) el Sitio UPME se encuentra a menos de 2 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 2 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 2km 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 cumplen.

## 4 ANEXOS

### 4.1.1 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.

### 4.1.2 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>27</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 4-1, siendo estos los electrodomésticos más usados en ZNI según encuestas de tenencia de bienes y uso de energéticos en el hogar cómo (CORPOEMA, 2019)<sup>28</sup> y las Encuestas Nacionales de Calidad de Vida (ECV) de 2018 y 2019<sup>29</sup>. Se asume tecnologías eficientes (ej. televisor LED) para garantizar las necesidades de la población a un bajo consumo.

---

<sup>27</sup> Los proyectos desarrollados por el IPSE en ZNI pueden ser consultados en: <https://ipse.gov.co/sigipse/contexto-general-de-la-zni/>

<sup>28</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>29</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)

Tabla 4-1. 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
<b>Iluminación</b>	Bombillo LED de 450 Lúmenes, 4.5W	5	6
<b>Televisor</b>	Televisor LED HD de 32", 60W.	1	6
<b>Decodificador</b>	Consumo de 16W cuando está encendido y de 13W cuando está en modo standby.	1	6 horas encendido, 18 horas standby
<b>Nevera</b>	Nevera pequeña de 213 litros (59x119cm), RETIQ tipo A (426Wh/día), 69 W	1	24 (consumo promedio en cada hora de 18Wh)
<b>Radio reloj</b>	Consumo: 3W	1	24
<b>Cargador de celular</b>	Consumo: 15W	1	2

El uso convencional de dichos electrodomésticos se puede traducir en la curva de demanda mostrada en la Figura 30.

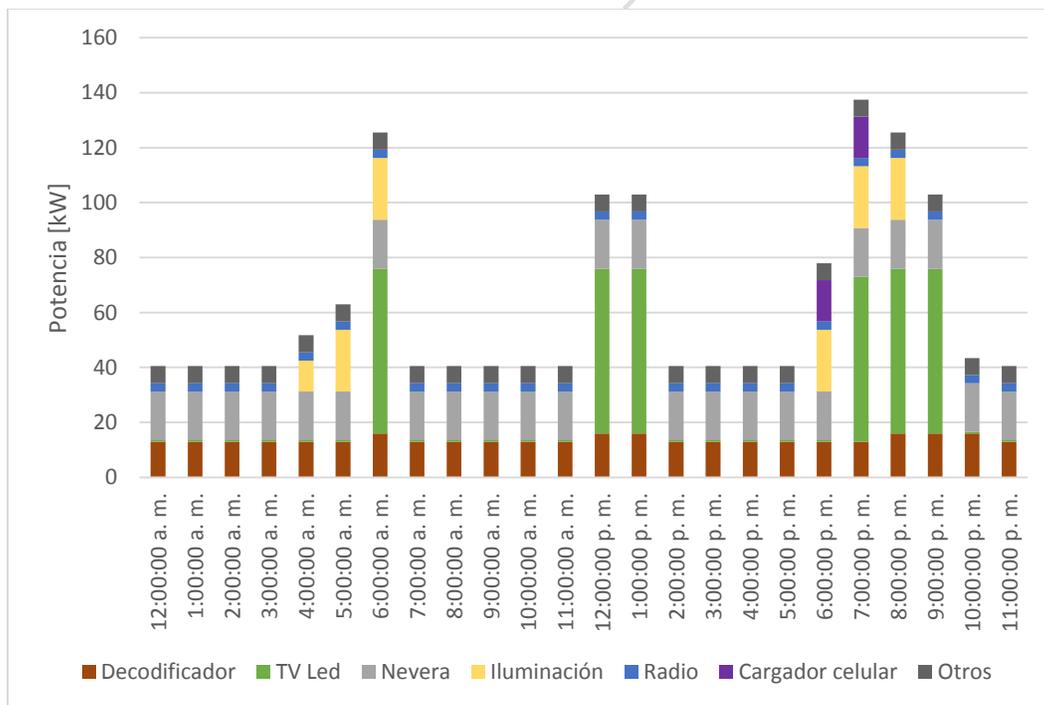


Figura 30. Carga diaria del escenario 45kWh discriminada por equipos.

