

En calidad de Director de este trabajo de grado, apruebo el envío del presente documento correspondiente al avance requerido en desarrollo de la Tesis de Grado.

Maria F. Gómez G.

Nombre y firma del Director

María Fernanda Gómez Galindo



**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA
MULTICRITERIO PARA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE
ENERGIZACIÓN CON TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE
FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN ZONAS NO
INTERCONECTADAS DE COLOMBIA**

MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

Gianmarco Serrano Cabarcas
Jorge Edgardo Rincón Lozano

Dirección:
María Fernanda Gómez Galindo, PhD

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

ABSTRACT

Garantizar un suministro de energía sostenible y confiable es un desafío fundamental y de vital importancia para el desarrollo socioeconómico de las comunidades rurales dispersas en Colombia, especialmente aquellas que carecen de conexión a la red nacional. La ausencia de una infraestructura energética adecuada, atribuible a los altos costos de inversión, las largas distancias y la geografía complejo entre otros factores, impide la provisión regular de este servicio público esencial. En respuesta a esta problemática, se propone el desarrollo de una metodología ágil y simplificada para seleccionar alternativas de electrificación en estas áreas rurales desatendidas.

Esta metodología integra factores técnicos, económicos y ambientales como pilares fundamentales para una evaluación exhaustiva de las diversas opciones energéticas disponibles. Se buscará aprovechar la información existente y considerar las necesidades específicas de cada comunidad rural para asegurar la relevancia y eficacia de las soluciones propuestas.

El objetivo central de la metodología es facilitar una selección más expedita y eficiente de alternativas de energía renovable. Esto logrará promover el desarrollo sostenible y confiable para las zonas rurales y las cabeceras municipales de difícil acceso en Colombia. La premisa es impulsar el crecimiento económico comunitario basado en criterios de sostenibilidad, influyendo significativamente en la toma de decisiones para mejorar la calidad de vida de las poblaciones beneficiarias.

Finalmente, esta metodología está diseñada para ser evaluable y adaptable a la implementación de futuros proyectos de electrificación rural. Permitirá identificar las preferencias de la comunidad con respecto al uso de posibles fuentes de energía locales y servirá como una guía replicable para iniciativas similares que aborden desafíos comparables en el ámbito del desarrollo de la electrificación rural.

ABSTRACT

Ensuring a sustainable and reliable energy supply is a fundamental and vital challenge for the socioeconomic development of dispersed rural communities in Colombia, especially those lacking connection to the national grid. The lack of adequate energy infrastructure, attributable to high investment costs, long distances, and complex geography, among other factors, impedes the regular provision of this essential public service. In response to this problem, the development of a streamlined and simplified methodology is proposed for selecting electrification alternatives in these underserved rural areas.

This methodology integrates technical, economic, and environmental factors as fundamental pillars for a comprehensive evaluation of the various available energy options. It will seek to leverage existing information and consider the specific needs of each rural community to ensure the relevance and effectiveness of the proposed solutions.

The central objective of the methodology is to facilitate a more expeditious and efficient selection of renewable energy alternatives. This will promote sustainable and reliable development for rural areas and hard-to-reach municipal capitals in Colombia. The premise is to promote community economic growth based on sustainability criteria, significantly influencing decision-making to improve the quality of life of the beneficiary populations.

Finally, this methodology is designed to be evaluable and adaptable to the implementation of future rural electrification projects. It will identify community preferences regarding the use of potential local energy sources and serve as a replicable guide for similar initiatives that address comparable challenges in the field of rural electrification development.

TABLA DE CONTENIDO

1. Capítulo 1 JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	1
2. Capítulo 2 OBJETIVOS	4
2.1 Objetivo general.....	4
2.2 Objetivos específicos	4
3. Capítulo 3 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	5
3.1 Definición y estado actual de las ZNI.....	5
3.2 Metodologías implementadas para expansión de cobertura de energía en ZNI por el Gobierno Nacional.....	7
3.3 Análisis de metodologías de selección multicriterio para energización rural.....	10
4. Capítulo 4 PROPUESTA METODOLÓGICA.....	16
4.1 Evaluación del lugar a implementar análisis de alternativas	17
4.2 Evaluación y selección de posibles energéticos disponibles en la zona	17
4.3 Selección de tecnologías de aprovechamiento de energéticos disponibles	19
4.4 Selección de criterios:.....	20
4.5 Aplicación de los criterios para las tecnologías seleccionadas.....	22
4.6 Evaluación y análisis de alternativas	22
5. Capítulo 5 CASO DE APLICACIÓN: Usuarios rurales en ZNI del municipio de Tadó, departamento de Chocó.....	24
5.1 Localización de los usuarios	24
5.2 Análisis de disponibilidad de recurso energético.....	26
5.2.1 Solar fotovoltaico.....	26
5.2.2 Eólico	28
5.2.3 Hidráulico	32
5.2.4 Redes eléctricas al SIN	33
5.3 Resumen potenciales energéticos disponibles	36
5.4 Selección de criterios para análisis de alternativas.....	37
5.4.1 Facilidades de acceso al terreno.....	38
5.4.2 Dispersión de usuarios	40
5.4.3 Emisiones estimadas de CO ₂	41
5.4.4 Inversión aproximada por usuario	42

5.4.5	Sistema Solar Fotovoltaico Individual – SISFV	43
5.4.6	Interconexión a red	44
5.4.7	Solución aislada en microrred.....	49
5.4.8	Tarifa de energía eléctrica.....	53
5.4.9	Tarifa y subsidios SISFV	53
5.4.10	Tarifa operador de red incumbente	54
5.4.11	Tarifa y subsidios microrred	55
6.	Capítulo 6 RESULTADOS.....	57
7.	Capítulo 7 CONCLUSIONES	59
8.	REFERENCIAS.....	63

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 Caracterización energética en ZNI</i>	6
<i>Figura 2 Matriz energética en las ZNI</i>	6
<i>Figura 3 Proceso PERS</i>	8
<i>Figura 4 Metodología selección de alternativas de energización rural - PIEC</i>	9
<i>Figura 5 Criterios seleccionados en artículo “Rural electrification options in the Brazilian Amazon A multi-criteria análisis”</i>	11
<i>Figura 6 Criterios seleccionados en artículo “Matriz de selección de energías alternativas basada en análisis multiatributo para la conservación de pescado”</i>	12
<i>Figura 7 Metodología selección de alternativas generalizada</i>	15
<i>Figura 8 Propuesta metodológica de selección de alternativas</i>	16
<i>Figura 9 Ampliación primera parte de propuesta metodológica de selección de alternativas</i>	18
<i>Figura 10 Ampliación segunda parte de propuesta metodológica de selección de alternativas</i>	20
<i>Figura 11. Ampliación tercera parte de propuesta metodológica de selección de alternativas</i>	20
<i>Figura 12 Ampliación cuarta parte de propuesta metodológica de selección de alternativas</i>	22
<i>Figura 13 Desarrollo de propuesta metodológica de selección de alternativas</i>	23
<i>Figura 14 Ubicación del municipio de Tadó en Colombia</i>	24
<i>Figura 15 Ubicación de usuarios identificados ZNI en el municipio de Tadó</i>	25
<i>Figura 16 Distribución de la irradiación global media Región Pacífico (kWh/m²)</i>	27
<i>Figura 17. Atlas de vientos en Colombia</i>	29
<i>Figura 18 Rosa de los vientos en Quibdó, Choco</i>	30
<i>Figura 19 Potencial energético de los residuos Pecuarios y Agrícolas en Colombia</i>	31
<i>Figura 20 Atlas Hidrográfico Colombia y del departamento de Choco Fuente: UPME</i>	33
<i>Figura 21 Plan de expansión 2017 – 2031 UPME</i>	35
<i>Figura 22 Cobertura de energía por subestaciones al SIN o planta diésel</i>	35
<i>Figura 23 Tiempo de desplazamiento promedio en el área del municipio de Tadó</i>	39
<i>Figura 24 Acceso fluvial desde la cabecera municipal hasta los usuarios</i>	39
<i>Figura 25 Distribución de usuarios a beneficiar por el proyecto</i>	40

<i>Figura 26 Posible red interconexión de usuarios.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 27 Potencia Promedio Instalada/Usuario (KW)</i>	<i>51</i>

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Matriz de selección multiatributos general.....</i>	<i>13</i>
<i>Tabla 2. Matriz de selección multiatributos general.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 3. Sugerencia de recursos energéticos a evaluar en metodología propuesta</i>	<i>199</i>
<i>Tabla 4 Distribución beneficiarios por municipio</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 5 Irradiación normal directa en Tadó, Choco</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 6. Viabilidad del uso de la energía eólica, con base en velocidad de viento promedio anual.</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 7 Velocidad del viento en Tadó, Choco.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 8 Potencial energético departamental de la biomasa residual del sector agrícola y pecuario en Colombia.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 9 Resumen potenciales energéticos disponibles.....</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 10 Criterios seleccionados en para la presente metodología</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 11 Usuarios posiblemente agrupados</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 12 Cuadro de cargas estimado.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 13 Costo por usuario proyecto SFVI establecido por DNP.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 14 Características técnicas de la solución energética a partir del SIN.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 15 Estimación distancia en km para los usuarios concentrados.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 16 Estimación Costo de Interconexión RMT.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 17 Estimación Costo de Interconexión RBT.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 18 Estimación Costo de Interconexión Transformador</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 19 Estimación Costo de implementación.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 20 Atributos Relacionados con la Autonomía</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 21 Estimación costo microrredes</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 22 Capacidad planta microrred</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 23 Distribución aporte fotovoltaico y diésel</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 24 Costo de centrales construidas en Guainía por usuario</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 25 Costo aproximado microrred</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 26 Comparación de alternativas</i>	<i>57</i>

Tabla 27 Resultado evaluación cualitativa de alternativas seleccionadas 58

Capítulo 1

JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La energización en zonas rurales de Colombia ha sido históricamente un desafío importante para diversas comunidades en el país. A pesar de existir avances importantes en la infraestructura energética en áreas urbanas, la zona rural aún carece de un acceso confiable a la electricidad.

Las dificultades y problemas que presentan las zonas rurales para lograr estar dentro de la interconexión del sistema eléctrico nacional, comúnmente son atribuidas a la dispersión de los usuarios, la baja densidad poblacional, terrenos accidentados y/o de difícil acceso, la dificultad logística, incluso orden público alterado de manera negativa, impiden que se dé la expansión de la red eléctrica convencional y que de esta manera sea costosa y compleja; así mismo, esto también sucede en casos donde a pesar de estar de redes eléctricas, los altos costos para las personas pueden significar una barrera significativa, considerando también que este tipo de población generalmente no cuenta con recursos económicos suficientes para lograr abordar gastos de conexión, como lo es el tendido de cables, instalación de transformadores, así como también instalaciones internas residenciales.

También se debe destacar que incluso cuando se ha realizado electrificación rural, ésta no es del todo confiable, debido a las faltas de mantenimiento adecuado de la infraestructura eléctrica. En muchos casos las condiciones climáticas adversas, como pueden ser lluvias intensas y deslizamientos de tierra, pueden dañar las líneas eléctricas y causar interrupciones prolongadas del suministro de energía, esto sumado también a la falta de recursos y personal local capacitado para realizar los mantenimientos adecuados. De igual forma, el contar con energía eléctrica en zonas rurales no se traduce automáticamente en acceso equitativo a tecnología; muchas comunidades carecen de un servicio adecuado de telecomunicaciones (internet y red telefónica), lo que limita la capacidad para aprovechar plenamente los beneficios de la electrificación.

Es por ello que la energización rural en el país enfrenta desafíos en términos de sostenibilidad y diversificación; históricamente se depende de la expansión de la red eléctrica centralizada para viabilizar económicamente áreas remotas; en este sentido el Ministerio de Minas y Energía a través del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE) ha explorado diferentes soluciones alternativas, como la generación distribuida a través de fuentes no convencionales de energía que incluyen energía solar fotovoltaica, eólica o biomasa para abordar las limitaciones previamente mencionadas.

En la última década el gobierno nacional se ha encargado de reducir las brechas de acceso a la energía mediante la implementación de proyectos de energización cuyas formulaciones o estructuraciones son realizadas por contratación de consultorías externas o provenientes de alcaldías y gobernaciones, que en cualquiera de los dos casos deben considerar el análisis de alternativas de energización. Sin embargo, en muchos casos los proyectos se desarrollan sin una metodología clara o con información inexacta, teniendo como resultado la implementación de la tecnología que el estructurador conoce o desea plantear o implementar, sin considerar las necesidades locales. Un inadecuado o mal análisis de alternativas de energización rural, puede tener efectos o consecuencias negativas, entre las cuales se pueden listar:

- Ineficiencia en el uso de recursos económicos, talento humano entre otros, generando dificultades en la sostenibilidad del proyecto a futuro, lo que conlleva a la pérdida de oportunidades para implementar soluciones más eficaces.
- La falta de satisfacción de necesidades energéticas, considerando que el análisis no identifique correctamente los requerimientos de la comunidad rural a beneficiar, traducéndose en infraestructura energética insuficiente o en sistemas de generación que no logran brindar la cantidad de energía adecuada, y con ello evidencia de falta de participación ciudadana en el proceso de selección, pudiendo generar la no aceptación de la propuesta, y resistencia a la implementación del proyecto.

- Incremento de costos y retrasos en la implementación del proyecto, toda vez que el omitir aspectos técnicos, logísticos y financieros, puede generar imprevistos en la ejecución.

Para evitar y reducir las dificultades previamente mencionadas, es necesario generar un análisis de alternativas energéticas ajustada para la comunidad a beneficiar, lo que implica considerar una amplia gama de criterios, iniciando con las necesidades de la comunidad, el energético disponible en la zona, las características geográficas (acceso) y climáticas, aspectos técnicos y financieros, así como ambientales, entre otros. Es importante mencionar que existen diversas metodologías creadas por diferentes autores a nivel mundial, sin embargo, la aplicación de estas en muchas ocasiones no resulta tan sencilla para operadores locales, como son alcaldías y/o gobernaciones, quienes pueden tener los recursos para ejecutar, pero no los profesionales requeridos normalmente para este tipo de consultorías, por ello el presente documento pretende brindar una herramienta ágil y de fácil desarrollo e interpretación.

La metodología será aplicada para un grupo de usuarios identificados en zona rural del municipio de Tadó, en el departamento de Choco, los cuales no cuentan con acceso de energía eléctrica; vale la pena mencionar que la información ha sido levantada y suministrada por parte de la administración municipal, con la intención de acceder a recursos por parte del IPSE. Este estudio puede ayudar en gran parte a validar la propuesta metodológica necesaria en la selección de tecnología para el proceso de energización de la comunidad a beneficiar.

Capítulo 2

OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Diseñar una metodología multicriterio para la selección de alternativas de energización con tecnologías de aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía en Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia.

2.2 Objetivos específicos

Objetivo 1. Analizar los principales criterios utilizados para la selección de alternativas de energización en zonas rurales, tanto a nivel mundial, como a nivel nacional.

Objetivo 2. Establecer las variables y/o criterios para la evaluación de tecnologías de aprovechamiento de energía en zonas no interconectadas de Colombia.

Objetivo 3. Definir metodología multicriterio a partir de las variables y/o criterios seleccionados para la evaluación de tecnologías de aprovechamiento en zonas no interconectadas de Colombia.

Objetivo 4. Validar la propuesta metodológica, a través de su implementación en un caso en una zona rural de Colombia, y así realizar el correspondiente análisis de resultados.

Capítulo 3

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

3.1 Definición y estado actual de las ZNI

El Artículo 1 de la Ley 855 de 2003, se establece que “para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional” [1].

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) en Colombia corresponden a un aproximado del 53% del territorio nacional, correspondiente a cuatro (4) departamentos totalmente ZNI, catorce (14) con regiones ZNI-SIN, setenta y siete (77) municipios ZNI y dieciséis (16) áreas no municipalizadas, de acuerdo con lo reportado por el Centro Nacional de Monitoreo (CNM) para 2023.

De acuerdo con el Centro Nacional de Monitoreo (CNM), para el año 2023 se identificaron 1750 localidades ZNI, únicamente se realizó el monitoreo de aproximadamente 252.000 usuarios residenciales rurales, correspondiente a 134 localidades, es decir el 11% del total, en su mayoría atendidos por sistemas de generación con diésel como combustible.

En la Figura 1 se puede evidenciar, en color verde, la ubicación de los usuarios en ZNI en regiones estratégicas como la zona de la Orinoquía (Llanos Orientales) y Amazonía, en la región Pacífica (departamentos de Choco, Valle del Cauca, Cauca y Nariño), y en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, en donde los habitantes se destacan por un bajo nivel de consumo de energía eléctrica, baja capacidad de pago y altos costos para la prestación del servicio. La Figura 1 también muestra la localización de los proyectos de generación a partir de diversas fuentes energéticas.

