

Impactos de la transición energética en pequeñas comunidades fuera de red

Impacts of the energy transition in small off-grid communities

Impactos da transição energética em pequenas comunidades fora da rede

Estefany Garces¹ (*), Carlos J. Franco²

Recibido: 25/02/2024

Aceptado: 20/04/2024

Resumen. - La transición energética es un asunto prioritario que concierne a todos, desde las grandes ciudades y sus sectores intensivos en electricidad hasta pequeñas comunidades rurales remotas cuyo suministro eléctrico se produce mediante sistemas de generación descentralizados que, en muchos casos, se abastecen parcial o totalmente de combustibles fósiles. En Colombia, más del 90% de estas comunidades rurales generan su electricidad utilizando plantas diésel, lo que hace relevante el estudio de la transición energética en las mismas. Así, el objetivo de esta investigación es mostrar los impactos de la transición energética en estas comunidades y cómo, a largo plazo, la transición puede garantizar el acceso a una electricidad fiable, asequible, sostenible y moderna para todos. Para lograr este objetivo, se usó una metodología mixta que incluyó trabajo de campo y simulaciones en computador. A través del trabajo de campo, se identificaron múltiples impactos de la transición a renovables, por ejemplo, impactos sociales en cuanto mejores condiciones para la educación, impactos ambientales como la reducción de emisiones de CO₂ e impactos económicos como la posibilidad de desarrollar nuevas actividades productivas. Los resultados de las simulaciones muestran que, a largo plazo, la transición a sistemas de generación descentralizados 100% renovables es factible y garantizaría a los habitantes de estas pequeñas comunidades un suministro eléctrico sostenible, fiable y asequible; sin embargo, para lograrlo es necesario superar varios retos, siendo uno de los más relevantes el diseño y planificación de microrredes cuya expansión con renovables pueda perpetuarse en el tiempo. Finalmente, los hallazgos de esta investigación podrían aplicarse, haciendo adaptaciones según cada caso, a pequeñas comunidades fuera de red en el mundo.

Palabras clave: Comunidades fuera de red; Transición energética; Generación descentralizada; Tecnologías renovables; Colombia.

(*) Autor Corresponsal

¹ Investigador posdoctoral. Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín (Colombia), egarces@unal.edu.co, ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0002-4134-1130>.

² Profesor Titular. Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín (Colombia), cjfranco@unal.edu.co, ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0002-7750-857X>.

Summary. - *The energy transition is a priority issue that concerns everyone, from big cities and their electricity-intensive sectors to small, remote, rural communities whose electricity supply is produced through decentralized generation systems that, in many cases, are partially or entirely supplied with fossil fuels. In Colombia, more than 90% of these rural communities generate their electricity using diesel plants, which makes it relevant to study the energy transition in these communities. Thus, the aim of this research is to show the impacts of the energy transition on these communities and how, in the long term, the transition can ensure access to reliable, affordable, sustainable, and modern electricity for all. To achieve this objective, it is necessary to use a mixed methodology that includes fieldwork and computer simulations. Through the fieldwork, multiple impacts of the transition to renewables were identified, for example, social impacts in terms of better conditions for education, environmental impacts such as the reduction of CO2 emissions and economic impacts such as the possibility of developing new productive activities. The results of the simulations show that, in the long term, the transition to 100% renewable decentralized generation systems is feasible and would guarantee the inhabitants of these small communities a sustainable, reliable and affordable electricity supply; however, to achieve this, several challenges must be overcome, one of the most relevant being the design and planning of microgrids whose expansion with renewables can be perpetuated over time. Finally, the findings of this research could be applied, with adaptations on a case-by-case basis, to small off-grid communities around the world.*

Keywords: *Off-grid communities; Energy transition; Decentralized generation; Renewable technologies; Colombia.*

Resumo. - *A transição energética é uma questão prioritária que diz respeito a todos, desde as grandes cidades e seus setores com uso intensivo de eletricidade até as pequenas e remotas comunidades rurais cujo fornecimento de eletricidade é feito por sistemas de geração descentralizados que, em muitos casos, são parcial ou totalmente alimentados por combustíveis fósseis. Na Colômbia, mais de 90% dessas comunidades rurais geram sua eletricidade usando usinas a diesel, o que torna relevante o estudo da transição energética nessas comunidades. Assim, o objetivo desta pesquisa é mostrar os impactos da transição energética nessas comunidades e como, a longo prazo, a transição pode garantir o acesso à eletricidade confiável, acessível, sustentável e moderna para todos. Para atingir este objetivo, é necessária a utilização de uma metodologia mista que inclui trabalho de campo e simulações computacionais. Por meio do trabalho de campo, foram identificados vários impactos da transição para energias renováveis, por exemplo, impactos sociais em termos de melhores condições de educação, impactos ambientais, como a redução das emissões de CO2, e impactos econômicos, como a possibilidade de desenvolver novas atividades produtivas. Os resultados das simulações mostram que, no longo prazo, a transição para sistemas de geração descentralizada 100% renováveis é viável e garantiria aos habitantes dessas pequenas comunidades um fornecimento de eletricidade sustentável, confiável e acessível; no entanto, para isso, é necessário superar vários desafios, sendo um dos mais relevantes o projeto e o planejamento de microrredes cuja expansão com renováveis possa ser perpetuada ao longo do tempo. Por fim, as descobertas desta pesquisa poderiam ser aplicadas, com adaptações caso a caso, a pequenas comunidades fora da rede em todo o mundo.*

Palavras-chave: *Comunidades fora da rede; Transição energética; Geração descentralizada; Tecnologias renováveis; Colômbia.*

1. Introducción.- La transición energética es esencial a la hora de abordar los desafíos asociados con la seguridad energética, el cambio climático, impulsar el crecimiento económico y fomentar la innovación tecnológica, convirtiéndola en un asunto impostergable si se quiere garantizar el bienestar de la población mundial e impulsar el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en especial el ODS7 con el cual tiene un estrecho vínculo [1]. A través del ODS7 se establece que se debe “garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” [2], por ende, es relevante investigar cómo la transición energética favorece el logro de las metas planteadas en este ODS, tanto en las grandes ciudades como en las pequeñas comunidades rurales remotas de cada país.