La curva de carga de la Figura 30 es usada para identificar las soluciones individuales óptimas, considerando un esquema similar al mostrado en la Figura 27, pero con los elementos citados en la Tabla 4-2, 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 4-2. Características y costos para el escenario de 45 kWh/m

Equipo	Características	Costo (COP)
<b>Panel fotovoltaico</b>	<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
<b>Batería</b>	<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
<b>Inversor</b>	<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
<b>Controlador de carga</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MPPT 20A 12V/24V</li> <li>- Eficiencia: 99%</li> </ul>	\$348.000
<b>Generador diésel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencia nominal: 5.3kW</li> <li>- Tensión 120VAC</li> <li>- Frecuencia 60Hz</li> </ul>	\$3.813.900
<b>Aerogenerador</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencia nominal: 1 kW</li> </ul>	\$15.676.000
<b>Equipos, herramientas y transporte</b>	- 22% del costo total de los equipos (costos directos) <sup>30</sup>	
<b>Administración, imprevistos y utilidad</b>	- 33% del costo total de los equipos (costos directos) <sup>31</sup>	

<sup>30</sup> Información obtenida de proyectos presentados a fondos que evalúa la UPME:  
<http://www.upme.gov.co/Fondos/FondosAvanzada.aspx>

<sup>31</sup> Información obtenida de proyectos presentados a fondos que evalúa la UPME.  
<http://www.upme.gov.co/Fondos/FondosAvanzada.aspx>

El recurso solar y eólico fue determinado como se explicó en las secciones 3.3.1 y 3.3.2, respectivamente.

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

Este escenario muestra que de seguirse las recomendaciones[A30] 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 4-3, 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 4-3. Comparación de resultados para demanda de 60 ó 90 kWh/m vs el escenario de 45 kWh/m

		Escenario 60-90KWh/m				Escenario 45kWh/m			
		Inversión \$COP Billones	% Inversión	Viviendas sin servicio	% VSS	Inversión \$COP Billones	% Inversión	Viviendas sin servicio	% VSS
<b>con base a la georreferenciación de Sitios UPME y grilla CNPV</b>	Interconexión al SIN	2,39	26%	205.242	42,2%	\$ 2,3	38%	204.064	42%
	Solución aislada individual	4,63	50%	153.016	31,4%	\$ 3,5	57%	256.413	53%
	Microrred	2,16	23%	128.379	26,4%	\$ 0,3	5%	26.160	5%
	<b>Total</b>	<b>9,18</b>	<b>100%</b>	<b>486.637</b>	<b>100,0%</b>	<b>\$ 6,2</b>	<b>100%</b>	<b>486.637</b>	<b>100%</b>
<b>con base al ICEE Nacional</b>	Interconexión al SIN	5,62	39%	470.340	57,5%	\$ 5,4	53%	465.891	57%
	Solución aislada individual	6,90	48%	230.462	28,2%	\$ 4,5	44%	325.977	40%
	Microrred	1,95	13%	117.317	14,3%	\$ 0,3	3%	26.251	3%
	<b>Total</b>	<b>14,47</b>	<b>100%</b>	<b>818.119</b>	<b>100,0%</b>	<b>\$ 10,2</b>	<b>100%</b>	<b>818.119</b>	<b>100%</b>