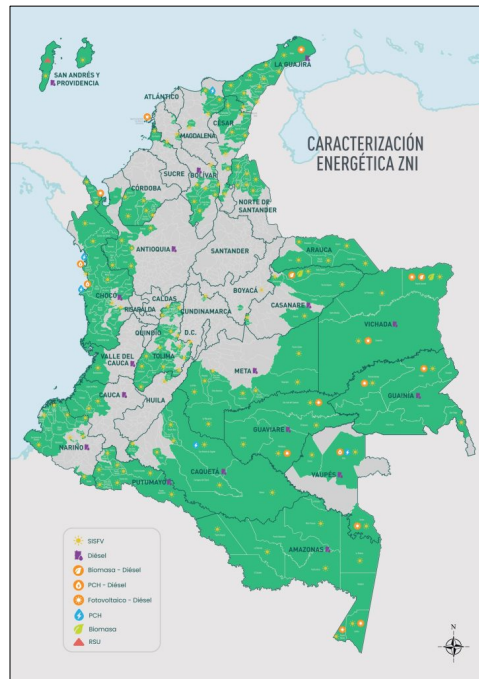


Figura 1 Caracterización energética en ZNI
Tomado de IPSE, 2023: <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

Con relación a la Figura 1, según los datos reportados por CNM, la matriz energética en ZNI se compone por generación con combustibles fósiles en un 84%, mientras que el restante es asumido por Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) siendo mayoritariamente implementados sistemas individuales solares fotovoltaicos (SISFV), tal como se aprecia en la Figura 2.

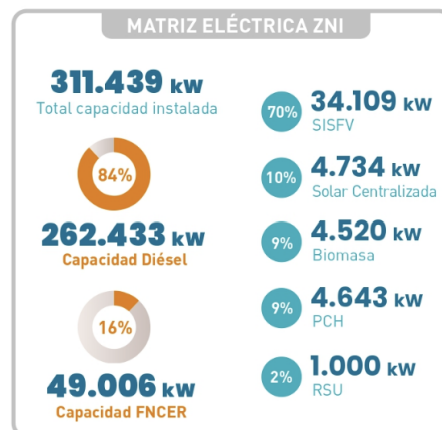


Figura 2 Matriz energética en las ZNI
Tomado de IPSE, 2023: <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

3.2 Metodologías implementadas para expansión de cobertura de energía en ZNI por el Gobierno Nacional

Ahora bien, para determinar qué tipo de tecnología y recurso energético se implementa en las ZNI, el Gobierno Nacional ha utilizado tanto al IPSE como a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), para establecer lineamientos y metodologías para garantizar la expansión de la cobertura de energía eléctrica en ZNI. Se han dado avances importantes en materia de normatividad, el más relevante es el Decreto 1623 de 2015, en el cual se establecieron los lineamientos de política para la expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas.

Como objetivos principales del decreto se contempla: mejorar la calidad y continuidad del servicio, promover la eficiencia y uso racional de energías renovables, así como también establecer una regulación y metodología transparente tanto para la implementación de proyectos energéticos como para la remuneración de los prestadores del servicio en las ZNI [3]. Bajo la Ley 884 de 2017 se desarrolló el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) dentro del marco del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto en Colombia, en donde se busca garantizar el acceso universal a la energía eléctrica en todo el país con enfoque especial en zonas rurales y dispersas fuera del SIN, generando una herramienta interinstitucional llamada Plan de Energización Rural Sostenible (PERS) que consiste en el levantamiento de información primaria y secundaria desde los componentes social, económico y energético.

La metodología implementada por los PERS es bastante sencilla y busca que se incorporen principios de conservación y autogeneración de ingresos, permitiendo la sostenibilidad de los proyectos a lo largo de la vida útil del mismo y la participación comunitaria, procurando la eficiencia energética y el uso de sistemas de generación de energía a través de FNCER, no es lo suficientemente amplia, y no es precisa para la selección de tecnologías de aprovechamiento de energías renovables, sin embargo, ha sido

importante para la implementación de proyectos y planes en diferentes regiones, a la Figura 3 representa el proceso metodológico de los PERS.

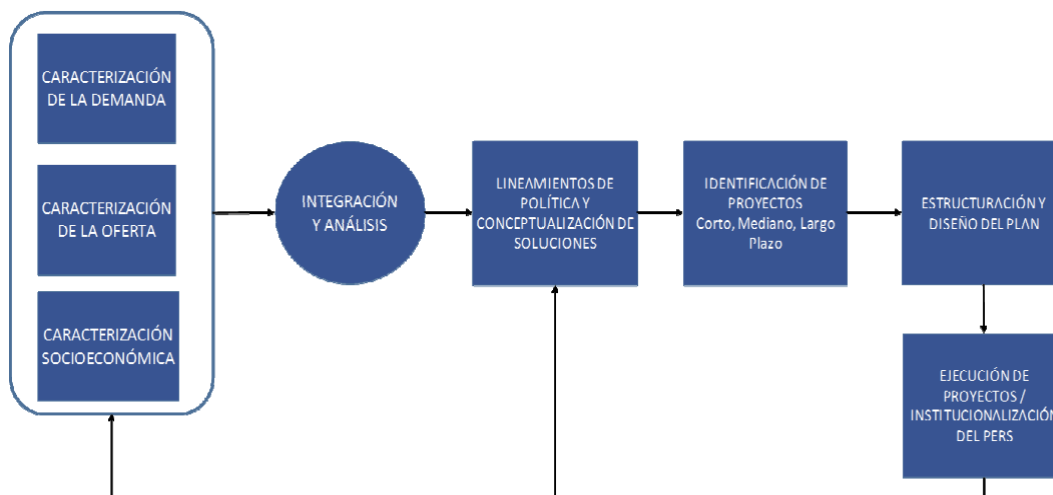


Figura 3 Proceso PERS

Tomado de UPME, 2016: http://www.upme.gov.co/zni/documentos/resultados_pers.pdf

Considerando que los PERS brindan información inicial importante para caracterizar demanda, oferta y situación socioeconómica, a través del Plan de Expansión de Cobertura (PIEC) 2019-2023, se amplió y detalló la metodología para seleccionar el tipo de solución, indicando que *“la elección de qué tecnología usar para extender el acceso a la energía depende de una serie de parámetros, desde el social hasta el técnico-económico, que incluyen, por ejemplo, el nivel objetivo de acceso a la energía, la densidad de la población local, la distancia a la red nacional y la disponibilidad de recursos locales. Estos parámetros son de naturaleza espacial, lo que hace que la información geoespacial sea muy útil para su evaluación a escala regional y nacional”*[4]

En la Figura 4 se muestra el criterio de evaluación seguido por el PIEC 2019-2023 para definir el tipo de solución para lograr la ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica:

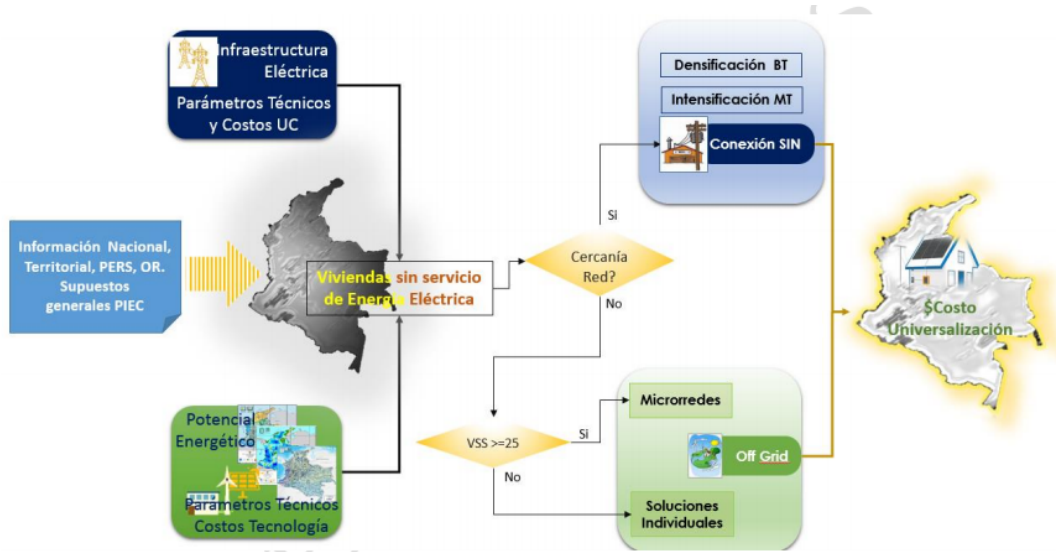


Figura 4 Metodología selección de alternativas de energización rural - PIEC

Tomado de UPME, 2019: http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/Informacion_Base_PIEC_Dic302019.pdf

La metodología del PIEC, se basa fundamentalmente en la comparación de varias alternativas de prestación del servicio de energía eléctrica: i) interconexión al SIN, ii) microrredes (generación con plantas térmicas diésel, generación solar fotovoltaica y soluciones híbridas) y iii) soluciones aisladas individuales, para buscar la alternativa viable y brindar el servicio de energía eléctrica a las viviendas que a fecha de 2018 no cuentan con dicho servicio.

“Para cada uno de los Sitios, se evalúa inicialmente la alternativa de interconexión dependiendo de la cercanía a la infraestructura eléctrica (redes del SDL, Transformadores del SUI). Luego, para los sitios que están fuera del área de influencia de las redes de MT y BT y si la agrupación de viviendas sin servicio en cada sitio es superior a 25 viviendas, se estima el costo de una microrred. Para el caso de que la cantidad de viviendas sin servicio sea menor a 25 usuarios, se considera como mejor alternativa la solución individual aislada. Estas alternativas tipo OFF GRID se suman a la solución de interconexión previamente descrita, completando así para cada uno de los Sitios la mejor alternativa posible, y cuantificando el costo de universalización”

Soluciones Fuera de red:

Pueden ser clasificadas en dos tipos:

- Microrredes: se justifican en agrupaciones de al menos 25 viviendas en un radio de 1 km, con una demanda potencial de energía unitaria, estimada en el PIEC en 90 kWh-mes [4], explican que resultan una opción adecuada si el costo de inversión (CAPEX) se justifica por el uso de aplicaciones productivas, es importante garantizar la sostenibilidad a mediano plazo de la solución.
- Soluciones individuales: ofrecen un servicio de menor nivel, utilizándose en poblaciones que no están agrupadas a otras, es decir baja densidad de usuarios y de carga agregada, normalmente consumos más bajos.

Actualmente, esta metodología es ampliamente seguida por diversos estructuradores a nivel nacional para poder realizar el análisis de alternativas y proponer ante el IPSE soluciones energéticas para ZNI, sin embargo, el resultado de dichos documentos generalmente termina siendo soluciones individuales.

3.3 Análisis de metodologías de selección multicriterio para energización rural

La generación de un análisis multicriterio como herramienta que permite evaluar y comparar diferentes alternativas para la generación de energía eléctrica, contemplando una amplia gama de factores y/o criterios para el desarrollo de proyectos de energización rural, sirve la determinación y selección de tecnologías adecuadas para implementar en diversas zonas alejadas del Sistema Interconectado Nacional.

Según Baker et al (2001)[6], los criterios en la valoración de alternativas implican la identificación y evaluación de diferentes razonamientos dentro de los cuales se pueden contemplar costo, disponibilidad de recursos, impacto ambiental, sostenibilidad, impacto social, entre otros, sin ser muy numerosos y que puedan dificultar la generación de un análisis adecuado, considerando que es fácil extenderse en una diversa cantidad de criterios, por lo que se recomienda que estos criterios sean:

- Capaces de discriminar entre alternativas y permitir la comparación de su eficacia
- Completos, que incluyan todos los objetivos
- Operativos y significativos
- No redundantes
- Pocos en número
- Medibles

A nivel mundial se han generado estudios relevantes que pueden servir de apoyo para la toma de decisiones al momento de estructurar un proyecto para la electrificación rural sostenible, y una de las metodologías destacadas es la presentada en el artículo “*Rural electrification options in the Brazilian Amazon A multi-criteria análisis*” del año 2014 [7], en donde se establecen una serie de dieciséis (16) criterios dentro de los cuales se encuentran técnicos, ambientales, sociales y económicos para cinco (5) opciones de electrificación en zona de amazonia brasileña (Ver Figura 5).

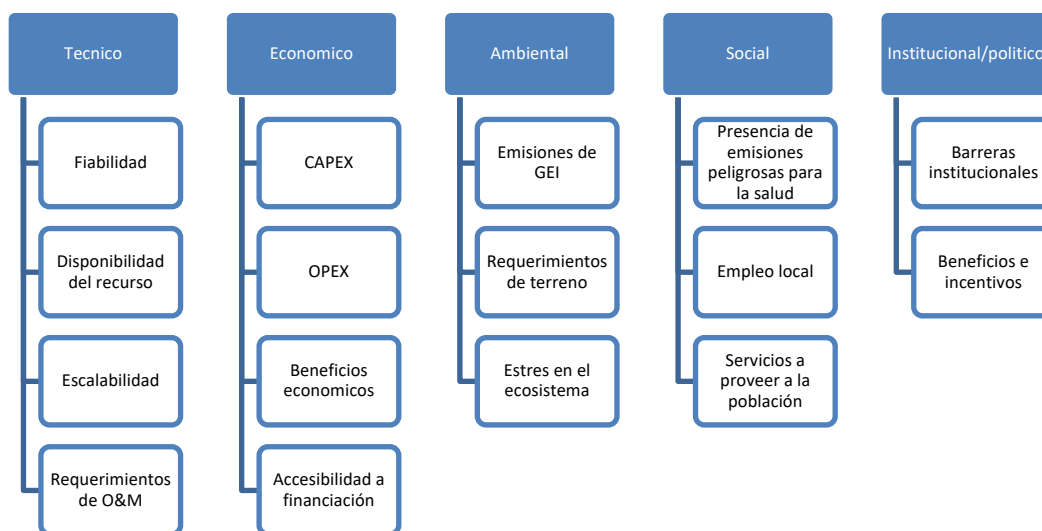


Figura 5 Criterios seleccionados en artículo “*Rural electrification options in the Brazilian Amazon A multi-criteria análisis*”

El estudio realizado por Juan C. Rojas-Zerpa y Jose M. Yusta denominado “*Application of multicriteria decision methods for electric supply planning in rural and*

remote areas” del año 2015, presenta una revisión de diferentes metodologías multicriterio para la planificación de la energización en zonas rurales y remotas, dentro de las principales apreciaciones se tiene que los autores generaron una breve discusión sobre ventajas y desventajas de procesos como el Proceso Analítico Jerárquico (AHP) y VIKOR acrónimo de *ViseKriterijumska Optimizacija i Kompromisno Resenje* (Optimización de Criterios Múltiples y Solución de Compromiso en serbio), ideal para situaciones de selección complejas.

Investigadores de la Universidad Nacional de Colombia, en el artículo “*Matriz de selección de energías alternativas basada en análisis multiatributo para la conservación de pescado*”, del año 2016 [9] presentaron una propuesta metodológica para la selección de generación de energía mediante FNCER para la conservación de pescado, si bien no es orientada directamente a ZNI, tiene bastante que aportar para el presente desarrollo, considerando que emplea teorías de utilidad multiatributo como herramienta para poder evaluar diferentes criterios para proporcionar una visión más completa de cada alternativa energética y cuyos razonamientos se asemejan a la investigación realizada por F. Fusco Nerini, M. Howells, M. Bazilian, and M. F. Gómez [7], tal como se observa a continuación (Ver Figura 6).

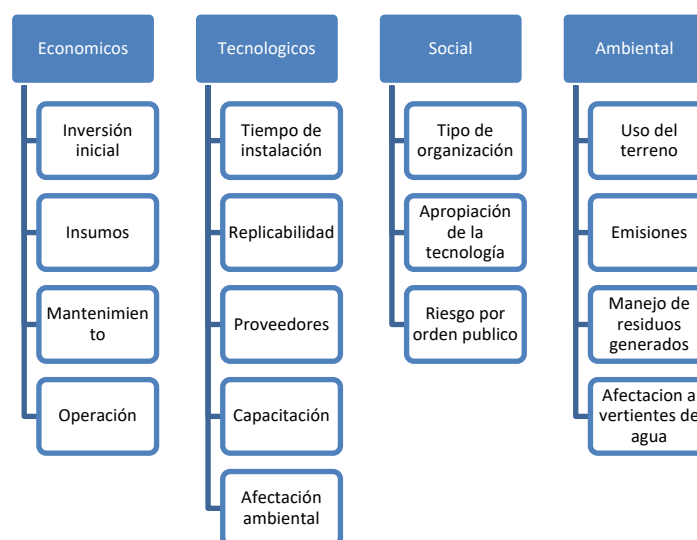


Figura 6 Criterios seleccionados en artículo “*Matriz de selección de energías alternativas basada en análisis multiatributo para la conservación de pescado*”

Estos métodos permiten considerar y evaluar criterios clave como la disponibilidad de recursos, el costo económico, el impacto ambiental, la confiabilidad del suministro y la viabilidad técnica. Es importante destacar que los criterios seleccionados en los diferentes estudios relacionados previamente, se asigna una puntuación y/o valoración de manera subjetiva, considerando la importancia de cada uno de los autores, lo cual es incluido en una matriz de análisis de alternativas, si bien la mayoría son fácilmente cuantificables, existen algunos que dependen de involucrar múltiples actores en la definición y asignación de pesos, y que logran complejizar la estructuración del análisis de alternativas.

Para contexto general en el presente documento y sintetizar de forma más gráfica lo realizado por diferentes autores en materia de propuesta metodológica para análisis de alternativas [10], se presenta por lo general un cuadro semejante al que a continuación se exhibe (Ver Tabla 1).

Tabla 1. Matriz de selección multiatributos general

Alternativa	Criterio	Valoración	Puntaje total
A	X ₁	Y ₁	Z ₁
B	X ₂	Y ₂	Z ₂
...