Los gobiernos han tomado medidas para lograr este objetivo y en la última década se han valido principalmente del uso de sistemas de generación descentralizados como las microrredes, minirredes y los sistemas solares domésticos (SHS por sus siglas en inglés); y de las tecnologías renovables como la solar fotovoltaica (PV), las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), la eólica y la biomasa, para dar respuesta y satisfacer las necesidades energéticas de aquellas comunidades que aún no tienen acceso a electricidad, las cuales se concentran en zonas rurales remotas de países en desarrollo [3], [4]. La selección del tipo de sistema se asocia con el tamaño y densidad de la población, mientras que la selección de la tecnología depende en mayor medida de los recursos de generación disponibles en la zona [5]. A pesar de los avances y esfuerzos multilaterales, tanto la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) como la Agencia Internacional de Energía (IEA), concuerdan que al año 2030 no se alcanzará la meta de acceso universal [1], [4] – de acuerdo con el informe sobre los progresos en el logro del ODS7, elaborado por la IEA, para el 2030 sólo se alcanzará un 92% del objetivo de universalización [4].

Este informe indica que el ritmo del progreso en la electrificación se ha desacelerado en los últimos años, en parte por la crisis mundial generada por el Covid-19, pero principalmente por la creciente complejidad de llegar a poblaciones sin servicio eléctrico más remotas y pobres, las cuales se concentran en la región de África subsahariana, siendo Nigeria, República Democrática del Congo y Etiopía los países con mayor cantidad de personas sin acceso a la electricidad en el mundo; así mismo, dentro de los primeros 20 países que afrontan esta problemática están Myanmar, Pakistán e India [4]. Estas poblaciones suelen estar ubicadas en lugares con características geográficas complejas, por ejemplo: islas, desiertos, asentamientos montañosos, franjas de bosque, claros de selva, entre otros; lo cual influye en que sean comunidades de difícil o muy difícil acceso, pobre infraestructura, con condiciones sociales y económicas desfavorables, y en ocasiones con pocos habitantes y/o baja densidad poblacional [5]–[8]. Este informe también menciona que si se quiere garantizar el acceso de la forma como lo establece el ODS7, es indispensable un despliegue acelerado del uso de energías renovables [4], es decir, acelerar la transición energética [1].

Colombia no es ajena a esta situación, y a pesar de que la tasa de acceso a electricidad en el país asciende al 96.9% [9], en sus comunidades rurales de más difícil acceso, las cuales en su mayoría comparten las características antes mencionadas, aún se deben afrontar tres retos en cuanto a la provisión de un servicio eléctrico asequible, fiable, sostenible y moderno para todos sus habitantes [10], [11].

El primer reto es llevar electricidad al 3.1% de la población que aún carece de este servicio [9]–[11]. Esta población en su mayoría vive en zonas rurales remotas donde no es posible llevar las redes de transmisión y distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN) [7], [10], estas zonas se conocen en Colombia como Zonas No Interconectadas (ZNI) y en la literatura como comunidades fuera de red [12], [13]. El gobierno de Colombia ha tomado acciones frente a este reto, y una de sus hojas de ruta es el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura Eléctrica (PIEC) 2019-2023, en el cual se establecen tres mecanismos para lograr la universalización de la electricidad en el país: 1) la interconexión a la red, para aquellas comunidades en que sea factible; 2) la instalación de sistemas individuales fotovoltaicos, en comunidades dispersas y de menos de 25 usuarios; y 3) la construcción de microrredes híbridas que incluyen plantas térmicas diésel, generación solar fotovoltaica y bancos de baterías [14].

Los retos dos y tres consisten en aumentar las horas de prestación del servicio eléctrico y mejorar su calidad y asequibilidad [11], retos que conciernen a las comunidades ZNI que ya cuentan con acceso a la electricidad y donde la transición energética juega un papel fundamental ya que la generación en estas comunidades depende en gran medida de plantas diésel [10], [11], en efecto de 280.38 MW de capacidad instalada en las ZNI en 2019, sólo 14.10 MW eran renovables [15, p. 38], [16]. La mayoría de estos sistemas descentralizados de generación con diésel fueron instalados hace más de 20 años, pues en ese entonces eran la solución de electrificación más viable dados los inasequibles costos de las soluciones renovables [5], [17]. Como consecuencia de la generación eléctrica con diésel, los habitantes de estas comunidades quedan expuestos a diversos contaminantes, entre ellos el dióxido de carbono (CO₂), lo cual puede afectar su salud; y a otras molestias como la polución sonora [10]. Además, el diésel hace que el servicio eléctrico sea costoso y este limitado a unas pocas horas al día, ya que el precio del combustible en estas zonas suele ser muy elevado y los usuarios, generalmente de bajos ingresos, no están en capacidad de pagar por más horas de suministro, únicamente las que el gobierno subsidia, haciendo que estas pequeñas comunidades ZNI permanezcan atrapadas en situación de

pobreza energética [5], [10], [11], [18], [19].