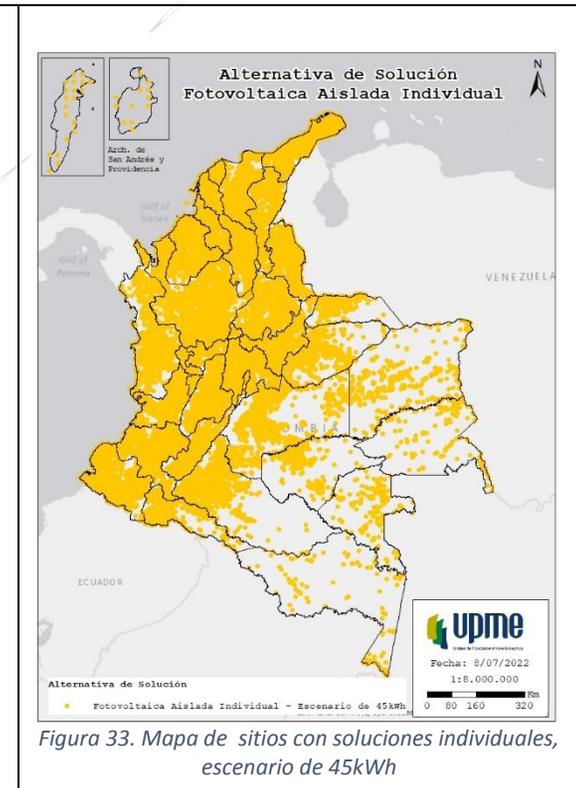
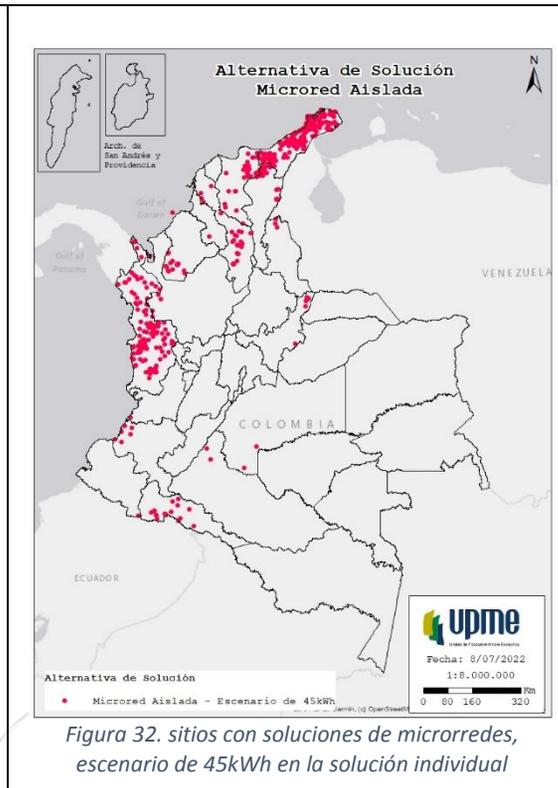
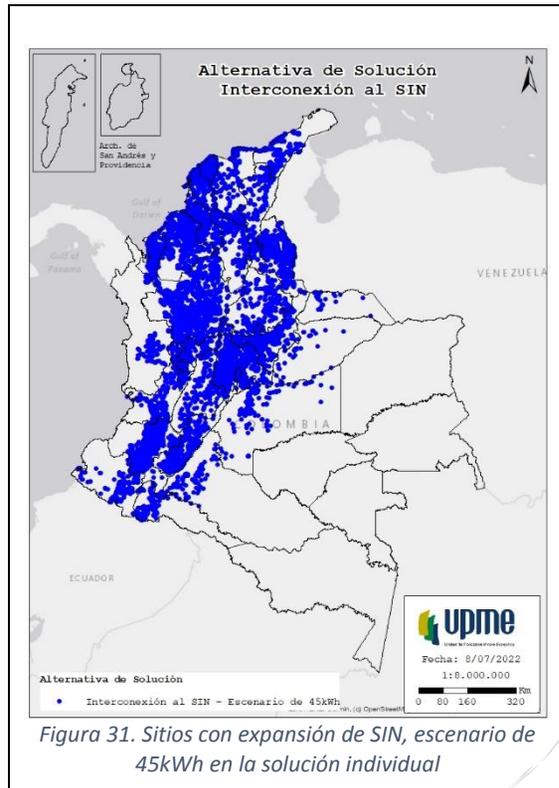
Los resultados para las estimaciones departamentales se presentan en la Tabla 4-4 mientras que las cifras municipales se adjuntan en el Anexo 4.