Fuente: Elaboración propia

- **Alternativas:** Cada fila representa una opción o alternativa a considerar.
- **Criterios:** Estos criterios deben ser relevantes para la decisión que se quiere tomar y deben ser lo más específicos posible.
- **Valoración:** En cada celda, se asigna una valoración numérica a cada alternativa respecto a cada criterio. Esta valoración puede ser en una escala de 1 a 10, de 0 a 1, o cualquier otra escala que sea adecuada para el problema en cuestión.

- **Puntaje Total:** En esta columna se calculará el puntaje total de cada alternativa, que será la suma ponderada de las valoraciones en cada criterio.

Así mismo, diferentes autores recomiendan realizar primero una aproximación a los recursos energéticos disponibles en la zona, tal como se evidencia en la tabla a continuación, con la intención de simplificar la selección de criterios y que el análisis de alternativas sea más sencillo.

Tabla 2. Matriz de selección multiatributos general

Puntuación	Solar	Eólica	Hidráulica	Biomasa	Interconexión al SIN
0	Radiación solar global inferior a 3 kWh/m ² /día	Velocidad del viento entre 0 a 1.9 m/s	Sin información de caudal para	No hay posibilidad de adquirir el recurso	No hay posibilidad para ampliación de redes
1	Radiación solar global igual a 3 kWh/m ² /día y menor a 4 kWh/m ² /día	Velocidad del viento entre 2 a 3.9 m/s	Baja disponibilidad del recurso hídrico, conocimiento de caudal y de desnivel	Baja disponibilidad de recursos agrícolas, forestales, residuos urbanos	Redes de interconexión a menos de 2 km de distancia
2	Radiación solar global igual a 4 kWh/m ² /día y menor a 4.5 kWh/m ² /día	Velocidad del viento entre 4 a 7.9 m/s			Redes de interconexión a menos de 1 km de distancia
3	Radiación solar global igual o mayor a 4.5 kWh/m ² /día	Velocidad del viento igual o mayor a 8 m/s	Alta disponibilidad del recurso hídrico, conocimiento de caudal y de desnivel	Alta disponibilidad de recursos agrícolas, forestales, residuos urbanos	Redes de interconexión a menos de 500 m de distancia

Fuente: Elaboración propia

La complejidad de cada estudio demuestra el interés de los autores por interiorizar y profundizar la selección de tecnologías de aprovechamiento para zonas rurales, sin embargo, muchas veces estas metodologías no son aprovechadas por la dificultad para encontrar información, lo cual genera que muchas veces posibles estructuraciones de proyectos puedan retrasarse.

Ahora bien, como se ha mencionado previamente, la complejidad en cada caso dependerá exclusivamente de la necesidad de cada autor para determinar la selección adecuada de alternativas de energización, pero en algo que la mayoría coincide es en el

proceso lógico aplicable, en donde se formulan opciones y se seleccionan criterios, seguido de la estructuración de procesos de decisión, se evalúa el desempeño y se seleccionan parámetros de decisión, se aplica el método, se evalúan los resultados obtenidos y se toma finalmente la decisión, tal como se observa en la Figura 7.

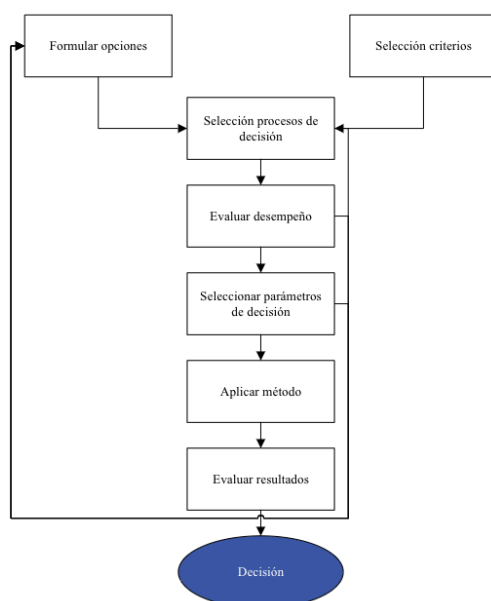


Figura 7 Metodología selección de alternativas generalizada
Fuente: Elaboración propia con base en análisis de literatura existente

Capítulo 4

PROPUESTA METODOLÓGICA

La metodología propuesta que se desarrolla en el presente documento tiene como finalidad simplificar el proceso de selección multicriterio que por ejemplo han generado autores como los revisados previamente, considerando que es necesario brindar herramientas sencillas para que en administraciones locales tales como alcaldías, gobernaciones e incluso Ministerio de Minas y Energía puedan tomar decisiones con mayor agilidad y facilidad al momento de requerir un análisis de alternativas de energización rural con FNCER, por tanto se propone el siguiente esquema metodológico (Ver Figura 8).

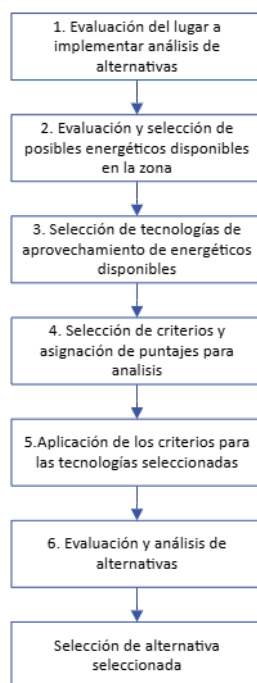


Figura 8 Propuesta metodológica de selección de alternativas
Fuente: Elaboración propia

Inicialmente se debe tener en cuenta cual es el problema específico de la comunidad, en principio considerar que la presente metodología tiene como finalidad la energización rural en ZNI, y no el mejoramiento de infraestructura, por lo que es necesario acotar el objetivo del análisis de alternativas.

4.1 Evaluación del lugar a implementar análisis de alternativas

La primera fase de la metodología, representada en la Figura 8 por el bloque número 1, considera relevante realizar un análisis y evaluación detallado de las condiciones específicas del lugar donde se pretende implementar el proyecto de energización rural, por lo que es importante contar con información mínima como es el listado de usuarios a beneficiar con coordenadas que permitan identificar la ubicación de los mismos en el terreno, así como también identificar las necesidades energéticas de la comunidad y las infraestructuras existentes, reflejando las zonas de alta y baja densidad poblacional, lo que a su vez ayudara a optimizar el proceso de selección de criterios y tecnologías de aprovechamiento de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables FNCER.

4.2 Evaluación y selección de posibles energéticos disponibles en la zona

Una vez delimitada la zona de aplicación del proyecto, es necesario realizar la evaluación de los energéticos disponibles, esto permite identificar y analizar los recursos renovables que podrían ser aprovechados (solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, geotérmica) para así evaluar su viabilidad, y compararla con la ampliación de las redes de interconexión con el SIN.

Se recomienda para el análisis de energéticos disponibles en primer lugar mediciones en sitio, sin embargo, al no contar con estaciones meteorológicas u otro tipo de elementos que permitan tomar información de campo, y de no ser posible, la utilización de bases de datos en repositorios y/o aplicaciones que de una u otra forma permitan visibilizar los diferentes potenciales de energías renovables. Por ejemplo, para casos como radiación solar se puede consultar el mapa publicado por Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) [11], y para mayor precisión la plataforma de acceso gratuito Global Solar Atlas¹.

¹ <https://globalsolaratlas.info/map>

Así mismo para obtener potencial eólico se recomienda los datos publicados también por el IDEAM [12], que al igual para el recurso solar existe una página de acceso gratuito Global Wind Atlas². En casos como biomasa se recomienda utilizar bibliografía como el “*Atlas del potencial energético de la Biomasa residual en Colombia*”[13], desarrollado por IDEAM y UPME en 2010. Es posible que en temas hídricos la información no se encuentre tal como aparece para solar fotovoltaica, eólica e incluso biomasa, por lo que se recomienda buscar mapas hidrológicos de las zonas de aplicación y hacer análisis en terreno.

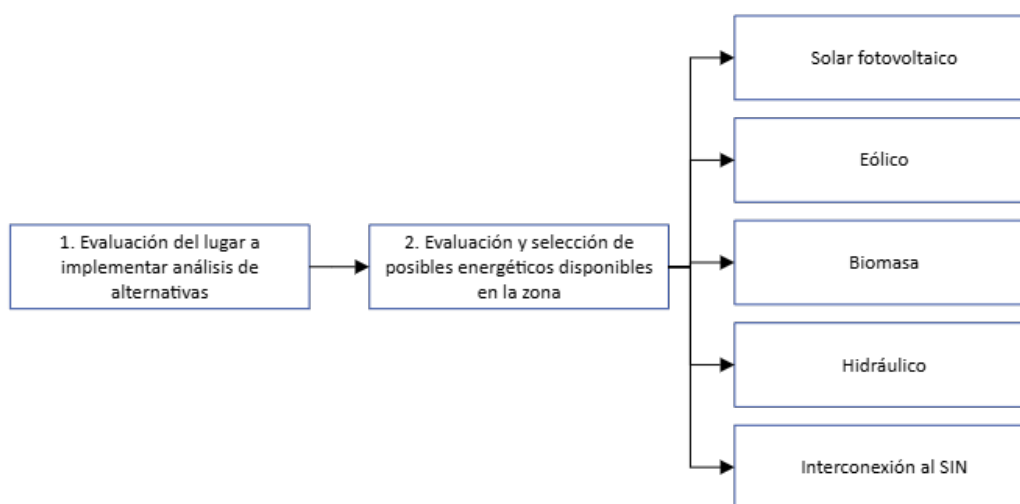


Figura 9 Ampliación primera parte de propuesta metodológica de selección de alternativas
Fuente: Elaboración propia

Al final del ejercicio de validación de los recursos energéticos disponibles, se recomienda realizar un cuadro comparativo en el cual se puedan contraponer las diferentes alternativas, para brindar un resumen basado en las ventajas y desventajas de cada una de ellas, acto seguido por criterio del estructurador se otorgue una puntuación y/o priorización la cual es subjetiva de acuerdo al conocimiento y experticia del diseñador, esto con el fin de continuar con el proceso de selección de tecnologías y para dar un ejemplo se presenta un cuadro sugerido en la Tabla 3.

² <https://globalwindatlas.info/en/>

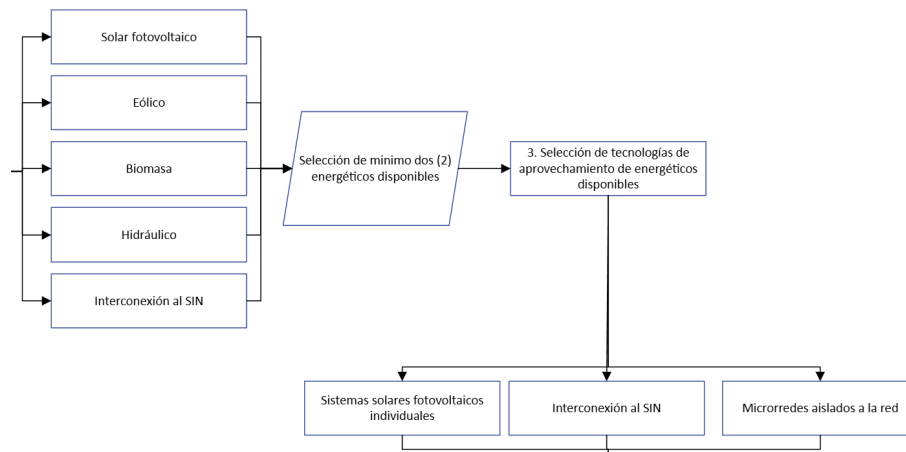
Tabla 3. Sugerencia de recursos energéticos a evaluar en metodología propuesta

Recurso energético	Disponibilidad	Valores	Ventajas	Desventajas	Priorización
Solar	Zonas con alta radiación solar	> 4,5 kWh/m ² /día	Madurez tecnológica	Costos de inversión	Se asigna una puntuación
Eólica	Zonas con vientos constantes y fuertes	> 8 m/s a 10 metros	Madurez tecnológica	Costos de inversión	Se asigna una puntuación
Hidráulica	Zonas con ríos caudalosos, embalses, etc	Dependiendo información del caudal	Madurez tecnológica	Costos de inversión	Se asigna una puntuación
Biomasa	Zonas agrícolas, forestales, residuos urbanos	Dependiendo del tipo de biomasa	Amplia disponibilidad	Costos de inversión	Se asigna una puntuación
Interconexión al SIN	Zonas con cercanía a redes eléctricas existentes en funcionamiento	Cercano a menos de 500 metros	Madurez tecnológica	Impacto ambiental	Se asigna una puntuación

Fuente: Elaboración propia

4.3 Selección de tecnologías de aprovechamiento de energéticos disponibles

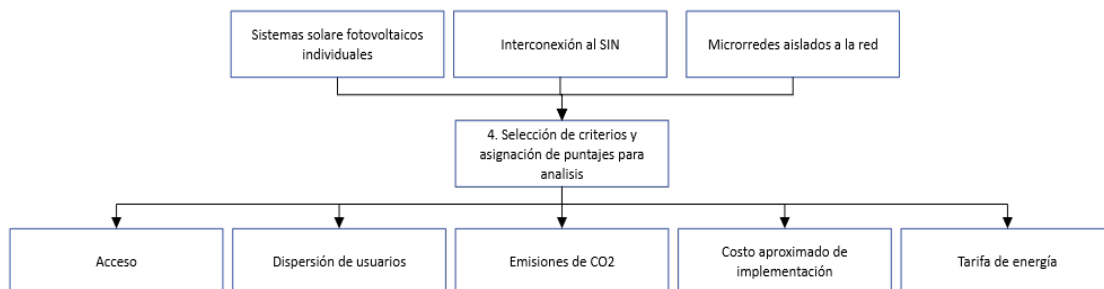
Por lo general, se recomienda al momento de generar las conclusiones sobre la Tabla 3, considerar por lo menos dos (2) de los recursos energéticos disponibles más significativos, sin embargo es importante destacar que los requerimientos documentales de los diferentes fondos para financiación de proyectos en ZNI, con regularidad aplican lo indicado en la metodología PIEC y seleccionan un solo energético pero con diferentes configuraciones en tecnología como por ejemplo Sistemas Solares Fotovoltaicos Individuales Aislados (SSFVI), Sistemas de Generación Híbrido Solar SFV - Diesel, entre otros; lo anterior con la intención de no generar un análisis de alternativas extenso y que dificulte la selección del tipo de tecnología para la energización rural en determinado lugar.



*Figura 10 Ampliación segunda parte de propuesta metodológica de selección de alternativas
Fuente: Elaboración propia*

4.4 Selección de criterios:

Uno de los componentes que resulta, se procede a realizar la selección de criterios de asignación, donde se recomienda realizar una breve y cuidadosa consolidación de los componentes técnico, ambiental, económico y social, en donde se aprecie el acceso, dispersión de usuarios, emisiones de CO₂, costos de implementación y tarifas de energía en la Figura 11 se observa la propuesta de criterios para la presente metodología.



*Figura 11. Ampliación tercera parte de propuesta metodológica de selección de alternativas
Fuente: Elaboración propia*

Ahora bien, los criterios propuestos dentro de la Figura 11, indican primero evaluar la accesibilidad de cada usuario, a través de las vías de ingreso a ZNI, permite dilucidar la facilidad y/o complejidad para realizar obra, administración, operación y mantenimiento de las soluciones energéticas a plantear, además de lograr identificar oportunidades para

generar diferentes tipos de proyectos (no solo energéticos) como es la conectividad a internet, mejoramientos de vivienda, etc.

Segundo conocer la dispersión de los usuarios, permite determinar si la tecnología seleccionada para analizar permite optimización en tamaño, o por el contrario se requieren sistemas pequeños y con mayor autonomía. De igual forma, es preciso considerar el tipo de tecnología y las emisiones de CO₂ que puede generar durante su operación, ya que el país se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero como parte de acuerdos internacionales como el realizado en la COP 21 de Paris en el año 2015.

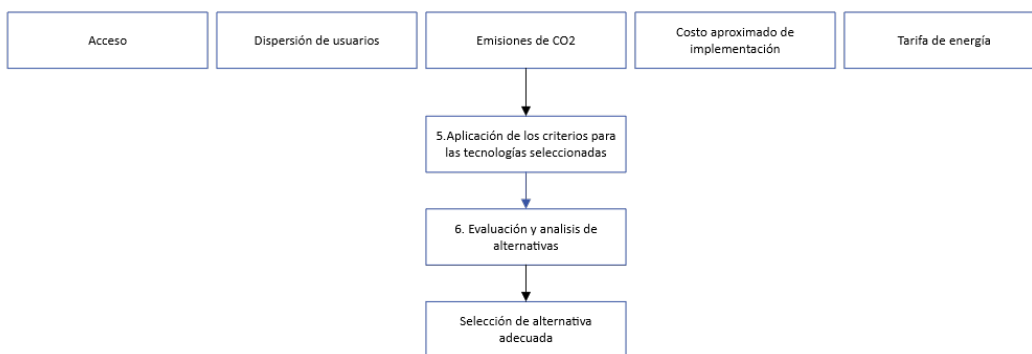
Ahora bien, en la determinación del costo de cada solución planteada, es claro indicar que no se requiere estrictamente la elaboración de diseños a detalle para poder evaluar la tecnología en el sitio de implementación, con un diseño conceptual es posible brindar información suficiente para establecer el posible valor de inversión requerido, y con ello determinar si es económicamente viable.