Considerando lo anterior, el objetivo de este artículo se divide en dos partes: 1) analizar los impactos que genera la transición energética en comunidades ZNI cuyo servicio eléctrico ha dependido de plantas diésel y evidenciar cómo a través de la transición a renovables se puede hacer frente a los retos dos y tres, es decir, aumentar las horas de prestación del servicio eléctrico y mejorar su calidad y asequibilidad; y 2) identificar los impactos futuros de continuar o no con esta transición, teniendo como premisa que a través del uso de tecnologías renovables estas comunidades podrían mantener en el tiempo un suministro eléctrico confiable, asequible, sostenible y moderno como lo establece el ODS7 [11]. Para lograr lo planteado, en la Sección 2 se detalla la metodología utilizada. Luego, en la Sección 3, se muestran los resultados obtenidos a través del trabajo de campo y las simulaciones por computador, y finalmente se discute en torno a los impactos de la transición energética en comunidades fuera de red. Por último, en la Sección 4, se presentan las conclusiones de este trabajo.

2. Metodología.- Esta investigación se hizo en 4 etapas: 1) seleccionar una comunidad ZNI que fuera adecuada para los propósitos de la investigación, 2) visitar la comunidad seleccionada y realizar entrevistas y encuestas, 3) seleccionar una herramienta de simulación que permitiera reproducir los comportamientos del sistema estudiado, y 4) parametrizar el modelo seleccionado en la etapa 3 de acuerdo con la información recopilada en la etapa 2 para así poder simular comportamientos futuros de la comunidad bajo estudio.

2.1. Etapa 1: Identificar la comunidad caso de estudio. - El primer paso fue la selección de una comunidad fuera de red en Colombia. Para ello, y con el propósito de identificar un caso de estudio adecuado, se tuvieron en cuenta los siguientes criterios: una comunidad no interconectable al SIN, que la comunidad hubiera tenido un sistema de generación descentralizado únicamente diésel, que dicho sistema hubiera sido repotenciado a través de la instalación de capacidad de generación renovable, y que al momento de la visita el sistema estuviera funcionando adecuadamente. También se tuvieron en cuenta otros criterios como el tamaño de la comunidad y que sus habitantes estuvieran dispuestos recibir una visita y compartir información. Para determinar las posibles comunidades a visitar se llevaron a cabo entrevistas semi estructuradas a personas que han participado en proyectos de electrificación rural en el país, entre ellos: investigadores, funcionarios del gobierno y de empresas públicas y privadas – el guion de las entrevistas y sus resultados se reportan en [10], [20].

A través de esta etapa se identificó la comunidad El Vergel como potencial caso de estudio. Esta comunidad ZNI está ubicada en el departamento del Amazonas en Colombia, a aproximadamente 2,5 horas río arriba desde su capital Leticia (ver Figura I).

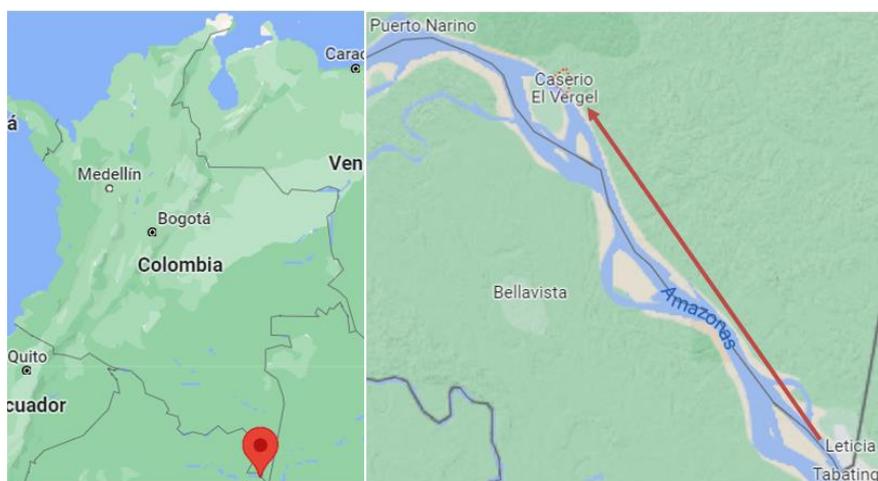


Figura I.- Ubicación y acceso a la comunidad El Vergel. Fuente: Elaboración propia con imágenes de Google maps. Datos del mapa: ©2023 Google, INEGI 200 km y 10 km

2.2. Etapa 2: Realizar visita a la comunidad y entrevistas. - Fue necesario visitar la comunidad y a la empresa de servicios públicos (ESP) encargada de su suministro eléctrico, ya que en la literatura y en las páginas del gobierno es poca la información con respecto al caserío El Vergel y su microrred híbrida. Las visitas se hicieron con el fin de recolectar información respecto al proceso de hibridación que experimentó su microrred diésel, los impactos que esta transición trajo y la caracterización de sus usuarios y demanda eléctrica.