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

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	-	-	-	-	5.878	0,09	5.878	0,09
Antioquia	6.738	0,09	32	0,00	1.178	0,02	7.948	0,11
Arauca	4.258	0,09	-	-	1.621	0,02	5.879	0,11
Archipiélago de San Andrés y Providencia	-	-	-	-	995	0,01	995	0,01
Atlántico	30.512	0,20	-	-	5.347	0,07	35.858	0,27
Bogotá, D.C.	-	-	-	-	-	-	-	-
Bolívar	28.055	0,21	2.009	0,02	30.380	0,41	60.444	0,63
Boyacá	28.516	0,47	-	-	8.596	0,12	37.112	0,59
Caldas	25.381	0,28	-	-	1.462	0,02	26.843	0,30
Caquetá	8.225	0,10	446	0,01	11.011	0,17	19.681	0,27
Casanare	4.465	0,08	-	-	4.546	0,06	9.011	0,14
Cauca	32.695	0,42	-	-	14.557	0,21	47.252	0,63
Cesar	20.201	0,17	3.296	0,03	19.978	0,25	43.475	0,45
Chocó	1.402	0,01	898	0,01	8.449	0,12	10.748	0,14
Córdoba	31.669	0,33	798	0,01	18.042	0,25	50.509	0,58
Cundinamarca	41.296	0,55	-	-	4.755	0,07	46.052	0,61
Guainía	-	-	25	0,00	716	0,01	740	0,01
Guaviare	257	0,01	-	-	3.276	0,05	3.533	0,05
Huila	5.147	0,07	-	-	1.388	0,02	6.535	0,09
La Guajira	10.668	0,06	9.336	0,13	46.926	0,57	66.930	0,76
Magdalena	39.921	0,31	5.544	0,06	36.795	0,48	82.260	0,84
Meta	11.235	0,16	-	-	16.248	0,23	27.483	0,39
Nariño	13.126	0,22	1.240	0,02	27.903	0,41	42.269	0,66
Norte de Santander	4.594	0,07	113	0,00	2.025	0,03	6.732	0,10
Putumayo	5.042	0,06	2.106	0,03	15.166	0,24	22.315	0,33
Quindío	1.901	0,03	-	-	434	0,01	2.334	0,03
Risaralda	6.458	0,09	-	-	567	0,01	7.025	0,09
Santander	11.431	0,22	-	-	2.522	0,03	13.953	0,25
Sucre	13.261	0,12	-	-	7.599	0,10	20.860	0,22
Tolima	11.994	0,22	-	-	6.569	0,09	18.564	0,30
Valle del Cauca	67.441	0,82	15	0,00	7.644	0,10	75.101	0,93
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>465.891</b>	<b>5,45</b>	<b>26.251</b>	<b>0,32</b>	<b>325.977</b>	<b>4,46</b>	<b>818.119</b>	<b>10,22</b>

En la Figura 31, Figura 32 y Figura 33 se presenta la distribución espacial de las diferentes alternativas para el consumo de 45KWh/mes.





#### 4.1.3 Anexo 3. Metodología para la identificación de las viviendas sin servicio a nivel georreferenciado<sup>[A31]</sup>

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 Operadores de Red - 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.