Otro criterio importante a identificar es el posible costo de la tarifa de energía con determinado tipo de tecnología bajo la normativa vigente, ya que permite equiparar los posibles valores que debe pagar el usuario y también el subsidio a ser asumido por el estado, esto considerando que la mayoría de los usuarios en ZNI no cuentan con los recursos suficientes para abordar el costo real del servicio de energía eléctrica bajo FNCER.

Es preciso indicar que los criterios mencionados dentro de la Figura 11 son sugeridos para la aplicación de la metodología, sin embargo, la elección de los mismos para el análisis de alternativas se deja a consideración del ejecutor, por lo que es posible proponer diferentes componentes adicionales, tal como es el orden público en la zona, horizonte de vida útil promedio de equipos principales, generación de empleos, entre otros, siempre y cuando sea posible contar con la información para el desarrollo documental.

4.5 Aplicación de los criterios para las tecnologías seleccionadas

Con los criterios previamente relacionados, es importante mencionar que si bien la literatura especializada puede ofrecer diversos métodos de asignación de puntajes, como puede ser desde enfoques complejos como el Proceso Analítico Jerárquico (AHP), hasta técnicas más simplificadas, sin embargo, para los propósitos del presente documento, se optó por un sistema de puntuación directo y escalonado, esto considerando que la elección se fundamente en la necesidad de mantener claridad y reproducibilidad del proceso de evaluación sin comprometer la rigurosidad académica. Por tanto, se recomienda se asigne una puntuación que permita ayudar en la cuantificación y evaluación de las alternativas previamente relacionadas, y con ello realizar la selección de la alternativa.



*Figura 12 Ampliación cuarta parte de propuesta metodológica de selección de alternativas
Fuente: Elaboración propia*

4.6 Evaluación y análisis de alternativas

La elección de una escala reducida, como por ejemplo de 1 a 3 o 1 a 5, no solo facilita la comprensión y aplicación por parte de los evaluadores, sino que también minimiza la subjetividad inherente a la valoración. Al limitar el rango de opciones, se obliga a una diferenciación más precisa y justificada entre los niveles de cumplimiento de cada criterio. Esta simplicidad metodológica es crucial para mantener la claridad y la coherencia del análisis, permitiendo que la justificación de cada puntuación se base en evidencias concretas y en el consenso de expertos. Así, se garantiza que los resultados

obtenidos sean transparentes y defendibles ante cualquier revisión académica o técnica, fortaleciendo la validez del proceso de selección de alternativas.

Como es posible evidenciar, la metodología es sencilla, por lo que es necesario contar con la información suficiente para la toma de decisiones en cualquier entidad bien sea de carácter público y/o privado, con lo cual se logre realizar la energización rural sostenible en las zonas no interconectadas de Colombia. A continuación, se observa en la Figura 13, el esquema completo de la metodología propuesta.

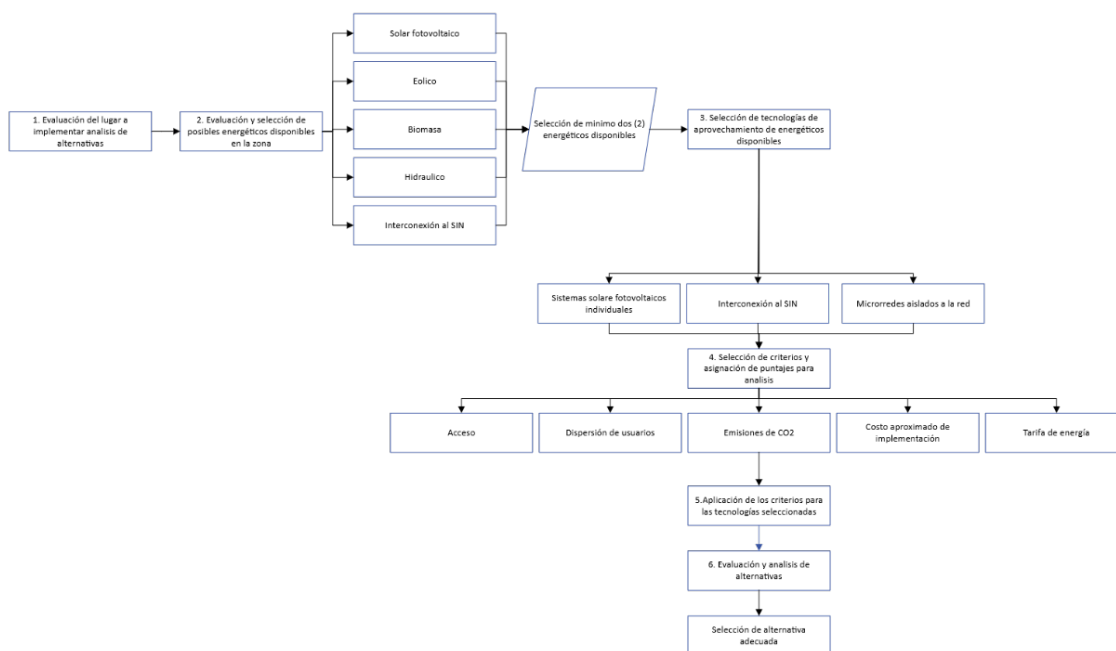


Figura 13 Desarrollo de propuesta metodológica de selección de alternativas
 Fuente: Elaboración propia

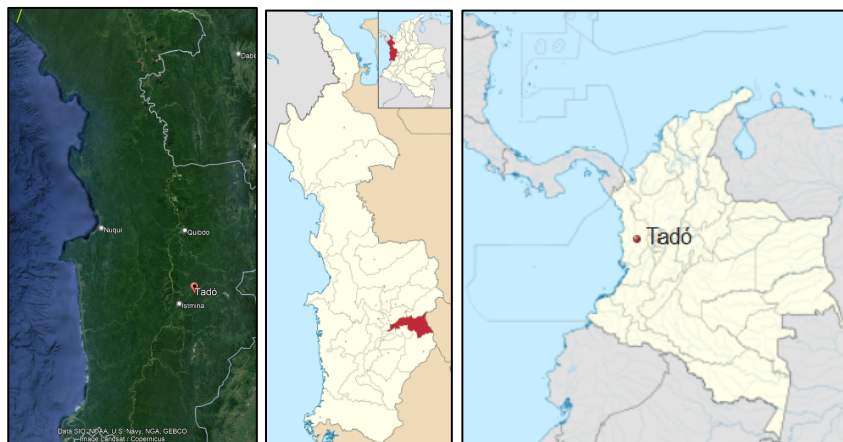
Capítulo 5

CASO DE APLICACIÓN: Usuarios rurales en ZNI del municipio de Tadó, departamento de Chocó

Para la aplicación de la metodología propuesta de selección de alternativas, se logró encontrar información de posibles usuarios en ZNI del municipio de Tadó, departamento de Chocó, el cual cuenta con una cobertura proyectada del 81.79% para la población rural según el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) [14], para el año 2012.

5.1 Localización de los usuarios

El Municipio de Tadó se encuentra localizado en la parte oriental del departamento del Chocó, dentro de la zona del Alto San Juan, con un área aproximada de 878 km², su cabecera municipal está ubicada a los 76°73'10" de longitud occidental, al margen izquierdo del río San Juan y a la derecha del río Mungarrá [15] [16].



*Figura 14 Ubicación del municipio de Tadó en Colombia
Tomado de: Google Earth y Wikipedia*

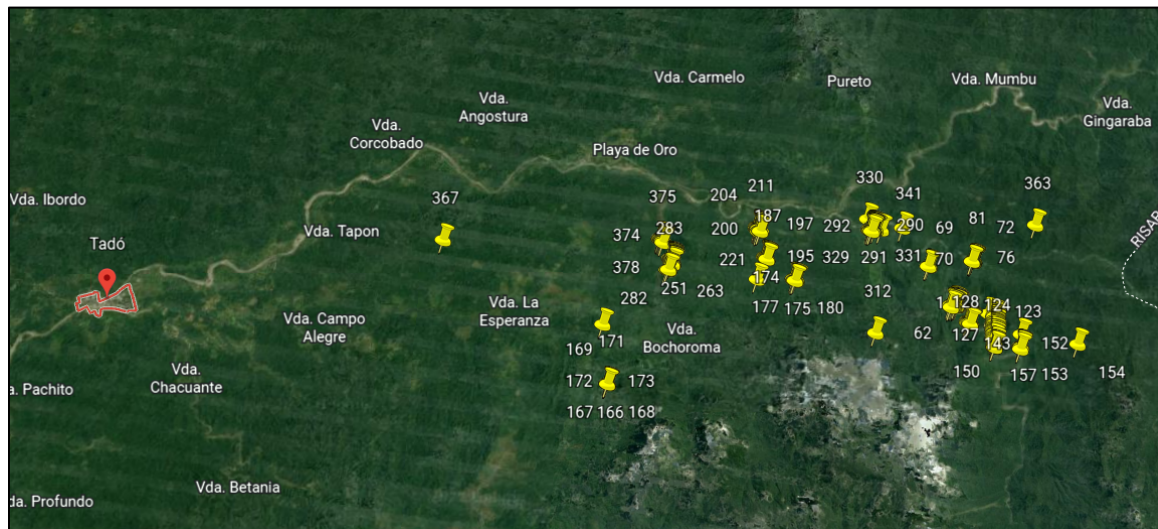
La información de los usuarios a beneficiar fue obtenida en coordinación con la Alcaldía de Tadó mediante la Oficina de Planeación Municipal, se determinaron las veredas ubicadas en las ZNI del departamento Tabla 4 no cuentan con acceso al servicio de energía eléctrica, para efectuar el levantamiento de los usuarios, con el fin de

caracterizar su consumo energético actual y futuro, y así diseñar el sistema de generación de energía eléctrica que garantice dicho servicio público a sus pobladores. En total se identificaron en la labor de campo de levantamiento de usuarios TRESCIENTOS OCHENTA Y SIETE (387) en ZNI del municipio de Tadó, departamento de Choco, distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 4 Distribución beneficiarios por municipio

VEREDA	USUARIOS	VEREDA	USUARIOS	VEREDA	USUARIOS
Agua Clara	30	Farallones	24	Piedra Blanca	6
Alto Bochoromá	7	La Miranda	9	Pueblo Nuevo	16
Alto Bonito	39	Medio Mondó	15	Sabaleta	10
Alto Tarena	33	Mondo Mondocito	76	Tarena Central	67
Cañaverál	42	Orodó	13	TOTAL	387

En la Figura 15, se observa la distribución de los usuarios relacionadas en la anterior tabla, con la finalidad de identificar su ubicación.



*Figura 15 Ubicación de usuarios identificados ZNI en el municipio de Tadó
Tomado de: Google Earth*

5.2 Análisis de disponibilidad de recurso energético

Metodológicamente en el análisis de alternativas de energización la primera actividad se relaciona con la identificación de los recursos energéticos disponibles en la zona de localización del proyecto. La intención principal es lograr establecer la posibilidad de aprovechamiento en la zona de aplicación del posible proyecto, mediante el uso de sistemas y tecnologías que lo transforman en diversas formas de energía útil.

A continuación se seleccionan cinco (5) recursos energéticos (solar fotovoltaico, eólico, biomasa e hidráulico), dentro de los cuales cuatro (4) corresponden a FNCER y la última a posibilidad de interconexión al SIN.

5.2.1 Solar fotovoltaico

Se realiza búsqueda en las distintas bases de datos meteorológicas del IDEAM y la UPME con el fin de determinar dicho potencial, así como los datos del software Meteonorm que permite georreferenciar un punto y determinar las condiciones características para la zona. Para el ejercicio se tomarán las siguientes coordenadas partiendo que el proyecto actual se estructura para el departamento de Choco.

Tal como se evidencia en la Figura 16, donde se observa la distribución de la irradiación global media recibida en superficie, sobre el territorio de la Región Pacífico a lo largo del año, expresada en kWh/m² por día.

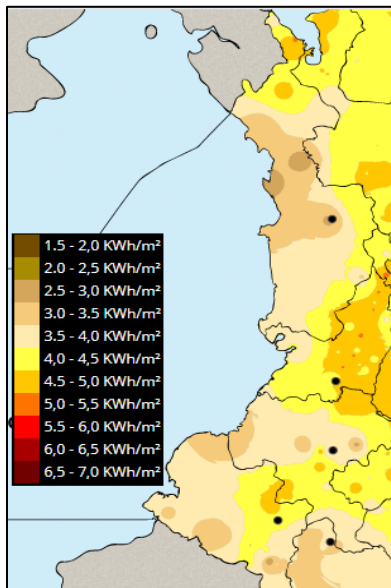


Figura 16 Distribución de la irradiación global media Región Pacífico (kWh/m2)

Fuente: IDEAM [17]

Según los datos suministrados por la plataforma web de acceso gratuito “Global Solar Atlas” la radiación promedio mensual el municipio de Tadó, se encuentra en un índice promedio de 3.30 kWh/m2/día, siendo enero (3.02 KWh/m2/día) [18] el mes crítico en cuanto a radiación solar se refiere tal como se evidencia en la tabla a continuación.

Tabla 5 Irradiación normal directa en Tadó, Choco

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6												
6 - 7	7	5	10	21	30	27	21	22	30	38	33	16
7 - 8	77	68	80	104	130	121	116	122	135	148	142	106
8 - 9	167	153	168	204	241	234	233	242	261	261	257	206
9 - 10	245	234	253	299	337	334	338	353	372	363	344	290
10 - 11	332	321	349	390	425	417	429	455	471	460	436	376
11 - 12	414	405	430	462	482	474	495	528	531	521	493	440
12 - 13	456	457	472	498	518	510	530	545	531	524	496	460
13 - 14	445	448	455	456	442	423	441	467	469	460	442	427
14 - 15	380	388	380	377	361	339	355	372	368	366	356	357
15 - 16	287	306	284	272	251	235	254	259	252	247	238	254
16 - 17	168	189	170	150	135	136	152	150	138	117	112	130
17 - 18	47	62	55	42	38	44	53	51	34	17	15	25
18 - 19												
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	3,027	3,035	3,105	3,274	3,390	3,296	3,416	3,566	3,593	3,523	3,364	3,087

Fuente: Global Solar Atlas

5.2.2 Eólico

Las estimaciones del recurso eólico se basan en algunas estrategias útiles como son la colección de información de manera empírica, anemómetros totalizadores, por factores de correlación, o por adquisición de datos en tiempo real.

Es preciso mencionar que el recurso eólico en el país no es el mas adecuado para la implementación de soluciones energéticas, existen algunas regiones privilegiadas donde el viento sopla con fuerza suficiente y constante para lograr generar electricidad, caso de ejemplo la Alta Guajira.

En la Tabla 6, se indican a manera de referencia, por parte de la UPME, las posibilidades de uso de la energía eólica, con base en valores promedio de velocidad de viento anual.

Tabla 6. Viabilidad del uso de la energía eólica, con base en velocidad de viento promedio anual.

PROMEDIO ANUAL DE VELOCIDAD DEL VIENTO (10 m DE ALTURA)	POSIBILIDAD DE USO DE ENERGÍA EÓLICA
Menor a 3 m/s	Usualmente no es viable, a menos que existan circunstancias especiales para una mejor evaluación.
3 - 4 m/s	Puede ser una buena opción para equipos de bombeo de agua (aerobombeo); poco viable para generación eléctrica con equipos eólicos (aerogeneración).
4 - 5 m/s	Las aerobombas son competitivas económicamente con respecto a los equipos Diésel; aerogeneración con equipos autónomos es viable.
Más de 5 m/s	Viable para aerobombeo y aerogeneración con equipos autónomos.
Más de 6 m/s	Viable para aerobombeo, aerogeneración con sistemas autónomos y para sistemas conectados a la red eléctrica.

Fuente: Atlas de viento de Colombia, IDEAM

Según el Atlas de Vientos del IDEAM [19], existen zonas especiales o interesantes con vientos constantes en los departamentos de Bolívar, Boyacá y San Andrés, donde se podría pensar en la estructuración de proyectos eólicos; así como también en lugares de Huila y la media Guajira, en los cuales las proyecciones son más moderadas, pero aun así prometedoras.

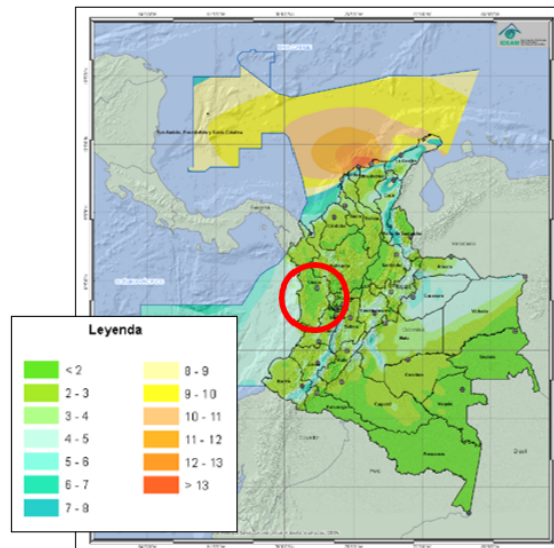


Figura 17. Atlas de vientos en Colombia

Fuente: IDEAM [17]

Para tener una mayor referencia del caso de estudio, se evidencia en la que el departamento de Chocó no cuenta con un recurso eólico interesante, toda vez que al tener en cuenta los valores resultado del software de libre acceso Meteonorm de la Tabla 7 se puede afirmar que el recurso eólico para el municipio de Tadó, presenta los rangos de velocidades promedio de viento para el arranque de un aerogenerador de baja potencia, lo cual no representaría una oportunidad energética aprovechable teniendo en cuenta que los valores deberán ser constantes en lo posible y por encima de los 4 m/s para la implementación de un sistema aerogenerador.