Como primer paso se contactó y acordó una reunión con uno de los ingenieros de la ESP de la zona, es decir, la empresa Energía para el Amazonas S.A. E.S.P (ENAM), la cual se ocupa de la prestación del servicio eléctrico en el municipio de Leticia y demás asentamientos del departamento del Amazonas en Colombia [21]. A través de la reunión con el ingeniero se confirmó que la ENAM se hizo cargo de la instalación del sistema renovable en el caserío El Vergel y que ellos se ocupan de supervisar su operación, generar la facturación (es una sola factura para toda la comunidad) y mantener en buen estado el sistema de generación y distribución de la microrred, ocupándose principalmente de la planta diésel, las redes de distribución eléctrica y las baterías. Posteriormente, se visitó la comunidad, en donde se llevaron a cabo encuestas a los usuarios, para ello se tuvo presente que las personas entrevistadas fueran mayores de edad y preferiblemente encargadas de la toma de decisiones en el núcleo familiar. Finalmente, se realizó una entrevista a uno de los operarios de la microrred, quien es un líder comunitario elegido por los habitantes del caserío para esta gestión y que fue capacitado por ENAM para apoyar cuestiones como la recolección del dinero de la factura, apoyar algunas actividades de mantenimiento como la limpieza de los paneles y reportar anomalías en el funcionamiento de la microrred. Las encuestas y entrevistas utilizadas se reportan en el Anexo B de [20] y dentro del grupo de las personas que las llevaron a cabo estuvieron los dos autores de este artículo.

2.3. Etapa 3: Seleccionar una herramienta de simulación. - Esta etapa es necesaria en relación con la identificación de los futuros impactos de dar continuidad o no a la transición energética en comunidades fuera de red, cuestión que hace parte del objetivo de esta investigación. Para ello, se utiliza un modelo de simulación, reportado en [11], [20], cuya hipótesis se fundamenta en que las comunidades fuera de red podrían mantener en el tiempo un suministro eléctrico confiable, asequible, sostenible y moderno a través de la instalación de nueva capacidad de generación renovable y aprovechando la rápida disminución de los costos de estas tecnologías – la instalación de nueva capacidad está supeditada al crecimiento de la demanda eléctrica y la selección de la tecnología a los recursos de generación disponibles en la zona [3], [5], [11], [20]. En el modelo se asume como fuente primaria de energía renovable la tecnología solar fotovoltaica por varias razones, entre ellas: su disponibilidad, ya que la energía solar es un recurso disponible en todo el mundo; su alta modularidad, lo cual la hace muy atractiva para la electrificación de comunidades fuera de red; su facilidad de instalación y adaptabilidad, que posibilita incorporar nueva capacidad de generación sobre sistemas ya existentes; y su bajo costo, pues se le ha considerado una de las tecnologías renovables más baratas y competitivas en cuanto a costos de generación [22]–[25]. Asimismo, considerar la solar fotovoltaica como fuente primaria en el caso de estudio es un supuesto adecuado, ya que: 1) es la fuente que actualmente utilizan, y 2) es la que se prevé continuarán utilizando, ya que la energía solar es el recurso de mayor disponibilidad en el caserío El Vergel – durante la visita se observó que la zona no cuenta con un adecuado régimen de vientos ni tampoco dispone de condiciones adecuadas para instalar una PCH o una planta de generación con biomasa [10], [20].

Este modelo también asocia otros supuestos y requiere de algunos insumos específicos para que a través de las simulaciones se puedan identificar los impactos futuros de dar o no continuidad a la transición energética. Por ejemplo, para el pronóstico de la demanda se considera el crecimiento poblacional, la capacidad adquisitiva de los habitantes y el aumento en las horas de suministro eléctrico (ver [20, pp. 87–91]), en este sentido se modela la dinámica poblacional, la relación entre el consumo eléctrico per cápita y el PIB, y se proponen escalones de crecimiento de la demanda de acuerdo con la cantidad de horas de electricidad disponible desde 4 hasta 24 horas – para esto último se utilizan los posibles consumos energéticos de comunidades fuera de red en Colombia reportados en el PIEC 2019-2023 [14]. En cuanto a la estimación de los costos de las tecnologías se incluyen las curvas de aprendizaje de los costos de un sistema solar fotovoltaico, para los años 2019 al 2040, y de baterías de litio, para los años 2018 al 2040 – estos rangos de años se consideran apropiados ya que las reposiciones y repotenciaciones no requieren fechas anteriores [20, pp. 183–184]. Otros parámetros tecnológicos y de costos que se consideran dentro del modelo de simulación son los siguientes: factor de emisiones de CO₂ de una planta diésel, vida útil de un sistema solar fotovoltaico, vida útil de las baterías de litio, tasa de degradación anual de la capacidad instalada solar y de la capacidad de almacenamiento de las baterías, costo de generación diésel, OPEX fijo de operar una planta diésel, OPEX fijo de una planta solar con baterías, entre muchos otros – todos los parámetros usados en el modelo de simulación se detallan en [20, pp. 176–184].

A través de este modelo es posible determinar cómo proporcionar en comunidades fuera de red un suministro eléctrico sostenible y fiable que se mantenga en el tiempo, integrando y midiendo aspectos medioambientales, tecnológicos, institucionales, económicos y sociales [11]. El modelo consta de tres bloques principales: 1) Demanda Eléctrica, 2) Capacidad Instalada, y 3) Flujos de Caja [20]. En la Figura II se resumen los principales componentes incorporados en el modelo de simulación y las ecuaciones matemáticas más representativas de cada uno de los bloques.