#### *4.1.3.1 Capas utilizadas en la construcción de la presente metodología.*

##### *4.1.3.1.1 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.

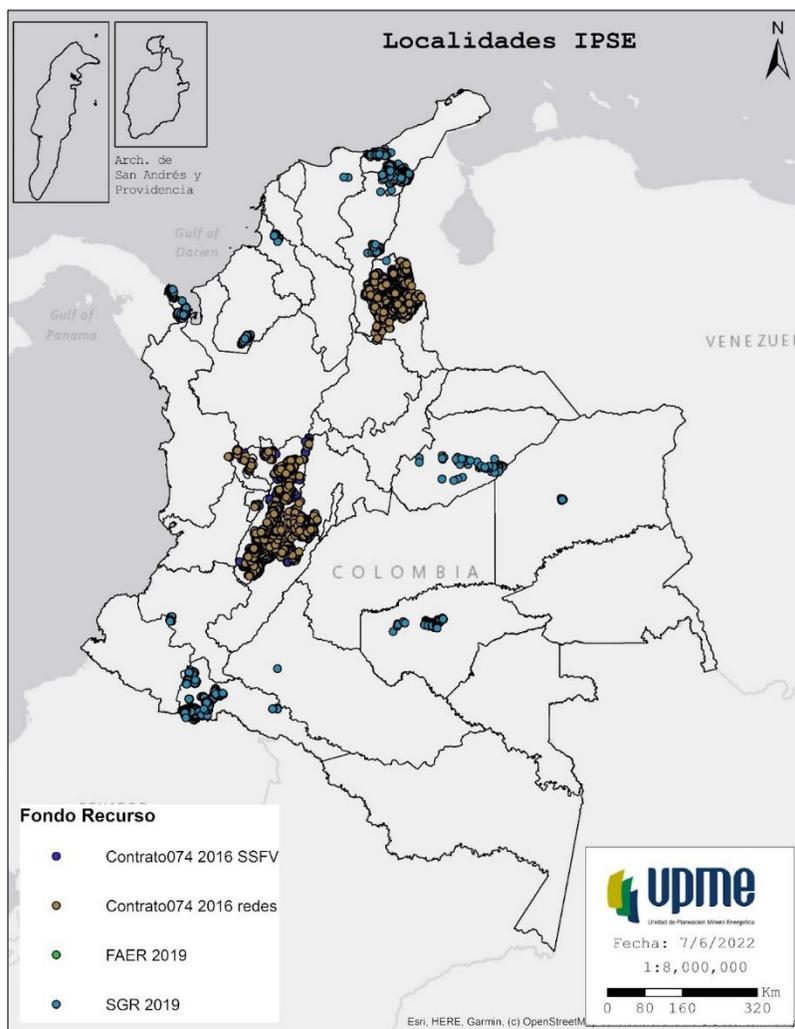


Figura 34. Localización de Sitio UPME reportados por el IPSE discriminados por su fuente.

#### 4.1.3.1.2 Capa de proyectos evaluados en la UPME[A32][A33]

A partir de la resolución UPME 283 de 2021 se solicita a los operadores de red 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.

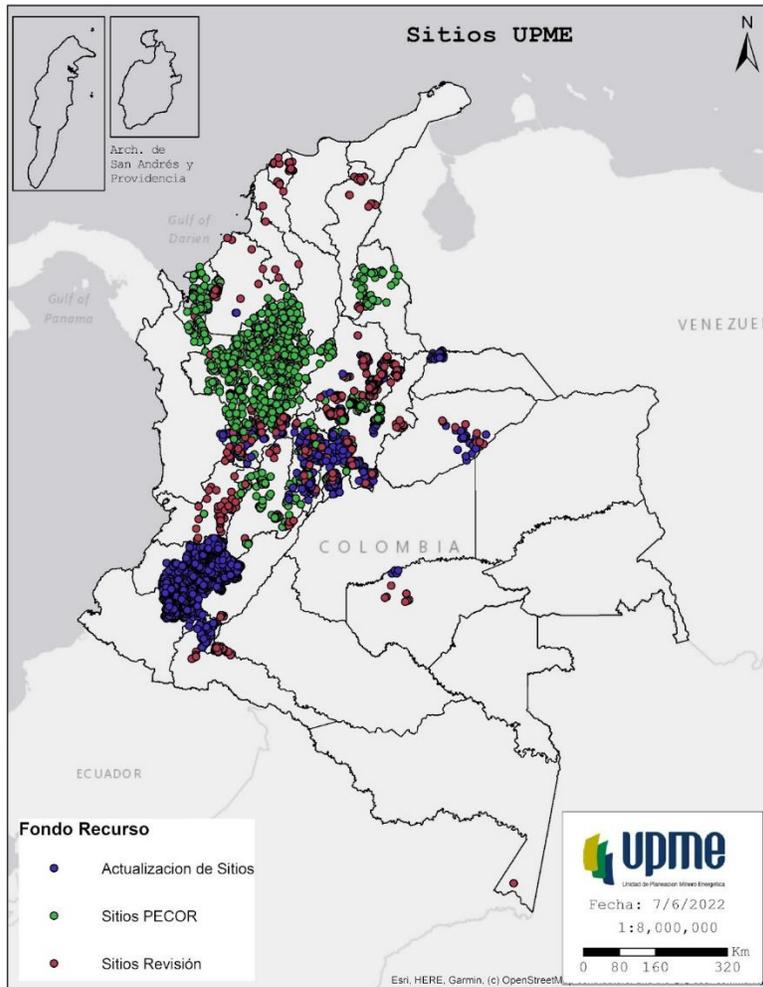


Figura 35. Localización de Sitio UPME reportados por otras fuentes y del PECOR discriminados por su fuente.