Tabla 7 Velocidad del viento en Tadó, Choco

Mes	Día	Ta	Ff
		°C	m/s
Enero	31	25.72	0.75
Febrero	28	26.08	0.80
Marzo	31	15.58	0.81
Abril	30	25.17	0.79
Mayo	31	25.50	0.76
Junio	30	24.93	0.78

Mes	Día	Ta	Ff
		°C	m/s
Julio	31	24.71	0.81
Agosto	31	24.70	0.85
Septiembre	30	24.61	0.78
Octubre	31	24.86	0.82
Noviembre	30	24.24	0.79
Diciembre	31	24.80	0.78
TOTAL		24.24	0.79

Ahora como soporte adicional, se presenta la gráfica de la rosa de los vientos de acuerdo con datos del IDEAM en el aeropuerto de Quibdó en el departamento del Choco (Ver Figura 18), que a manera ilustrativa y considerando que las condiciones meteorológicas son similares a Tadó, se puede observar que mas del 50% del tiempo, los vientos permanecen en relativa calma, indicando velocidades menores a 1.5 m/s, con lo cual se reafirma que el potencial eólico no es interesante en esta región.

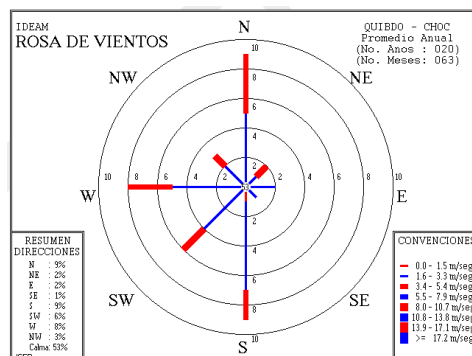
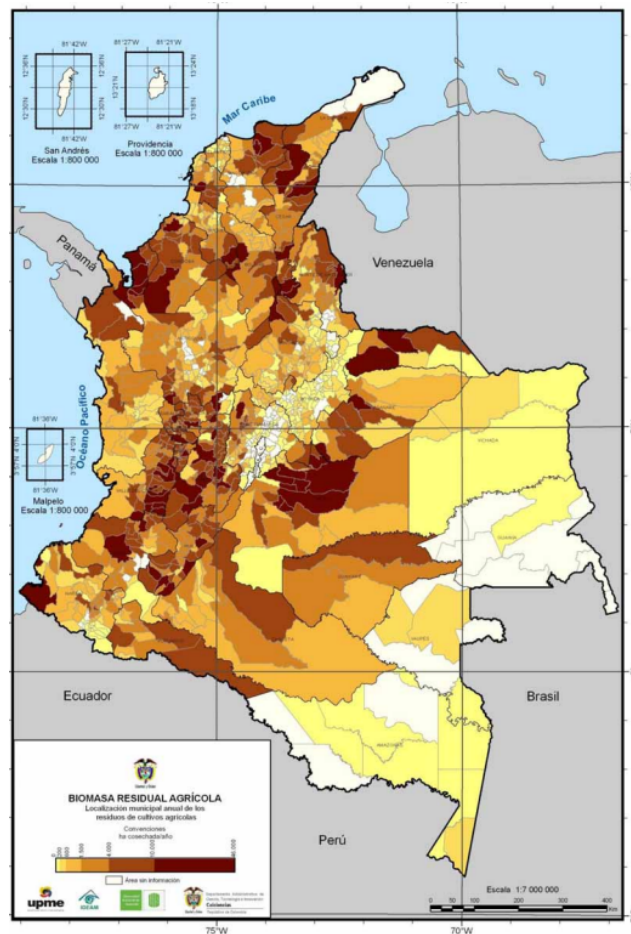


Figura 18 Rosa de los vientos en Quibdó, Choco
Fuente: Programa de Meteorología Aeronáutica del IDEAM

Figura 17. Atlas de vientos en Colombia 5.2.3 Biomasa residual

En el sector agrícola el recurso de biomasa proviene de los residuos agrícolas de cosecha y residuos agroindustriales, para el sector pecuario los residuos de estiércol bovino, porcino y avícola proporcionan el recurso de biomasa y en el sector de residuos sólidos urbanos, los residuos de plazas de mercado, centros de abastos y de podas son el

principal insumo para el recurso de Biomasa. La UPME en asociación con diversas entidades del país recolectó toda la información necesaria para producir el Atlas de Potencial Energético de Biomasa Residual [20].



*Figura 19 Potencial energético de los residuos Pecuarios y Agrícolas en Colombia
Fuente: UPME*

Tal y como se evidencia en la Figura 19 así como también en la Figura 8, el departamento del Choco en comparación con el total nacional cuenta con un 3.08% de potencial de biomasa residual del sector agrícola, y de 0.40% para el sector pecuario, por consiguiente, es posible determinar que el municipio de Tadó cuenta con potencial bajo en cuanto a residuos de biomasa agrícola y pecuaria.

Tabla 8 Potencial energético departamental de la biomasa residual del sector agrícola y pecuario en Colombia

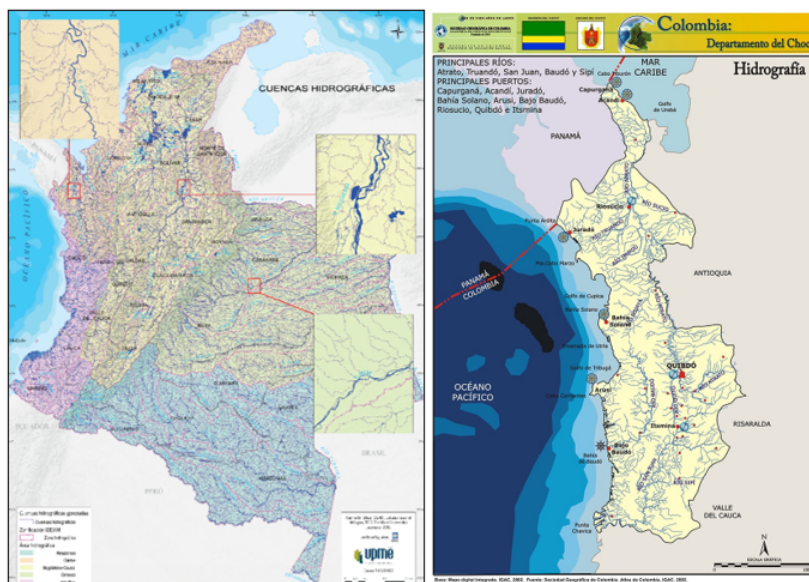
Departamento	Área sembrada	Producción	Cantidad de residuo	Potencial energético	Departamento	Población	Cantidad estiércol	Potencial energético
	[ha]	[t producto/año]	[t/año]	[TJ/año]		[cabezas/año] ¹	[t/año]	[TJ/año]
Antioquia	325.738	13.184.130	26.673,30	2.063,92	Antioquia	12.262.307	12.882.917	11995,27
Atlántico	11.726	38.761	307,76	6,09	Atlántico	4.435.671	1.263.304	1703,78
Bolívar	125.453	819.524	4.607,56	114,35	Bolívar	2.280.834	3.995.590	3646,52
Boyacá	45.363	1.340.143	9.736,35	121,06	Boyacá	3.173.490	3.340.483	3049,00
Caldas	121.189	2.404.498	11.507,22	641,65	Caldas	1.473.888	1.802.143	1469,18
Caquetá	29.469	645.889	1.565,73	284,83	Caquetá	1.279.157	5.447.403	5055,98
Cauca	129.520	4.079.220	26.589,72	457,41	Cauca	2.360.347	1.240.146	1604,16
Cesar	141.734	1.097.522	7.388,11	72,69	Cesar	1.779.682	7.091.039	7675,38
Córdoba	132.212	2.261.839	5.328,11	970,16	Córdoba	3.908.236	9.435.841	9177,56
Cundinamarca	124.894	2.582.374	16.752,95	261,75	Cundinamarca	33.974.957	6.194.808	11587
Choco	42.864	930.695	2.795,97	359,11	Chocó	127.280	569.674	473,15
Huila	193.236	3.000.148	18.170,08	409,43	Huila	2.105.824	2.202.404	1890,17
La Guajira	22.090	195.808	670,76	48,76	La Guajira	421.083	1.388.401	1376,40
Magdalena	93.548	3.235.501	4.951,41	52,81	Magdalena	1.672.862	6.305.302	5803,13
Meta	189.145	2.993.602	10.585,44	859,52	Meta	1.600.573	7.026.089	6555,45
Nariño	116.737	2.258.319	12.207,05	501,72	Nariño	1.963.710	1.573.447	1363,73
Norte de Santander	88.398	1.273.347	5.705,87	258,85	Norte de Santander	2.906.040	1.876.972	1784,51
Quindío	77.388	2.505.708	4.709,84	1.161,94	Quindío	3.711.077	521.044	1284,16
Risaralda	80.286	2.191.034	8.116,64	683,55	Risaralda	2.985.152	621.693	1216,72
Santander	124.290	2.153.833	15.398,77	206,13	Santander	29.206.131	7.612.288	12100,01
Sucre	62.676	587.155	2.829,64	26,83	Sucre	1.224.543	3.569.743	5747,66
Tolima	272.111	5.245.271	23.518,70	965,15	Tolima	4.342.205	3.276.905	2938,54
Valle del Cauca	306.202	14.859.256	105.486,90	516,50	Valle del Cauca	18.968.633	3.153.248	5956,03
Arauca	31.111	557.614	1.092,20	258,66	Arauca	723.496	3.203.661	2969,01
Casanare	74.413	963.838	3.869,42	112,26	Casanare	1.660.727	7.727.792	7139,48
Putumayo	26.991	350.428	749,72	148,02	Putumayo	191.496	610.588	816,00
Amazonas	877	12.735	10,58	7,05	San Andrés	1.163	4.297	3,94
Guainía	156	5.171	3,95	2,90	Amazonas	7.148	28.383	26,19
Guaviare	11.538	147.177	243,33	74,60	Guainía	4.010	19.506	18,00
Vaupés	932	10.589	14,69	5,52	Guaviare	169.000	744.330	686,94
Vichada	779	12.033	50,99	3,83	Vaupés	880	3.938	3,63
TOTAL	3.003.064	71.943.162	331.638,72	11.657,07	Vichada	145.000	684.685	631,90
					TOTAL	141.066.602	105.418.066	117.747,9

Fuente: Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia, UPME

5.2.3 Hidráulico

Colombia, por su orografía y régimen pluviométrico, presenta condiciones óptimas para la generación hidroeléctrica en gran parte del territorio nacional; actualmente cerca del 80% de la energía que se produce en el país proviene de las centrales hidroeléctricas.

La hidrografía del departamento de Choco está constituida por dos vertientes: la vertiente del Pacífico, que comprende los ríos Patía, Guáitara, Mayo, Juanambú, Pasto, Iscuandé, Mira y Mataje, y la vertiente del Atlántico formada por los ríos Guamuez, Churuyaco, San Miguel, Patascoy, Afiladores y Lora (Ver Figura 20).



*Figura 20 Atlas Hidrográfico Colombia y del departamento de Chocó
Fuente: UPME*

El municipio de Tadó se encuentra al margen izquierdo del río San Juan y a la derecha del río Mungarrá, y en la zona rural por los ríos San Antonio, Pureto y Tadócito, además de las numerosas quebradas.

A pesar de contar con gran diversos afluentes en el departamento de Chocó, se podría considerar que existe un importante potencial hídrico, sin embargo no existen estaciones hidrológicas cercanas a los cuerpos de agua que surten al municipio de Tadó, por lo que no existen registros para establecer una relación caudal-área con la cual se logre estimar de manera simplificada un caudal promedio anual en la zona de influencia del proyecto, y considerando la falta de información no es posible determinar el potencial real en la zona de estudio del proyecto, necesario para la implementación de un estudio de factibilidad para la generación de energía mediante generación hídrica.

5.2.4 Redes eléctricas al SIN

La infraestructura para prestar el servicio de energía eléctrica en la región Pacífica a través del Sistema Interconectado Nacional y Sistema Interconectado Regional cubre en su mayor parte de los departamentos de Chocó, Cauca, Valle del Cauca y Nariño. Con

respecto al municipio de Tadó, actualmente y según el plan de desarrollo departamental 2020-2023, dentro de las líneas estratégicas “*Impulsar el mejoramiento de la interconexión eléctrica existente y la ampliación de la cobertura para los municipios no interconectados implementando formas de energías limpias y renovables, convencionales y no convencionales que garanticen un óptimo y permanente funcionamiento del fluido eléctrico...*”[21], para lo cual se observa que el porcentaje total de acceso al servicio en el municipio Tadó es de 88.3%, correspondiendo un 99% a la zona urbana y, un 0.5% a la zona rural.

Así mismo, tal como se evidencia en el *PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2019 – 2033*[22], la problemática de esta área se relaciona con el agotamiento de la capacidad de la transformación y de la red del STR, además de restricciones de exportaciones e importaciones por desarrollo de STR.

Según el Plan de Desarrollo Municipal de Tado 2020-2023, el servicio de energía eléctrica en el municipio de Tadó es suministrado por la empresa DISPAC S.A ESP a través del Sistema Interconectado Nacional a un total de 6.100 viviendas, de las cuales 4.800 se encuentran en el área urbana, mientras que 1.300 se ubican en el área rural en las comunidades de Tapón, Playa de Oro, Carmelo, El Tabor, Gingarabá, Mumbú, Guarato, Manungará, Angostura, Corcovado. También destaca que, de las 20 comunidades indígenas del municipio, solamente 5 cuentan con el servicio, dado que sus líderes, instalaron la energía de forma artesanal.



Figura 21 Plan de expansión 2017 – 2031 UPME
Fuente: UPME

La Figura 22 presenta la cobertura con plantas diésel en diferentes zonas del departamento del Chocó, sin embargo los usuarios a beneficiar no cuentan con cercanía de redes eléctricas ni generadores cercanos que puedan realizar la interconexión al SIN.

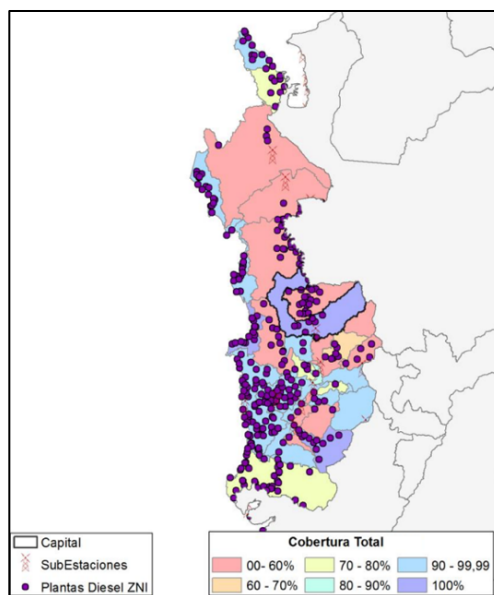


Figura 22 Cobertura de energía por subestaciones al SIN o planta diésel
Fuente: UPME

5.3 Resumen potenciales energéticos disponibles

A continuación, se presenta la comparación preliminar entre diferentes fuentes de energía, considerando la interconexión con el SIN, los grupos electrógenos, sistemas solares fotovoltaicos, sistemas de generación eólicos, sistemas de generación con biomasa, y generación hidráulica, en donde se vislumbran las ventajas y desventajas más representativas para las zonas no interconectadas de Colombia.

Para seleccionar la fuente de energía según las características evidenciadas se generó en la Tabla 9 la priorización con numeración del 1 al 5, considerando el menor valor como la primera opción y así sucesivamente hasta obtener el último número, para ayudar a focalizar se utilizó la coloración de la celda en colores verde, amarillo, naranja y rojo para establecer a manera de semáforo visualmente la opción a considerar.

Tabla 9 Resumen potenciales energéticos disponibles

FUENTE DE ENERGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS	PRIORIZACIÓN
Solar fotovoltaica	Madurez tecnológica Bajos costos de O&M Nivel de radiación aceptable Energía limpia	Costos de inversión elevados	1
Eólica	Madurez tecnológica Energía limpia	Costos de inversión elevados Baja velocidad de viento	5
Biomasa	Madurez tecnológica Energía limpia	Costos de inversión elevados Recurso de biomasa residual agrícola y/o para cultivos energéticos bajo	4
Hidráulica	Madurez tecnológica Energía limpia	No existen datos para realizar análisis de caudales en la zona Costos de inversión elevados	3
Sistema de interconexión nacional (SIN)	Madurez tecnológica	Alto impacto ambiental Altos costos de O&M Elevadas pérdidas por interconexión	2

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con lo anterior y el análisis del potencial energético de la zona, se determina que el recurso solar es el de mayor potencial, en el presente capítulo se realiza la evaluación de las alternativas seleccionadas, con el fin de determinar cuál de estas es la más viable. No se tomarán en cuenta alternativas de aprovechamiento del recurso eólico

por sus bajas velocidades (<2ms a 10 metros de altura), ni el recurso de biomasa dado el bajo potencial evidenciado en el Atlas de Biomasa, ni hídricas por no contar con información suficiente para determinar potencial energético, razón por la cual en el presente capítulo se realizará el análisis de las siguientes alternativas:

1. Sistema solar fotovoltaico individual
2. Interconexión a red
3. Sistema solar Fotovoltaico híbrido Centralizado

5.4 Selección de criterios para análisis de alternativas

A continuación, se evaluará, bajo las variables definidas, las alternativas seleccionadas. Inicialmente se calculará las variables cuya puntuación es cualitativa y depende a su mayor o menor peso en la variable. Esta evaluación inicial se hará bajo criterio del estructurador en base a su experiencia propia, otros proyectos o la literatura oficial, dado el objeto principal del mismo, el cual es ponderar la mejor alternativa.