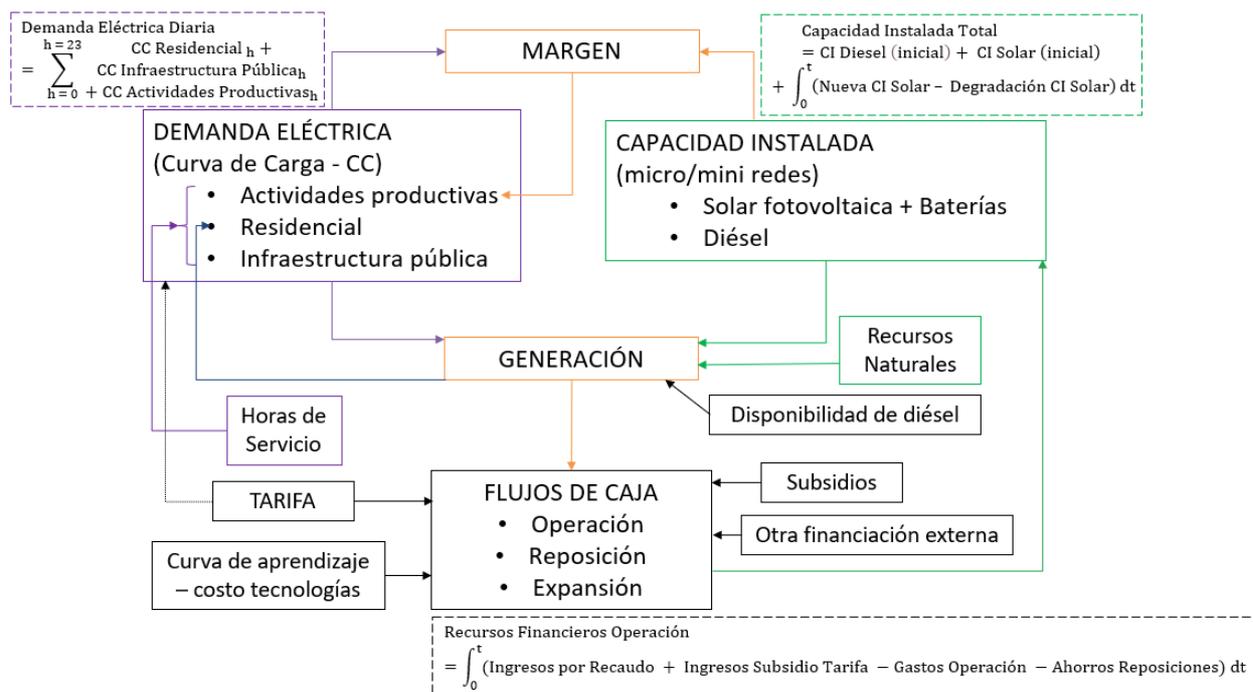


Figura II.- Principales componentes del modelo de simulación y sus ecuaciones. Fuente: Elaboración a partir de [11], [20].

2.4. Etapa 4: Parametrizar la herramienta de simulación. - En la Tabla I se resumen los parámetros que corresponden únicamente a la comunidad El Vergel, los demás parámetros utilizados en el modelo se reportan en la Tabla C.1 del Apéndice C de [11] y en el Anexo D de [20].

Parámetro	Valor	Referencia
Capacidad instalada diésel	36 kW	[20]
Factor de potencia planta diésel	0.8	[20]
Horas de subsidio diésel ASE	5 horas	[26]
Capacidad instalada solar	13.5 kW	[20]
Radiación solar promedio	3.5 a 4.0 kW h/m ²	[20]
Consumo Subsistencia ASE	50 kWh/mes-usuario	[26]
% Subsidio tarifario	80.35%	[20]

Tabla I.- Parámetros correspondientes al caserío El Vergel.

La simulación comienza en el año 2012, ya que en ese año se llevó a cabo la hibridación de la planta de generación diésel, y se extiende por 21 años. Se selecciona este horizonte de tiempo ya que a través del modelo se quiere validar el comportamiento del sistema, en por lo menos un ciclo de vida completo, considerando los replazos y repotenciaciones de la tecnología renovable, en este caso paneles solares y baterías, lo que se traduce en mínimo 20 años [27], [28]. Las simulaciones se realizaron mediante el software Powersim Studio 10 y utilizando un paso de simulación anual.

3. Resultados y discusión.- En esta sección se presentan los resultados del estudio de la siguiente manera: 1) los resultados obtenidos a través de la visita a la comunidad y las entrevistas y encuestas realizadas; 2) los resultados obtenidos a través del modelo de simulación de dinámica de sistemas; y 3) una discusión en torno a los resultados y los impactos de la transición energética y cómo a través de esta se puede hacer frente a los retos dos y tres planteados en la introducción, y cómo la transición a renovables posibilita un suministro eléctrico confiable, asequible y sostenible para estas comunidades.

3.1 Resultados obtenidos a través de la visita a la comunidad y las entrevistas. - A través de la entrevista al funcionario de la ENAM, se pudo corroborar que antes del año 2012, la prestación del servicio eléctrico en la comunidad El Vergel dependía totalmente de una microrred con una planta de generación diésel de 36 kW. En la Figura III se puede ver que el caserío es poco disperso, lo que facilitó la instalación de la microrred diésel. En la Figura III también se muestran algunos de sus componentes: poste de luz, cuadro de mando de la planta de generación diésel y el tanque donde se almacena el combustible.