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

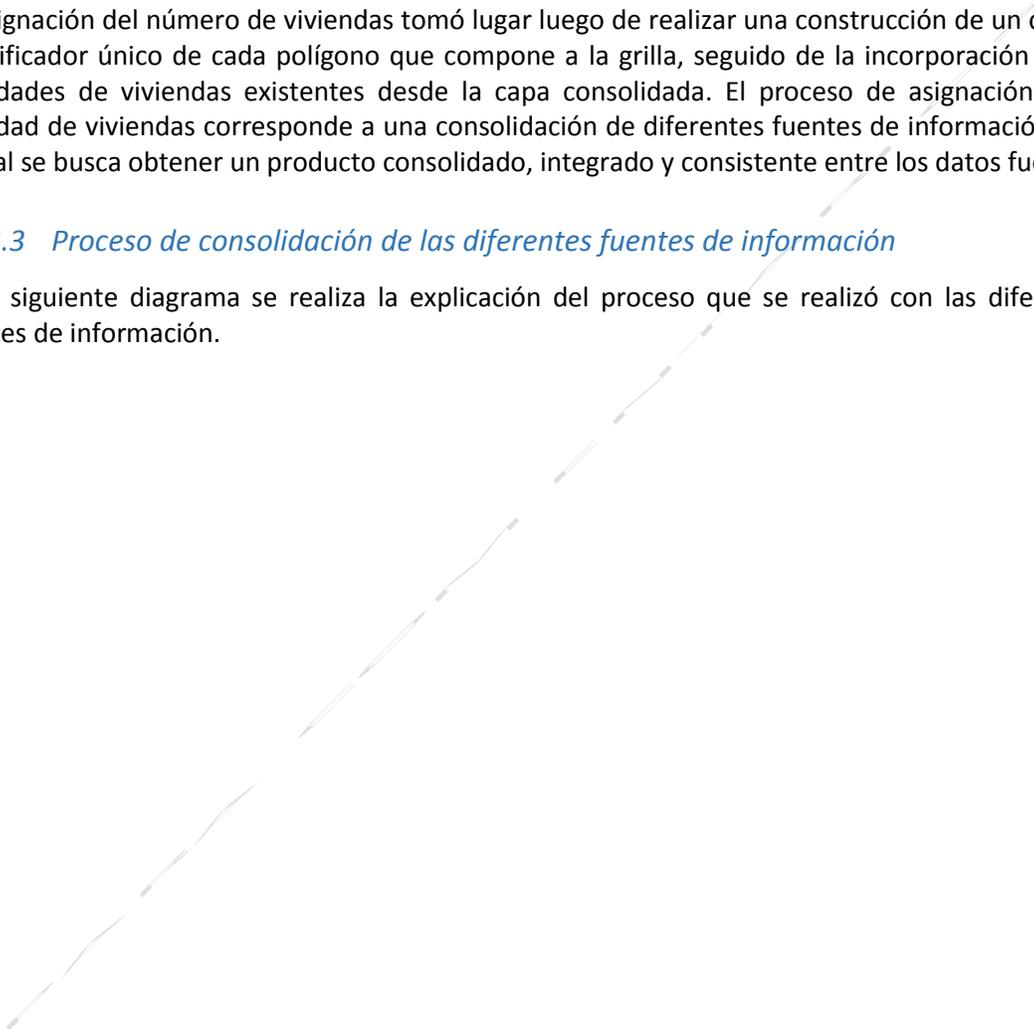
#### 4.1.3.2 Proceso de consolidación grillas

A partir de la grilla suministrada por el DANE, [A34][A35] 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.