- Facilidades de acceso al terreno
- Dispersión de usuarios
- Tipo de tecnología
- Emisiones de CO₂
- Costo aproximado de implementación
- Tarifa de energía

De acuerdo con lo anterior se definirá cada una de las formas de evaluación, tal como se evidencia en la Tabla 10, donde se encuentra la matriz y la asignación de puntaje para cada uno de los criterios establecidos.

Tabla 10 Criterios seleccionados en para la presente metodología

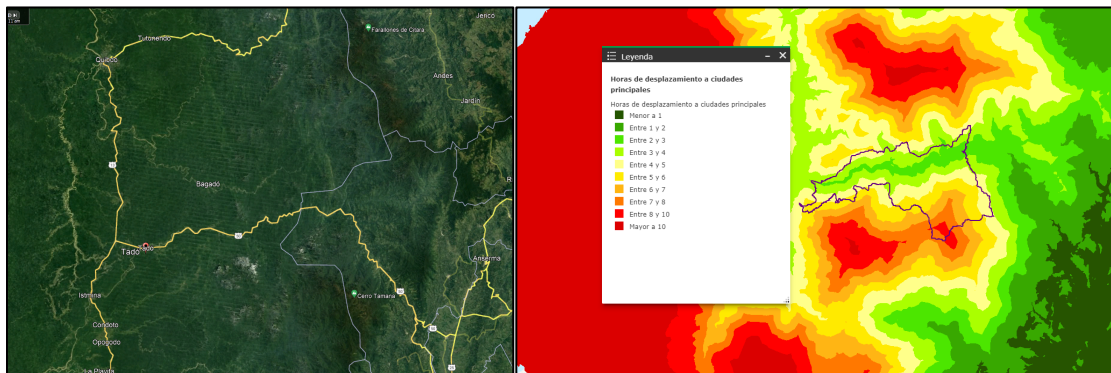
Criterio	1	3
Acceso	Difícil acceso	Fácil acceso
Dispersión	Alto impacto	Bajo impacto
Emisiones durante operación CO ₂	Uso de combustibles fósiles	No requerimiento de combustibles fósiles
Inversión aproximada por usuario	> \$30M	< \$30M
Tarifa de energía	Menor a 1000 \$/kWh	Mayor a 1000 \$/kWh

Fuente: Elaboración propia

5.4.1 Facilidades de acceso al terreno

Gran parte de los usuarios se encuentran ubicados en comunidades a las cuales se accede por medios de transporte fluviales, y que dependen del nivel del caudal de los ríos y caños para realizar normalmente la movilidad hasta la cabecera municipal de Tadó, que en épocas de verano dificultan la navegación de canoas. Si bien existe vía terrestre desde Quibdó y también desde el departamento de Caldas y Risaralda, esta no se encuentra en buen estado, donde gran parte del trazado es vía terciaria sin pavimentación.

En la Figura 23 se observa el mapa de los tiempos de desplazamiento que presenta la herramienta SIPRA de la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria[23], la cual es utilizada como soporte para toma de decisiones en el sector agropecuario y donde se puede establecer en una de las capas con las que cuenta el aplicativo el tiempo promedio de desplazamiento entre diferentes puntos del municipio de Tadó, encontrando que esta entre 2 y 4 horas.



*Figura 23 Tiempo de desplazamiento promedio en el área del municipio de Tadó
Fuente: SIPRA*

Así mismo las comunidades a las cuales se puede acceder por vía terrestre, presentan serias dificultades en las épocas de invierno, toda vez que se ven afectados por deslizamientos y derrumbes constantes, impidiendo el acceso vehicular. Como se puede evidenciar, más del 95% de los usuarios a beneficiar por el proyecto realizan acceso a sus respectivas viviendas mediante el transporte fluvial, por lo que considerar la interconexión y la implementación de la infraestructura requerida para ello puede resultar bastante complejo.



*Figura 24 Acceso fluvial desde la cabecera municipal hasta los usuarios
Fuente: Google Earth*

Las comunidades identificadas son dispersas y retiradas, con vías de acceso en mal estado y abandonadas, las cuales en muchos casos son intransitables durante la temporada de lluvias, por lo que la disponibilidad del combustible para el funcionamiento de los

sistemas diésel sería restringido, lo que es equivalente al puntaje mínimo (1). La conexión al SIN y las SSFVI presentan puntajes máximos de tres (3), ya que no requieren de una infraestructura fuertemente elaborada para la generación de energía.

5.4.2 Dispersión de usuarios

Teniendo en consideración lo mencionado en la metodología descrita por el PIEC, se puede establecer que existen cerca de 7 comunidades mayores a 25 usuarios, tal como se muestra a continuación (Ver Tabla 11).

Tabla 11 Usuarios posiblemente agrupados

VEREDA	USUARIOS
Agua Clara	30
Alto Bonito	39
Alto Tarena	33
Cañaverál	42
Mondo	76
Mondocito	67
Tarena Central	67
TOTAL	287

En la Figura 25 se observa la distribución de los usuarios en la zona rural del municipio de Tadó, donde se puede observar la dispersión de los mismos, y en la cual se evidencia la existencia de posibles beneficiarios en un área.

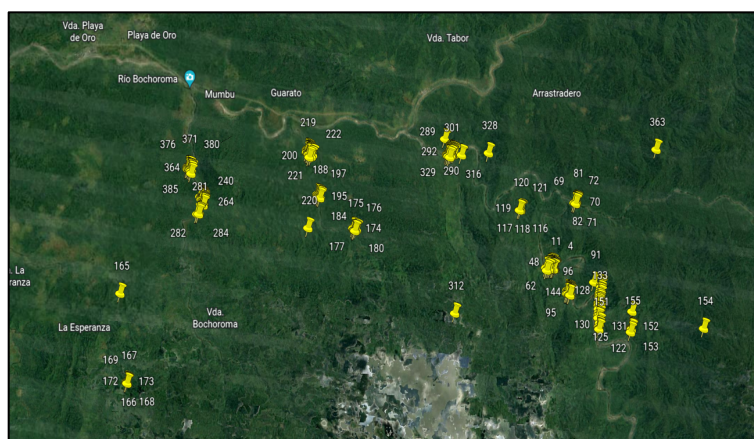


Figura 25 Distribución de usuarios a beneficiar por el proyecto
Fuente: Elaboración Propia

Para tomar referencia de la dispersión de los usuarios en las comunidades previamente resaltadas, se presentan las imágenes satelitales y ubicación de los posibles beneficiarios a fin de evaluar la distancia promedio entre los mismos, y una circunferencia donde se logre observar área donde se encuentran los usuarios.

Ahora bien, se logró observar que los usuarios se encuentran en agrupaciones mayores a 25 usuarios y con una interdistancia bastante favorable menor a 1 kilómetro a la redonda para poder analizar una central de generación con micro redes, sin embargo, dentro de la totalidad de los usuarios también se logra evidenciar que la distancia existente se puede requerir de un sistema aislado. Si bien se observa que dichas comunidades presentan condiciones favorables para analizar la implementación de micro redes, las características morfológicas y geológicas de las zonas dificultaría la construcción de la infraestructura, toda vez que a pesar de algunas estar presentes o cercanas a la orilla del río, también se presentan en faldas de cadenas montañosas.

Para la evaluación se da un valor cualitativo en el cual se debe determinar si la dispersión de la población tiene un impacto directo y considerable sobre los costos de construcción y operación del proyecto. Las alternativas centralizadas son muy sensibles a la dispersión de la población ya que los costos por redes de distribución se incrementan proporcionalmente a la distancia entre las viviendas. Teniendo en cuentas que los costos de la ampliación de redes eléctrica son mayores por que incluyen una repotenciación de la red de media tensión adicional a la red de distribución en Baja Tensión, los puntajes para las alternativas son: Conexión al SIN (1), microrredes (2), SSFVI (3).

5.4.3 Emisiones estimadas de CO₂

De acuerdo con la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA por sus siglas en ingles), se determinó un factor de emisión promedio marginal que convierte las reducciones o afectaciones de kilovatio hora en unidades de emisiones de dióxido de carbono[24] de la siguiente manera:

- Sistemas solares fotovoltaicos individuales 32 gramos equivalentes de CO₂ [25] a la atmosfera por cada kilovatio generado.
- Sistemas de generación de energía renovable con microrredes 4.33 x 10⁻⁴ toneladas equivalentes de CO₂ a la atmósfera por cada kilovatio generado.
- Redes eléctricas se emiten cerca de 7.09 x 10⁻⁴ toneladas equivalentes de CO₂ a la atmosfera por cada kilovatio generado.

Acorde a los criterios establecidos por el IPSE y el gobierno nacional sobre reducción de CO₂, la generación diésel representa el puntaje mínimo (1); las redes, sobre la cual se aplica la distribución del SIN (2,5) y finalmente, los SSFVI con puntajes máximos (3) al no tener emisiones de CO₂.

5.4.4 Inversión aproximada por usuario

A continuación, se consideran los costos de implementación, así como también de la tarifa de energía para los tres tipos de tecnología previamente seleccionados, iniciando con los sistemas solares fotovoltaicos individuales, continuando con la interconexión y finalizando con las microrredes.

Para tener en consideración y como estudio en el caso del presente análisis de alternativas, para las tres tecnologías a evaluar se va a utilizar el aforo de cargas establecido por el DNP (Ver Tabla 12) [26], en el documento “Instalación de sistemas solares fotovoltaicos en zonas no interconectadas”, en la cual se indica que un usuario rural promedio consume aproximadamente 43.2 kWh/mes.

Tabla 12 Cuadro de cargas estimado

Electrodoméstico	Potencia (W)	Cantidad	Horas	Demanda energía (kWh/día)
Lámpara LED	9	4	5	0.18
Licuadaora	450	1	0.1	0.045
Nevera	70	1	8	0.56
Toma multipropósito	30	2	2	0.12
Radio AM/FM	25	1	4	0.1

Electrodoméstico	Potencia (W)	Cantidad	Horas	Demanda energía (kWh/día)
TV LED	70	1	4	0.28
Cargador de celular	5	1	4	0.02
Otros usos	135	1	1	0.135
			Total diario	1.44

Fuente: DNP, 2019

5.4.5 Sistema Solar Fotovoltaico Individual – SISFV

Como línea base y caso extremo se considerará la implementación de SSFVI para cada usuario identificado, para ello se realiza una comparación con el proyecto tipo del DNP, cuyo presupuesto podemos observar en la siguiente tabla

Es preciso destacar que los costos consignados en la siguiente Tabla 13 pueden variar con las variaciones del IPC anual, incluido mano de obra, costos de transporte y puesta en sitio del material donde se ejecute la obra, por lo cual el DNP recomienda realizar los ajustes correspondientes.

Tabla 13 Costo por usuario proyecto SFVI establecido por DNP

Objetivo General Proyecto	AUMENTAR ACCESO AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO			
Objetivos específicos	Productos		Actividades	Costo Total (No incluye costos de Interventoría o supervisión)
	Producto	Unidad de Medida		
Mejorar sistemas de provisión de energía en las viviendas de la zona rural	Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas	Número de Unidades	1.2.1 Replanteo de Obra Incluye AIU 29%	\$77.030
			1.2.2 Realizar la implementación y puesta en funcionamiento de equipos para la operación fotovoltaicas. Incluye AIU 29%	\$ 11.487.486
			1.2.3 Instalar el Sistema de medición y gestión de energía. Incluye AIU 29%	\$ 1.151.453
			1.2.4 Construir las Instalaciones Internas. Incluye AIU 29%	\$ 1.101.300
			1.2.5 Interventoría Integral	\$ 1.247.699
			1.2.6 Apoyo a la Supervisión	\$ 138.173
			1.2.7 Realizar Capacitaciones	\$ 38.420
			Valor del producto	
VALOR TOTAL DEL PROYECTO: Inversión				\$ 19.248.569

Fuente: Elaboración propia, DNP – Ministerio de Minas y Energía – IPSE

La solución tipo del DNP, se encuentra alrededor de 700 Wp, con un día de autonomía, se espera abastecer 43.2 kWh-mes/usuario (Ver Tabla 12), a un costo \$COP 19.248.569,00, el cual se tomará como precio techo, o máximo, de referencia para realizar las comparaciones frente a las otras alternativas como interconexión o centralizado. Se sabe que son 387 usuarios los posibles beneficiarios, por lo que el proyecto en total tendría un costo de \$ 7.449.196.203 COP.

Sin embargo, los costos actualizados a finales de 2024, según indica IPSE en su página web en su estudio de mercado, donde el valor por usuario se encuentra aproximadamente en \$25.000.000 COP[27], con lo cual el valor asciende a \$9.675.000.000 COP.

5.4.6 Interconexión a red

El análisis de costos para la interconexión al sistema interconectado nacional – SIN, se basa principalmente en determinar los costos asociados a la inversión.

El análisis de costos se fundamenta en:

- **El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica – PIEC.**

Dentro de los principales objetivos está estimar el costo para atender el déficit de cobertura en cada sitio, localidad o centro poblado y el agregado nacional para lograr la universalización del servicio de energía eléctrica. El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica – PIEC es un documento desarrollado periódicamente por la Unidad de planeación minero-energética – UPME, enmarcado en lo establecido en el Decreto 1623 de 2015, cuya información es la base para que el Ministerio de Minas y Energía determine las necesidades y prioridades de desarrollo de infraestructura para extender la cobertura del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el STR y el SDL, así como en las ZNI.

- **Resolución CREG 015 de 2018.**

Para el cálculo del valor de la solución energética a partir del sistema interconectado, se puede tomar como referencia la Resolución CREG 015 de 2018 en la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema interconectado Nacional.

- **Clasificación por niveles, en función de la tensión nominal de operación.**

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

- **Fundamentos que determinan:**

Costo de inversión de transformación.

Costo de inversión en línea de media tensión (Nivel 2).

Costos de inversión en la red de distribución de baja tensión (Nivel 1).

Para efecto de análisis comparativo de alternativa, no se considera: Costo de inversión de uso final de energía (medida de energía, instalaciones internas y sistema de puesta a tierra).

Con base en las características utilizadas por los operadores de red, en la Tabla 14 se describe una solución energética promedio para un grupo de usuarios alimentados desde un mismo transformador, con las respectivas características de los componentes de la red.

Tabla 14 Características técnicas de la solución energética a partir del SIN.

Nº	DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
1	Alimentador primario.	Red a 13,2 KV en cable ACSR, en postes fibra de vidrio tipo línea de 12 m, crucetas metálicas de Angulo galvanizada, aisladores sintéticos de retención y de porcelana tipo pin.
2	Equipo de transformación.	Transformador monofásico de 5 kVA, 13200/240-120 V, en aceite, BIL 95 KV con protecciones.
3	Redes secundarias.	Red trifilar a 240-120 V, en cable ACSR, en postes de fibra de vidrio tipo línea de 8 m, con aisladores de porcelana tipo carrete.

Fuente: Elaboración Propia

La alternativa a evaluar considera la construcción de una red de distribución que parte de las redes del municipio de Tadó, es importante tener en cuenta que dada la alta dispersión de los usuarios tal como se evidencia en la imagen y la dificultad geográfica al encontrarse en algunos de los casos, se realizar el análisis dela interconexión a la red. No obstante, es de anotar que a pesar de encontrarse en territorio del SIN los beneficiarios del actual proyecto han sido certificados por el operador de red del departamento DISPAC SA ESP en la cual la misma certifica que los beneficiarios no se encuentran incluidos dentro de su plan de expansión en corto ni mediano plazo.

La Figura 26 presenta la distancia en línea recta desde la zona urbana hasta la zona rural más cercana, notando que existe aproximadamente 21.3 km de distancia desde la red existente hacia las comunidades principales relacionadas en la Tabla 11, y en donde se encuentran cerca de los 287 usuarios, destacando que se proyectó de esta manera y que evidentemente no está acertada ni cercana a la realidad, pues realizar un trazado adecuado requiere utilizar espacios de bosque, o por la vía de acceso terrestre con lo cual posiblemente puede aumentar los costos propuestos de un 30 a 35%, lo cual aplicaría siempre y cuando se requiriera un diseño de factibilidad.