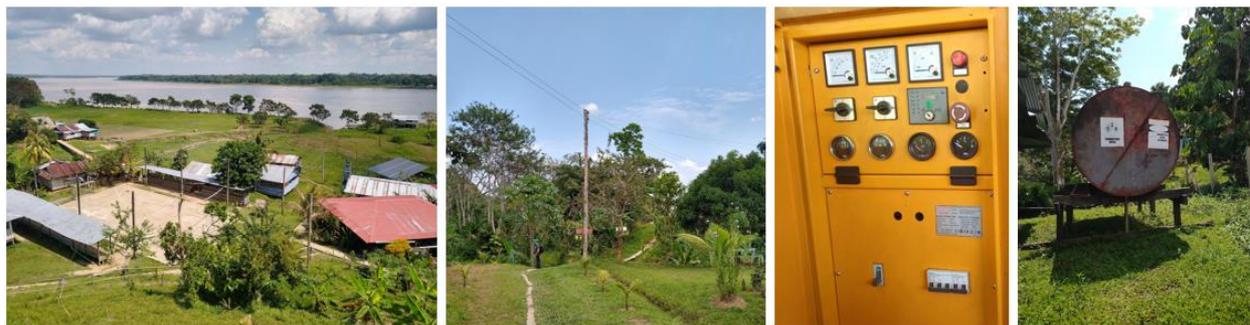


Figura III.- Comunidad El Vergel, microrred y algunas componentes del sistema de generación diésel. Fuente: Fotografías de los autores.

El funcionario de ENAM también confirmó que en el año 2012 repotenciaron la microrred diésel de El Vergel con la instalación de una central de generación fotovoltaica con una capacidad nominal de 13.5 kW, constituida por 45 módulos solares y 24 baterías (ver Figura IV). La instalación de la capacidad de generación renovable se llevó a cabo gracias a un contrato de concesión de exclusividad denominado Área de Servicio Exclusivo (ASE), firmado entre ENAM y el Ministerio de Minas y Energía [29]. En dicho contrato ENAM se comprometió a aumentar y mejorar la cobertura del servicio de energía eléctrica a través de la instalación de centrales de generación constituidas por tecnologías renovables [30].



Figura IV.- Central de generación fotovoltaica y sus componentes. Fuente: Fotografías de los autores.

Mediante la visita a la comunidad y las encuestas realizadas a sus habitantes se pudo constatar que la instalación de la central de generación fotovoltaica ha mejorado la calidad de vida de sus habitantes, quienes ahora disponen de 16 horas de suministro eléctrico diario, de las 6 am a las 10 pm, servicio que los lugareños consideran suficiente y que les ha facilitado el uso de aparatos eléctricos que antes no podían utilizar como congeladores, compresores de pintura, computadores, ventiladores, entre otros. Asimismo, a través de la visita se pudo observar que con la instalación de la central fotovoltaica la comunidad ha podido desarrollar nuevas actividades económicas en torno al turismo. Al momento de la visita la comunidad contaba con un eco hotel en funcionamiento y dos más en proceso de construcción. Además, algunos lugareños han instalado tiendas donde pueden ofrecer a los visitantes alimentos fríos y congelados como gaseosas, agua, cervezas y helados, y algunos otros se han dedicado a la fabricación de artesanías.

Finalmente, a través de la entrevista con el operario de la microrred se indaga si la instalación de la central de generación fotovoltaica ha impactado a la comunidad El Vergel y el comportamiento de su demanda eléctrica. De acuerdo con el operario, antes de esta instalación, la microrred diésel se ponía en funcionamiento de 4 a 6 horas al anochecer – dependiendo del combustible disponible. El operario también detalla que, en el año 2012, justo antes que el sistema diésel fuera repotenciado, los 32 usuarios de ese momento disponían cada uno de 3 puntos de iluminación que generaban un único pico de demanda en las noches de aproximadamente 4 a 5 kW. El operario también indica que gracias a la instalación de la central fotovoltaica a finales de 2013 se incorporaron nuevos usos eléctricos con la compra de 4 televisores y 3 congeladores. Y a finales de julio de 2019, momento en que se realizó la visita, la microrred híbrida contaba con 4 nuevos usuarios, es decir, 38 en total. Además, la demanda aumentó y cambió sus patrones, presentando dos picos de demanda, uno a medio día y el más alto en las noches, el cual estaba entre los 9 a 10 kW (esta información se sintetiza en la Figura V).

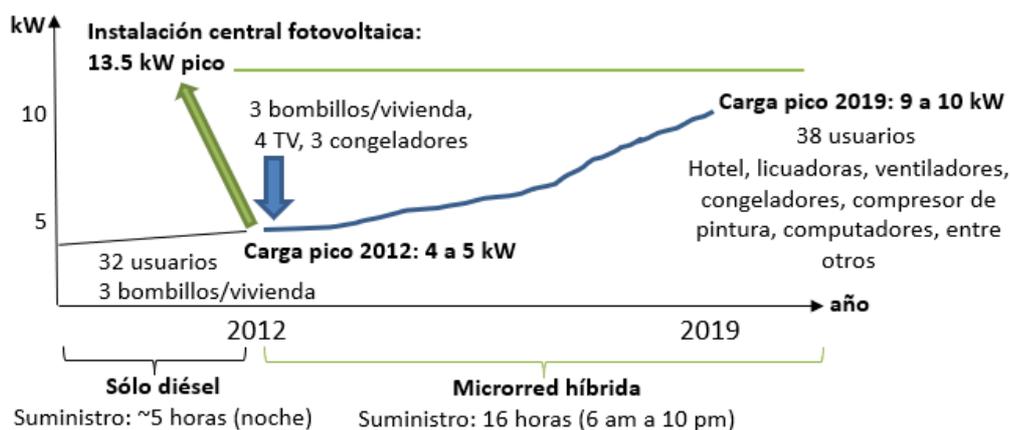


Figura V.- Crecimiento de la demanda eléctrica comunidad El Vergel. Fuente: Elaboración propia.