#### 4.1.3.3 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.



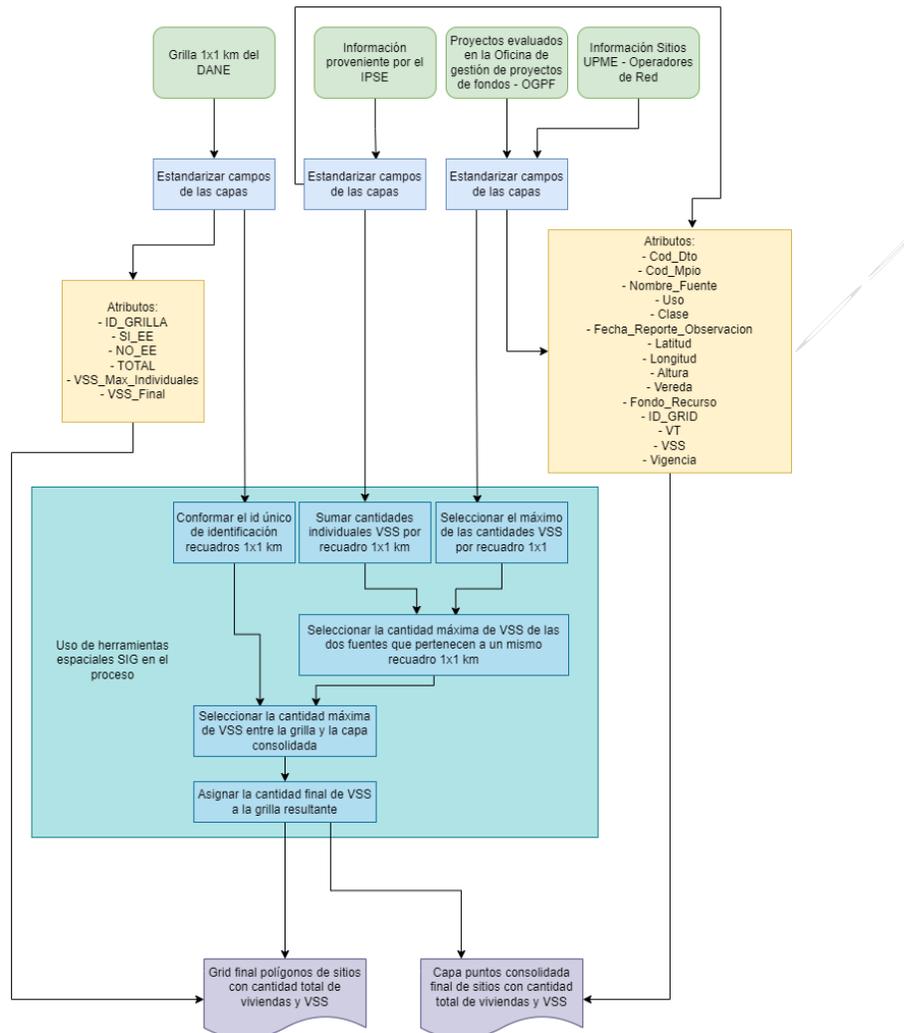


Figura 36. Esquema del proceso para la consolidación a nivel de grilla de necesidades del servicio.

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 37 se tiene una muestra de las dos