TIPOLOGIA DE REDES			
PUNTO		DISTANCIA [KM]	DISTANCIA ACOMULADA [KM]
DE	A		
VEREDA TABOR	MONDO MODOCITO	1.9	1.90
MONDO MODOCITO	PIEDRA BLANCA	2.4	4.30
PIEDRA BLANCA	TARENA CENTRAL	1.65	5.95
PIEDRA BLANCA-TARENA CENTRAL	MEDIO MONDO	1.5	7.45
TARENA CENTRAL	ALTO TARENA	1	8.45
ALTO TARENA	AGUA CLARA	1.1	9.55
AGUA CLARA	ORODO	1	10.55
VEREDA MUMBU	FARALLONES	2	2.00
FARALLONES	CAÑABELAR	0.85	2.85
CAÑABELAR	ALTO BONITO	0.5	3.35
ALTO BONITO	LA MIRANDA	1.9	5.25
VEREDA GUARAO	ALTO BONITO	1.5	2.50
ALTO BONITO	PUEBLO NUEVO	1	4.00
PUEBLO NUEVO	ALTO BOCHOROMA	1.2	5.50
		SUBTOTAL	21.30

*Figura 26 Posible red interconexión de usuarios
Fuente: Elaboración Propia*

En la siguiente tabla, se evalúa para la posible interconexión, un diseño básico para la expansión de media y baja tensión a costos de unidades constructivas, tal como lo establece la resolución CREG 015 de 2018, (CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), los valores de las unidades constructivas se encuentran actualizados a valor presente de acuerdo al IPC de agosto de 2024. Es importante precisar que es una aproximación basada en la experiencia constructiva, así como por lo visto en el lugar del proyecto, y que se utilizaran los 287 usuarios que se observa en concentraciones por veredas (Ver Tabla 15).

Tabla 15 Estimación distancia en km para los usuarios concentrados

CANTIDAD USUARIOS	287
KM EN RMT APROX	21.3
KM EN RBT APROX	106.5

Fuente: Elaboración Propia

La estimación del costo de la red de media tensión, se consideraron interdistancias de 200 metros para cada poste por kilómetro, teniendo en cuenta la difícil topografía del lugar, así mismo se estimaron las estructuras de suspensión, y el cableado requerido para realizar la conexión, para el cual se obtuvo lo siguiente (Ver Tabla 16).

Tabla 16 Estimación Costo de Interconexión RMT

UC	DESCRIPCION	VALOR INSTALADO (COP Agosto 2024)	CANT	VALOR PARCIAL (COP Agosto 2024)
Red Media Tensión				
N2L73	Poste de PRFV de 12 m 510 kg	\$ 6,355,759.34	107	\$ 680,066,249.31
N2L74	Poste de PRFV de 12 m 1050 kg	\$ 8,829,731.15	22	\$ 194,254,085.39
NT2 - 2	Montaje e instalación de materiales para adecuación de estructura suspensión – Rural	\$ 30,772.95	107	\$ 3,292,705.39
NT2 - 4	Montaje e instalación de materiales para adecuación de estructura retención – Rural	\$ 35,930.87	22	\$ 790,479.19
N1L121	Conductor ACSR 2 AWG	\$ 14,765,457.46	63.9	\$ 943,512,731.64
	Puesta a tierra	\$ 184,216.73	129	\$ 23,763,957.88
	TEMPLETE – RURAL	\$ 148,702.03	44	\$ 6,542,889.28
TOTAL				\$ 1,852,223,098.08

Fuente: Elaboración Propia

Para la red de baja tensión (BT), se realiza la estimación de la implementación de poste en fibra de vidrio, de acuerdo con lo contemplado en la resolución CREG 015 de 2018 (Ver Tabla 17).

Tabla 17 Estimación Costo de Interconexión RBT

UC	DESCRIPCION	VALOR INSTALADO (COP Agosto 2024)	CANT	VALOR PARCIAL (COP Agosto 2024)
Red Baja Tensión				
N1P70	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- suspensión - red trezada	\$ 1,610,879.85	1598	\$ 2,574,186,001.86
N1P94	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- retención - red trezada	\$ 1,610,879.85	320	\$ 515,481,552.31
NT2 - 2	Montaje e instalación de materiales para adecuación de estructura suspensión – Rural	\$ 30,772.95	1598	\$ 49,175,170.16
NT2 - 4	Montaje e instalación de materiales para adecuación de estructura retención – Rural	\$ 35,930.87	320	\$ 11,497,879.17
N1L121	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 2	\$ 9,793,240.61	319.5	\$ 3,128,940,374.42
	TEMPLETE – RURAL	\$ 148,702.03	320	\$ 47,584,649.34
	Puesta a tierra	\$ 184,216.73	1918	\$ 353,327,683.78
TOTAL				\$ 6,680,193,311.03

Fuente: Elaboración Propia

Se plantean transformadores de 5kVA para cubrir a cerca de 5 usuarios y se toman los precios planteados en la información base de la CREG 015 de 2018 (Ver Tabla 18).

Tabla 18 Estimación Costo de Interconexión Transformador

UC	DESCRIPCION	VALOR INSTALADO (COP Agosto 2024)	CANT	VALOR PARCIAL (COP Agosto 2024)
Transformador				
N1T49	Transformador Aéreo Trifásico rural de 45 kVA	\$ 11,986,524.68	15	\$ 179,797,870.23
N1T1	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 5 kVA	\$ 6,083,552.93	58	\$ 352,846,070.16
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	\$ 323,324.04	73	\$ 23,602,654.63
TOTAL				\$ 556,246,595.02

Fuente: Elaboración Propia

Con los anteriores resultados calculados obtenemos el siguiente estimado del costo de implementación de la red (Ver Tabla 19).

Tabla 19 Estimación Costo de implementación

DESCRIPCION	SUBTOTAL
COSTO KM DE RED DE MEDIA TENSION	\$ 1,852,223,098.08
COSTO KM DE RED DE MEDIA BAJA TENSION	\$ 6,680,193,311.03
COSTO TRANSFORMADOR 5 KVA	\$ 556,246,595.02
TOTAL	\$ 9,088,663,004.14
COSTO X USUARIO	\$ 31,667,815.35

Fuente: Elaboración Propia

Lo anterior da como resultado aproximado, que la interconexión para cada usuario estaría alrededor de \$31.667.812 y al tomarse el valor total tendría un costo de implementación de \$9.088.663.004.

Es importante tener en cuenta que las redes no lograrían cubrir el 100% de los usuarios propuestos, ya que estos por interdistancias y cantidad se encuentran bastante alejados de las concentraciones veredales presentadas previamente, por lo que no se tuvieron en cuenta cerca de 100 usuarios.

5.4.7 Solución aislada en microrred

Si la interconexión no resulta ser una opción atractiva, se procede a contemplar la alternativa de soluciones aisladas, las cuales pueden ser a través de microrredes, para ello se revisan varias características o atributos. En primer lugar, la distancia a la red la dispersión en términos de densidad de VSS en un radio de 1 km (VSS/km²), en términos de consumo (kW/km²), en cantidad de demanda (kWh-mes/usuario) y demanda agregada (cargas especiales con alta demanda o usos productivos).

Se revisan también los atributos relacionados con la autonomía (horas o días), y las horas de suministro diario como elemento indicador de calidad del servicio, para lo cual se tiene en cuenta lo dispuesto en la resolución 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía que se resume en la Tabla 20.

Tabla 20 Atributos Relacionados con la Autonomía

NÚMERO DE USUARIOS	SUBSIDIO HORAS/ DÍA	SUBSIDIO KWH/MES/USUARIO
Entre 0 a 50 usuarios	6	50
Entre 51 a 150 usuarios	8	72
Entre 151 a 300 usuarios	10	96

Fuente: Resolución MME 40239 de 2022

Se incluye la característica de 1 usuario individual, como caso particular para tener un contexto de alternativa entre una opción y otra, para más de 300 usuarios la resolución contempla como tope máximo de subsidio el consumo facturado promedio de energía del año inmediatamente anterior de los usuarios de estrato 1 del mercado de comercialización incumbente del SIN en el departamento donde se encuentra ubicada la localidad.

En este orden de ideas, la alternativa de micro redes en el artículo 7 de la Resolución 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía establece que para este tipo de sistema se puede acoger una prestación del servicio por 24 horas, con un límite de subsidio del SIN de 173 kWh/mes, no obstante como el ejercicio se realiza de manera comparativa, se utilizara la demanda del sistema solar fotovoltaico teniendo en cuenta la demanda y el aforo de cargas estimado para el presente ejercicio de 43.2 kWh/mes.

Así mismo, es necesario destacar que el análisis l caso de sistemas centralizados aislados requiere por tanto un estudio y análisis más cuidadoso, y las características y atributos deben ser revisadas más detalladamente.

Para determinar los costos de implementación de una micro red en este sitio, se usará información relacionada con otros proyectos de similares características y se han ejecutado de manera exitosa por el IPSE, mediante una experiencia cercana en el tiempo como lo fue el CONTRATO INTERADMINISTRATIVO FAZNI GGC No. 616 DE 2017 / IPSE 110-2017 (19/12/2017), desarrollado en las localidades de Laguna Colorada Alta, municipio de Barranco Minas, y en Caranacoa, Remanso y Chorrobocón, municipio de Inírida, todas del departamento de Guainía. Abajo se muestra una tabla con la correlación entre número de usuarios, potencia solar pico y potencia diésel instaladas en cada una de ellas (Ver Tabla 21).

Tabla 21 Estimación costo microrredes

	REMANSO	CARANACOA	CHORROBOCON	LAGUNA COLORADA	TOTAL
Cantidad de usuarios	60	83	184	297	624
Potencia SFV (kWp)	36,45	48,6	109,35	182,25	376,65
Potencia Prime Grupo Electrónico (kW)	60	80	175	300	615
Potencia Promedio Instalada/Usuario (KW)	1,61	1,55	1,55	1,62	1,59

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con estos datos se puede inferir un valor de potencia instalado por cada usuario, tal y como se muestra en la Figura 27. La línea punteada muestra un promedio que gira alrededor de los 1,58KW/usuario. Téngase en cuenta que ese valor incluye tanto la potencia de la planta solar como del generador diésel.

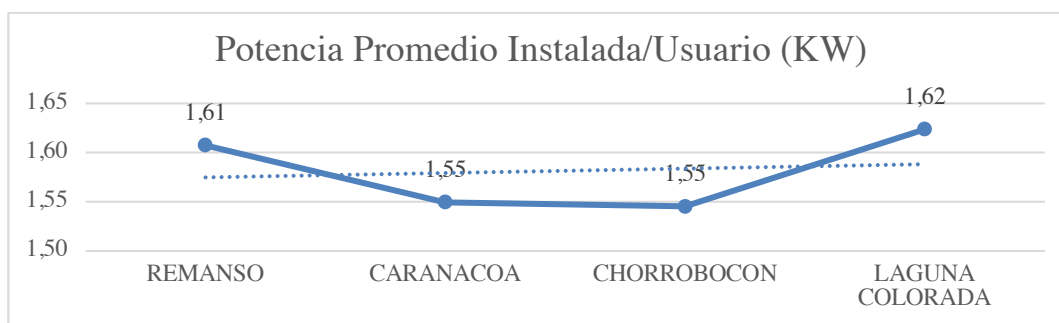


Figura 27 Potencia Promedio Instalada/Usuario (KW)

Fuente: Elaboración Propia

Para el dimensionamiento de la central híbrida solar – diésel se utilizará los datos obtenidos en el numeral anterior. Debe ser claro que los datos implican la capacidad total de la planta, tanto en su componente fotovoltaico como en el diésel. De esta manera se llega a los resultados de la Tabla 22.

Tabla 22 Capacidad planta microrred

CANTIDAD USUARIOS	KW/USUARIO	CAPACIDAD DE LA PLANTA (KW)
387	1,58	611

Fuente: Elaboración Propia

Se estaría hablando de una capacidad total de la planta de alrededor de 620 kW. Para establecer cuánto corresponde a componente fotovoltaico y a componente diésel es suficiente un análisis sencillo de las correlaciones que pueden establecerse; se tiene que el aporte fotovoltaico es del treinta y ocho por ciento (38%) dejando al diésel llegar al sesenta y dos por ciento (62%). Esto corresponde a valores de doscientos dieciséis (216.6kWp) Kilovatios pico, para que el generador aporte trescientos cincuenta y tres (353kW). El generador, por supuesto, se tendrá que acercar al valor comercial siguiente; es decir, quinientos setenta Kilovatios (570kW) (Ver Tabla 23).

Tabla 23 Distribución aporte fotovoltaico y diésel

COMPONENTE	CAPACIDAD DE LA PLANTA (kW)
Fotovoltaico	384.4
Diesel	235.6

Fuente: Elaboración Propia

Con base en los mismos datos de las centrales construidas en Guainía se elabora la siguiente tabla:

Tabla 24 Costo de centrales construidas en Guainía por usuario

LOCALIDAD	COSTOS USUARIO
CARANACOA	\$ 13.523.644
CHORROBOCON	\$ 11.645.810
LAGUNA COLORADA	\$ 11.414.128
REMANSO	\$ 6.649.015
PROMEDIO	\$ 12.018.770

Fuente: Elaboración Propia

Este costo no incluye las redes de MT y BT, por lo que, para poder realizar una comparación objetiva, se necesitará añadir los valores correspondientes hallados en el análisis desarrollado en la solución con interconexión. Así que, aplicando los valores correspondientes se cumple que:

Tabla 25 Costo aproximado microrred

DESCRIPCION	COSTO X USUARIO	USUARIOS	COSTO TOTAL
CENTRAL DE GENERACION HIBRIDA	\$ 12,018,770.00	287	\$ 3,449,386,990.00
RED DE MEDIA TENSION	\$ 6,453,739.02		\$ 1,852,223,098.08

DESCRIPCION	COSTO X USUARIO	USUARIOS	COSTO TOTAL
RED DE BAJA TENSION	\$ 23,275,934.88		\$ 6,680,193,311.03
TRANSFORMADORES	\$ 1,938,141.45		\$ 556,246,595.02
		TOTAL	\$ 12,538,049,994.14
		COSTO/ USUARIO	\$ 43,686,585.35

Fuente: Elaboración Propia

El valor total de la solución estará alrededor de COP\$12.538.149.994 y el costo por usuario finaliza en COP\$43.686.585. Nuevamente se tiene en consideración que cerca de 100 usuarios por dispersión no son tenidos en cuenta para los cálculos de aproximación de costos.

5.4.8 Tarifa de energía eléctrica

Acorde a la actual legislación en relación con las redes eléctricas y su interconexión al SIN, el costo reconocible por distribución, CREG 015 de 2018, es de alrededor de 75 COP/kWh, con lo que se asigna un puntaje de tres (3). De acuerdo con la CREG 091 de 2007, el costo reconocible de generación para las plantas diésel en las ZNI se encuentra en promedio en 1.100 COP/kWh, con lo que el puntaje asignado es (2). Los sistemas fotovoltaicos presentan costos típicos entre 1.000 y 10.000 COP/kWp, por lo que al considerarse una radiación de 5016,1 Wh/m² por día y una hora de brillo solar promedio al día de 7, el costo de la energía en un proyecto a diez (10) años es de alrededor de 1.547,49 COP/kWh, lo que equivale a un puntaje de (1).

5.4.9 Tarifa y subsidios SISFV

El otro aspecto importante para considerar es el marco normativo y regulatorio frente a las tarifas y subsidios de cada solución, para lo cual en el SISFV se tiene que la resolución CREG 101 026 de 2022 establece lo siguiente:

En el caso que las inversiones sean con recursos públicos la tarifa sería

$$CU_m = I_m + AMGC_m$$

$$CU_m = 0 + 1694.43$$

$$Facturación = \$1694.43 * 43.2 \frac{kWh}{mes} = \$73.199,37$$

Y la resolución MME 40292/2022 establece para el subsidio de estas soluciones lo siguiente:

“En el evento en que no se instale el medidor, o este sea inversión de recursos públicos, el subsidio otorgado sería de ...

$$SUB = 31.11\%$$

$$SUB = \$22.772,32mes/usuario$$

En este orden de ideas, el subsidio mensual para la zona estará alrededor de COP \$8.812.889,39, para la totalidad de usuarios

5.4.10 Tarifa operador de red incumbente

La tarifa aplicable para usuarios Interconectados al SIN, pero en zona rural son interpretados en su mayoría como estrato 1, por lo cual se debe tener en consideración el costo establecido por el operador de red DISPAC SA ESP, tomando como referencia el mes de julio de 2024.

También es necesario destacar que los usuarios estrato 1, cuentan con un subsidio aplicable hasta el 60% de acuerdo con lo establecido en la Ley 142 de 1994, en los artículos 89 y 99 sobre la aplicación de los principios de solidaridad y redistribución en materia de servicios públicos domiciliarios.

De lo anterior se denota que el servicio de energía para usuarios estrato 1 es de 401.99 \$/kWh consumido, hasta el consumo de subsistencia que es de 173 kWh/mes, de acuerdo con la Resolución UPME 0355/2004 y 0013 de 2005, una vez superado dicho valor se cobra el CU completo de 951.44 \$/kWh/mes para el mes de julio de 2024[28].

5.4.11 Tarifa y subsidios microrred

El subsidio aplicable a zonas no interconectadas se toma como referencia del Artículo 7 de la Resolución 40239 de 2022, en la cual se establece la cobertura de subsidios para localidades menores a 300 usuarios siendo atendidos por sistemas híbridos que contemplen combustibles líquidos derivados del petróleo, siempre que por lo menos el 30% de la energía generada provenga de FNCER, por lo que las fórmulas corresponderían a lo siguiente:

$$S_{e,n,m} = [C * (CU_{n,m} - T_{e,m})]$$

Donde:

$S_{e,n,m}$ (\$) : Subsidio máximo para el usuario no residencial en las ZNI con clasificación e, conectado al nivel de tensión n, en el mes de facturación m

C (kWh): Consumos del usuario residencial en el mes de facturación m.