La disminución del margen entre la capacidad instalada de la central fotovoltaica y la demanda pico de la comunidad (ver Figura V), ha incidido en el aumento del uso de la planta diésel en las noches. De acuerdo con el operario durante los primeros años de funcionamiento de la central fotovoltaica era casi nulo el uso de la planta diésel y para el momento de la visita la misma se estaba usando en promedio dos horas durante la noche. Esta situación se debe a varios factores, por un lado, se tiene el crecimiento de la demanda y por otro el deterioro de las baterías, lo cual hace que durante horas nocturnas la energía almacenada en estas sea insuficiente para abastecer toda la demanda y se deba recurrir al encendido de la planta diésel. El operario también menciona que el aumento del uso de la planta diésel ha incidido en aumentos en el costo de la electricidad, lo cual genera malestar entre los usuarios. La disminución del margen también podría incidir en otras problemáticas en un futuro no muy lejano, ya que, si la demanda supera la capacidad de generación, se podrían presentar fallas del sistema y apagones por sobrecarga, lo que deja en evidencia la necesidad de instalar nueva capacidad de generación fotovoltaica y baterías.

3.2 Resultados obtenidos a través del modelo de simulación. - Para obtener los resultados aquí presentados se realizaron dos tareas: 1) parametrizar el modelo de simulación de acuerdo con la información recopilada de la comunidad El Vergel, y 2) validar el modelo de simulación al reproducir lo mencionado por el operario para los años 2012 y 2019 – al respecto, en la Figura VI se puede ver que el modelo es capaz de reproducir las curvas de carga antes y después de la hibridación del sistema, es decir, con la microrred diésel se observa un único pico de demanda en la noche de 4.38 kW, valor dentro del rango dado por el operario; y al 2019, con la microrred híbrida, se pueden ver dos picos de demanda, siendo mayor el de la noche con un valor de 9.46 kW – también dentro del rango dado.

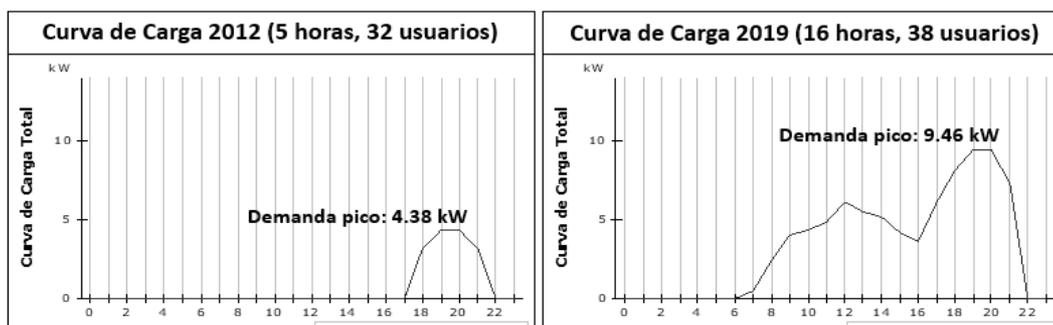


Figura VI.- Simulación del comportamiento de la demanda antes y después de la hibridación de la microrred. Fuente: Elaboración propia.

Una vez se garantiza que el modelo de simulación es capaz de reproducir comportamientos conocidos, se pasa a la simulación de dos posibles escenarios:

- Escenario 1: la microrred híbrida sigue operando con las condiciones actuales, es decir, no se instala nueva capacidad de generación renovable.
- Escenario 2: la microrred híbrida crece, es decir, se le instala nueva capacidad de generación fotovoltaica y baterías de forma paulatina, a medida que la demanda lo requiera, y se incluye un plan de disminución de uso de diésel del 5.9% anual. El servicio eléctrico se sigue prestando durante 16 horas al día.

Bajo el Escenario 1, las simulaciones muestran que la generación eléctrica a través de la planta diésel supera la generación solar fotovoltaica en el año 2023 (ver Figura VII – Generación), lo cual incide en un comportamiento

incremental de los gastos de operación (OPEX) como se puede observar en la Figura VII – Gastos. En la Figura VII – Gastos, también se puede observar que no hay inversión en nueva capacidad instalada – el gasto de capital (CAPEX) permanece en cero durante toda la simulación; y que se hacen dos gastos importantes en reposiciones, el primero corresponde al banco de baterías y el segundo a los demás competentes de la central fotovoltaica instalada en el 2012. Considerando todos los gastos bajo el Escenario 1 (OPEX y Reposiciones), el costo total del sistema durante los 21 años de simulación asciende a \$181,728.39 USD.