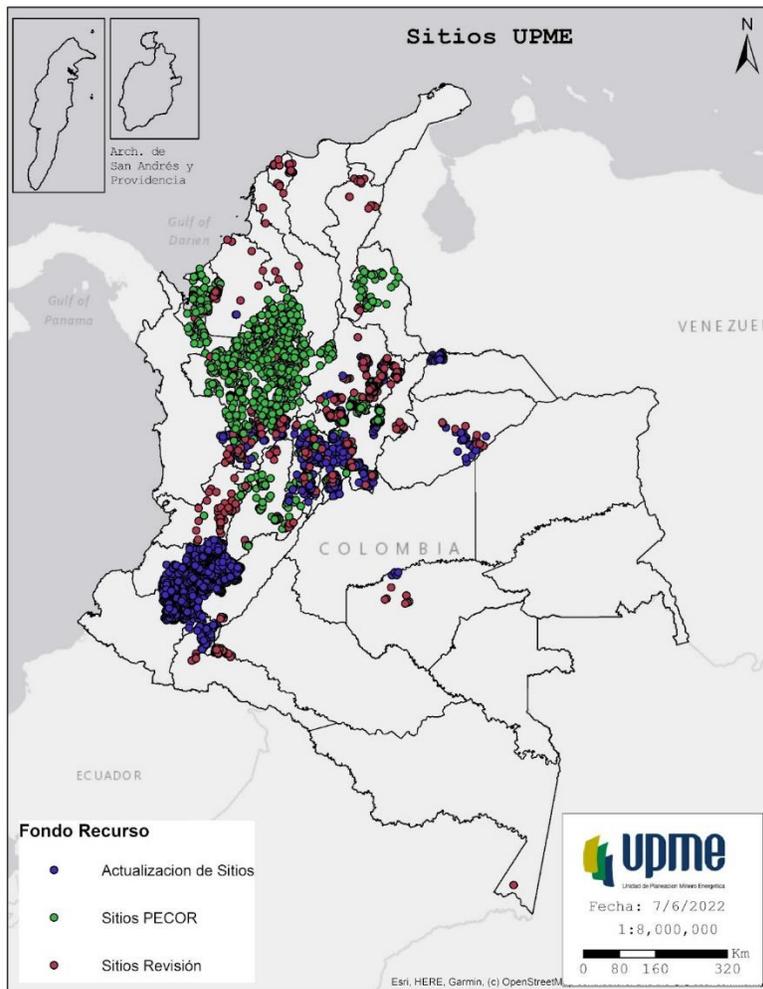


Figura 35 capas resultantes, una tipo punto con la información de viviendas individuales y la información reportada a la UPME por proyectos o PECOR y por otro lado la capa de grillas la cual tiene la consolidación de viviendas y viviendas sin servicio.

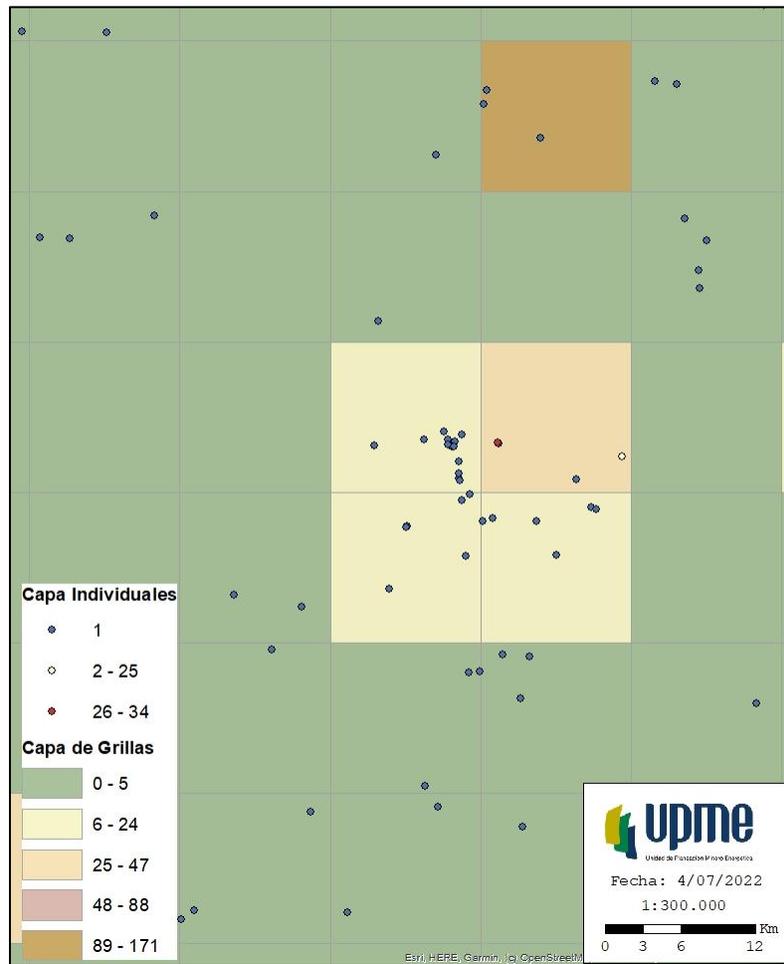


Figura 37. Ejemplo de las capas resultantes y forma en que se relacionan

#### 4.1.4 Anexo 4. Excel con los resultados del Plan a nivel municipal para el escenario de 45KWh/m

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.