$CU_{n,m}$ (\$/kWh): Costo unitario de prestación del servicio aprobado por la CREG para los usuarios de las ZNI conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes de facturación m.

$T_{e,m}$ (\$/kWh): Tarifa aplicada a los usuarios residenciales de clasificación e, conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes de facturación m, incluida la contribución si esta aplica.

Cabe recordar que el consumo estimado por usuario es de 43.2 kWh/mes, tal como se mencionó en la sección 5.4 dentro de la Tabla 12. Ahora bien, el costo unitario de la prestación del servicio aprobado por la CREG para usuarios de las ZNI conectados a nivel de tensión 1 para el mes de julio de 2024 por DISPAC SA ESP, corresponde a 1141.73 \$/kWh

La tarifa aplicada a los usuarios residenciales para el centro poblado más cercano conectado el SIN corresponder a lo publicado por DISPAC SA ESP, la cual se observa en

la Tabla 16, con un valor de 401.99 \$/kWh para el mes de julio de 2024, sin sobrepasar el consumo de subsistencia de 173 kWh/mes.

$$S_{e,n,m} = [C * (CU_{n,m} - T_{e,m})]$$

$$S_{e,n,m} = [43.2 * (1141.76 - 401.99)]$$

$$S_{e,n,m} = 31958.06$$

De acuerdo con lo anterior es posible establecer que el estado subsidiaría \$739.77 por cada kWh-mes consumido por usuario residencial estrato 1 en ZNI para la microrred, en relación al subsidio otorgado si la solución es interconectada al sistema nacional. Asumiendo que se tiene 43,2 kWh/mes y 287 usuarios, el estado debe subsidiar \$9.171.964,36 mensualmente.

Capítulo 6

RESULTADOS

Se realiza una comparación de alternativas, evaluando su aspecto económico, ambiental y social, obteniendo la siguiente tabla para su evaluación económica.

Tabla 26 Comparación de alternativas

Descripción	Unidad	Interconexión de Redes	Microrred	SSFVI
Limitación energía /potencia		No	Si	Si
Horas de servicio	h/día	24	24	24
Consumo por usuario	kWh/mes	43.2	43.2	43.2
Tarifa de energía	\$/kWh	\$951.44	\$1141.76	\$1694.43
Costo alternativa por usuarios	\$/USU	\$31,667,815.35	\$ 43,686,585.35	\$25.000.000
Costo total servicio	\$/USU-mes	\$41.102,21	\$ 49.324,03	\$73.199,37 (*)
Subsidio	\$/kWh	\$ 401.99	\$739.77	\$527.14
Costo asumido por el estado	\$/mes	\$23.736,23	\$31.958,06	\$50.426,92
Costo asumido por el usuario	\$/mes	\$17.365,97	\$17.365,97	\$22.772,44
Costo estimado implementación	\$/TOTALUSU	\$9,088,663,004.14 **	\$12,538,049,994.14 **	\$7.449.196.203

Fuente: Elaboración Propia

(*): Según la CREG 101026 de 2020 aplica a todas las personas que desarrollan las actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica a un domicilio mediante sistemas solares fotovoltaicos individuales AC con potencia mayor a 0.5 kW

(**) Valor estimado para 287 usuarios, de acuerdo a la topología de red que se pudo aproximar, quedando por fuera cerca de 100 usuarios y que por dispersión no fueron tenidos en cuenta para los cálculos.

Teniendo en cuenta lo descrito en la Tabla 26, se puede concluir que el costo de implementación de un sistema solar fotovoltaico aislado es menor un 40.59% respecto al implementar una microrred, y de un 18.04% de la interconexión, considerando que los costos de los dos últimos no contemplan 100 usuarios por dispersión.

Del mismo modo, se puede visualizar que el costo que subsidia el estado por cada kilovatio generado y entregado al usuario para un SISFV es un 30% inferior a la microrred, y de un 31.13% mayor al de la interconexión, sin embargo es necesario tener en cuenta que a pesar de contar con estos valores, los costos de implementación son restrictivos, toda vez

que superan los \$30.000.000 por usuario, lo cual hace que la alternativa con solar fotovoltaica individual sea más interesante, visto desde el CAPEX.

Ahora bien, para realizar una suposición del OPEX en cada una de las alternativas presentadas previamente, se debe tener en cuenta variables diversas tanto en la administración, operación y mantenimiento de cada uno de los sistemas, que para el caso en cuestión no se desarrollará, y por tanto se considerará únicamente el costo de implementación acompañado de una evaluación cualitativa.

La metodología para la selección de alternativas se desarrolló mediante la evaluación ponderativa de las diferentes fuentes de energía y es posible observar en la Tabla 27 el resultado para cada una de las alternativas previamente seleccionadas.

Tabla 27 Resultado evaluación cualitativa de alternativas seleccionadas

Criterio	Alternativas		
	SSFVI	Interconexión	Microrred
Acceso	3	1	1
Dispersión	3	1	1.5
Emisiones durante operación CO2	3	1	2
Inversión aproximada	1	2	1
Tarifa de energía	1	2	1
TOTAL	11	7	6.5

Fuente: Elaboración Propia

Como se evidencia la mejor alternativa para energizar los usuarios rurales de Tadó, es la solución solar fotovoltaica individual.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

Agradecimiento especial para el IPSE y la Alcaldía de Tadó (Choco), quienes contribuyeron en el desarrollo del presente documento, se concluye con el diseño una metodología multicriterio para la selección de alternativas de energización con tecnologías de aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía en Zonas No Interconectadas de Colombia.

Mediante revisión de literatura existente, se analizaron los criterios utilizados principalmente para la selección de alternativas de energización en zonas rurales, tanto a nivel mundial, como a nivel nacional

Tomando como referencia la literatura, y abordando de manera sencilla la propuesta metodológica de análisis de alternativas, se logró definir metodología multicriterio a partir de las variables y/o criterios seleccionados para la evaluación de tecnologías de aprovechamiento en zonas no interconectadas de Colombia

El presente análisis tuvo como objetivo principal realizar la validación de la metodología e identificar la alternativa energética más adecuada para llevar electricidad a las comunidades rurales del municipio de Tadó. A partir de la evaluación técnica, ambiental, económica y de acceso, se llegó a las siguientes conclusiones:

- Se realizó el análisis simplificado de los potenciales energéticos solar, eólico, biomasa residual e hídrico, para los cuales se pudo determinar que para la zona de implementación del proyecto en el municipio de Tadó:
 - El potencial solar fotovoltaico es una fuente viable y prometedora, mantiene un potencial interesante para la producción con tecnologías solares fotovoltaicas, con un promedio diario de 3.30 kWh/m²/día.
 - El potencial eólico no ofrece buenas condiciones y es insuficiente para aerogeneradores a pequeñas potencias, toda vez que la velocidad de viento requerida mínima es de 4 m/s, y la evaluada en sitio promedio es de 0.79

- m/s, además realizando la comparación con la rosa de los vientos mas de un 50% del tiempo se encuentra por debajo de 1.5 m/s.
- El potencial de biomasa residual tiene un potencial limitado y es bajo en comparación con otras zonas del país, contando con un potencial agrícola residual de 3.09% y pecuario de 0.4%, entendiendo que gran parte del terreno es zona boscosa y no apta para estas disposiciones de uso.
 - A pesar de existir en el departamento del Chocó afluentes importantes, en la zona de implementación del proyecto no ofrece solución de generación de energía individual para población dispersa por costos altos, además no existen estaciones hidrológicas con las cuales se pueda determinar el potencial hídrico, por lo que se optó por descartar esta fuente de energía.
 - La cabecera municipal de Tadó cuenta con energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional, siendo DISPAC SA ESP el operador de red para aproximadamente 6100 usuarios de los cuales 1300 se encuentran en zona rural.
- De acuerdo con el análisis de las fuentes de energía, se realizó una matriz de priorización en la cual destacaron la energía solar y las redes de interconexión al SIN, considerando la existencia de potencial energético interesante para la primera, y para la segunda la existencia de redes en zona rural, además considerando también que las características propias del terreno en la zona rural del municipio de Tadó no son óptimas para la implementación de sistemas de generación con energía eólica, hídrica y biomasa.
 - Para el análisis de alternativas de generación se consideraron las tecnologías de generación solar fotovoltaica individual, sistema híbrido solar-baterías-diésel y la interconexión al SIN, se determinaron criterios de acceso, dispersión de los usuarios, tipo de tecnología, emisiones de CO₂, inversión aproximada y tarifa, obteniendo los siguientes resultados:
 - Existe vía terrestre de acceso a municipio de Tadó desde Quibdó y desde los departamentos de Caldas y Risaralda, sin embargo, la mayoría de usuarios se encuentran ubicados en las riberas de los afluentes existentes en

el municipio, y de acuerdo a la herramienta SIPRA del Ministerio de Agricultura se pudo establecer que el desplazamiento a la cabecera municipal estaba en un promedio entre 2 a 4 horas.

- Desde el análisis de dispersión se observa la existencia siete pequeñas comunidades de más de 25 usuarios donde se ubican más del 70% de los usuarios propuestos en el presente proyecto, así mismo se encontró que la distancia desde la cabecera municipal de Tadó a la comunidad mas cercana es mayor a 10 kilómetros.
- Las emisiones de CO₂ se estimaron de acuerdo a datos encontrados en la Agencia de Protección Ambiental (EPA por sus siglas en ingles), determinando que los sistemas solares fotovoltaicos en comparación a las redes eléctricas y la microrred emite menor cantidad de toneladas equivalentes a la atmosfera anualmente, teniendo un valor aproximado de 32 gramos equivalentes de CO₂³ a la atmosfera por cada kilovatio generado.
- El análisis de la inversión aproximada para cada una de las tecnologías seleccionadas arrojo que implementar redes de interconexión puede costar 2.74 veces más que realizar sistemas solares fotovoltaicos individuales y siguiendo esta línea hacer una microrred cuesta 3.37 veces más que los SSFVI.
- Se realizó un breve análisis de la tarifa, donde se pudo establecer que el valor más bajo entre las tres tecnologías seleccionadas fue la interconexión al SIN, con un costo por kilovatio de 782.15 \$/kWh sin subsidio.
- Como resultado del análisis de los criterios mencionados previamente, se realizó una matriz de selección a la cual se les asignaron puntuaciones de 1 a 3, considerando el mayor valor como puntuación máxima por criterio y se brindaron las asignaciones, obteniendo como resultado principal que la tecnología más adecuada a implementar en los usuarios propuestos para el presente proyecto es el

³ <https://www.un.org/es/chronicle/article/la-promesa-de-la-energia-solar-estrategia-energetica-para-reducir-las-emisiones-de-carbono-en-el>

sistema solar fotovoltaico individual, el cual obtuvo 11 puntos mientras que las redes y microrredes tuvieron 7 y 6.5 puntos respectivamente.

- Así mismo se pudo establecer que si bien existen comunidades con una cantidad mayor a 25 usuarios, la implementación de una microrred, así como interconectarlos supone altos costos de inversión, siendo una opción más viable la construcción de sistemas solares fotovoltaicos.
- Es importante destacar que los costos de inversión presentados previamente son aproximados y que tienen su base en proyectos que el estructurador tiene en su experiencia, sin embargo, el presupuesto para la alternativa no será el mismo que se encuentra en el presente documento, pues este dependerá del detalle y de las variables a tener en cuenta por las memorias de cálculo y cotizaciones actuales del mercado.
- En general, esta metodología usada permitió una evaluación rápida y clara, orientando de manera efectiva la toma de decisiones. Aunque simplificada, es útil para proyectos similares en otras regiones con condiciones geográficas y sociales comparables. Se sugiere su aplicación en aquellos casos en los que se deba llegar a población rural individual dispersa
- La metodología usada permitió una evaluación rápida y clara, orientando de manera efectiva la toma de decisiones. Aunque simplificada, es muy útil para proyectos similares en otras regiones del país con condiciones geográficas y sociales similares.

REFERENCIAS

- [1] E. Ministro de Hacienda Crédito Público, A. Carrasquilla Barrera, and E. Ramón Otero Dajud, “Diario Oficial,” 2003.
- [2] IPSE, “Caracterización Energética de las ZNI.” Accessed: Jan. 11, 2025. [Online]. Available: <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>
- [3] Presidencia de la Republica de Colombia and Ministerio de Minas y Energía, “Decreto 1623 de 2015.” Accessed: Jan. 11, 2025. [Online]. Available: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=66410
- [4] I. V. Torres *et al.*, “Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC 2019-2023),” 2023.
- [5] Ministerio de Minas y Energía, “Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2019-2023 (para comentarios),” 2019. Accessed: Jan. 11, 2025. [Online]. Available: www.upme.gov.co
- [6] K. B. Sorenson, “Guidebook to Decision-Making Methods,” 2001. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/255621095>
- [7] F. Fuso Nerini, M. Howells, M. Bazilian, and M. F. Gomez, “Rural electrification options in the Brazilian Amazon. A multi-criteria analysis,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 20, no. 1, pp. 36–48, 2014, doi: 10.1016/j.esd.2014.02.005.
- [8] J. C. Rojas-Zerpa and J. M. Yusta, “Methodologies, technologies and applications for electric supply planning in rural remote areas,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 20, no. 1, pp. 66–76, 2014, doi: 10.1016/j.esd.2014.03.003.
- [9] L.-T. Vega-Clavijo, O.-F. Prías-Caicedo, and F.-E. Sierra-Vargas, “Artículo Original Matriz de selección de energías alternativas basada en análisis multi-atributo para la conservación de pescado Renewable energy selection Matrix based on multi-attribute analysis for fish preservation,” *Ingeniería Mecánica*, vol. 19, no. 2, pp. 110–118, 2016, [Online]. Available: <http://www.ingenieriamecanica.cujae.edu.cu110>
- [10] J. J. Wang, Y. Y. Jing, C. F. Zhang, and J. H. Zhao, “Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making,” Dec. 2009. doi: 10.1016/j.rser.2009.06.021.
- [11] “Mapas de Radiación Solar Global Sobre una Superficie Plana”.
- [12] U. IDEAM, “Capítulo 5 - Densidad de energía eólica a 20 y 50 metros,” 2006.
- [13] “Atlas del potencial energético de la Biomasa residual en Colombia.” Accessed: Jan. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/atlas-del-potencial-energetico-de-la-biomasa.aspx>
- [14] “Consulta Series de Tiempo.” Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: https://upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=2&tipoSerie=206&grupo=558
- [15] Alcaldía de Tadó, “Plan de Desarrollo Municipal de Tado 2020 - 2023,” 2020.
- [16] “Información general de Tadó.” Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: http://www.tado-choco.gov.co/informacion_general.shtml

- [17] “Sede electrónica del Ideam en construcción | Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.” Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: <https://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion-solar>
- [18] “Global Solar Atlas.” Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/detail?s=5.26386,-76.56155&m=site&c=5.220434,-80.046387,6&pv=small,180,5,1>
- [19] J. Manuel Santos Calderón *et al.*, “Atlas de viento de Colombia APOYO TÉCNICO IDEAM”, Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: www.imprenta.gov.co
- [20] IDEAM and UPME, “ANEXOS - Atlas de Biomasa Colombia,” 2010.
- [21] Gobernación de Choco, “Plan de Desarrollo Departamental Choco 2020-2023 ,” 2020.
- [22] R. H. Ramírez *et al.*, “Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2019-2033,” 2019, Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: www.upme.gov.co
- [23] “SIPRA.” Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: <https://sipra.upra.gov.co/nacional>
- [24] D. Ferreira, A. K. Dey, and V. Kostakos, “Understanding human-smartphone concerns: A study of battery life,” *Lecture Notes in Computer Science (including subseries Lecture Notes in Artificial Intelligence and Lecture Notes in Bioinformatics)*, vol. 6696 LNCS, pp. 19–33, 2011, doi: 10.1007/978-3-642-21726-5_2.
- [25] U. Nations, “La promesa de la energía solar: Estrategia energética para reducir las emisiones de carbono en el siglo XXI | Naciones Unidas,” 2019, Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/chronicle/article/la-promesa-de-la-energia-solar-estrategia-energetica-para-reducir-las-emisiones-de-carbono-en-el>
- [26] Departamento de Planeación Nacional, “Proyecto Tipo SISFV ,” 2019. Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: <https://proyectostipo.dnp.gov.co/images/pdf/Celdas/DocumentoMetodologicoPTIP OCELDASSOLARES.pdf>
- [27] IPSE, “Microsoft Power BI.” Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojY2Q2MjdlZGQtZDg5Zi00NDU3LWIyY2ItOTQ5Yzg1MDcxZDBkIiwidCI6ImU0MzcwMGMzLTAwNzktNDczNS05MjZkLWI4MjM0MGNhMjgwNCIsImMiOiR9&pageName=ReportSection>
- [28] “Tarifa julio 2024 - DISPAC SA ESP.” Accessed: Jan. 12, 2025. [Online]. Available: https://dispac.com.co/wp-content/uploads/2024/07/TARIFA-JULIO-2024_2.pdf