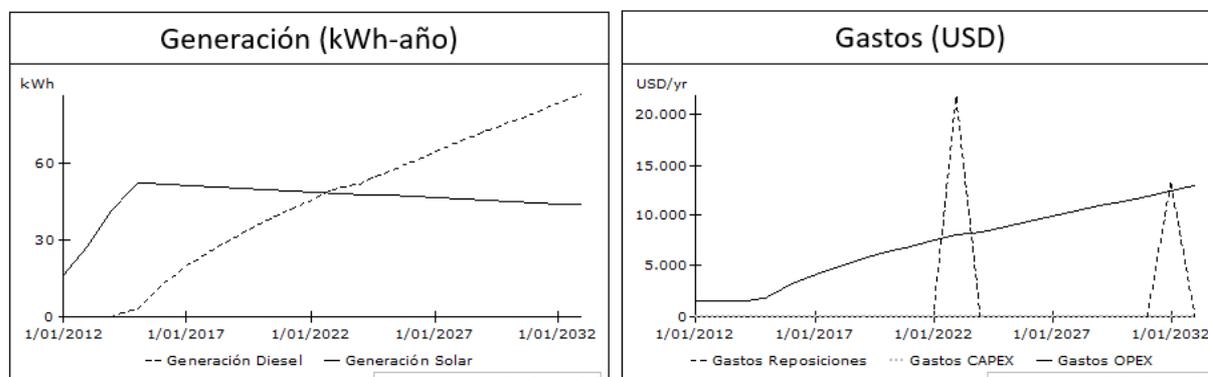


Figura VII.- Resultados Escenario 1. Fuente: Elaboración propia.

Bajo el Escenario 2, se puede observar en la Figura VIII – Generación, que para el año 2023 se debería empezar a incorporar nueva capacidad de generación renovable ya que, al estrecharse el margen entre la oferta y la demanda, el modelo indica que es necesario repotenciar el sistema de generación y se hace a través de capacidad instalada solar fotovoltaica. En la Figura VIII – Generación, también se puede ver como el uso de diésel va disminuyendo a medida que se tiene más capacidad instalada renovable y al final de la simulación el uso de diésel es cero. Además, en la Figura VIII – Gastos, se puede ver como disminuyen los gastos OPEX a medida que se disminuye el uso de la planta diésel y se repotencia el sistema con más capacidad de generación fotovoltaica - a estas repotenciaciones se asocian los gastos CAPEX. Asimismo, se ven nuevamente los dos gastos en reposiciones mencionados para el Escenario 1. Considerando todos los gastos bajo el Escenario 2 (OPEX; Reposiciones y CAPEX), el costo total del sistema durante los 21 años de simulación asciende a \$175,222.81 USD.

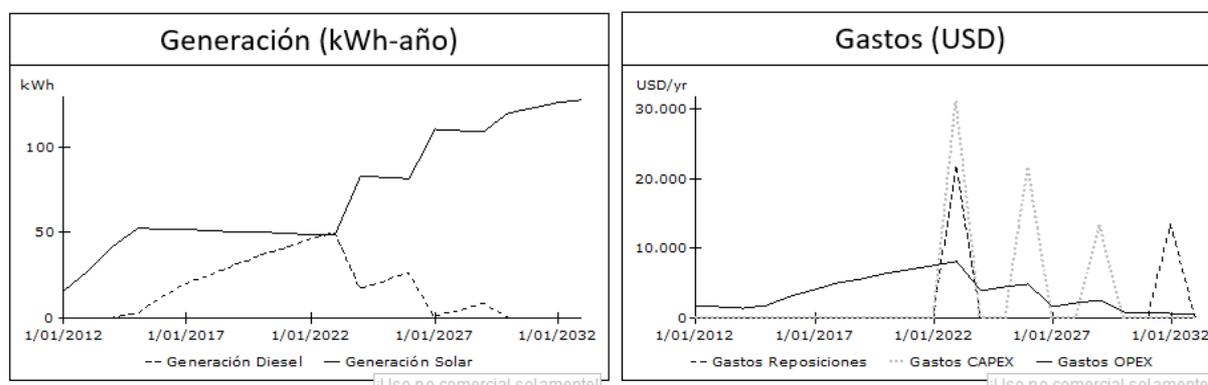


Figura VIII.- Resultados Escenario 2. Fuente: Elaboración propia.

Comparando el costo total del sistema del Escenario 1 (\$181,728.39 USD) vs el Escenario 2 (\$175,222.81 USD), es claro que desde el punto de vista económico es mejor continuar repotenciando el sistema a través de renovables e incorporar un plan de disminución de uso de diésel, que esperar saturar la componente renovable de la microrred y tener que aumentar las horas de uso de la planta diésel. También es notorio el beneficio ambiental, ya que bajo el Escenario 1 se generan 232.7 toneladas de CO₂, mientras que bajo el Escenario 2 el CO₂ generado es de 90.4 toneladas. Finalmente, se observan efectos positivos en términos sociales, ya que el porcentaje de actividades productivas pasa de cero cuando solo estaba la microrred diésel a 12% con el sistema híbrido. Además, se incentiva el crecimiento de la demanda y su suministro se garantiza a través de tecnologías menos contaminantes y costosas.

Finalmente, reconociendo y abordando las incertidumbres asociadas con los parámetros de simulación y su impacto potencial en los resultados, se hace un análisis de sensibilidad sobre la radiación y el CAPEX. Por un lado, se disminuye la radiación a 3.5 kW h/m² y se aumenta el CAPEX en un 20%, los resultados obtenidos bajo el Escenario 1 muestran que las emisiones y el costo total del sistema aumentan, pues al tener menos radiación se debe hacer mayor uso de la

planta diésel. Algo similar ocurre con el Escenario 2, aunque en este hay un efecto adicional y se da por el aumento del CAPEX, haciendo que el costo total del sistema se incremente considerablemente (\$207,622.3 USD). En ambos escenarios el % de las actividades productivas permanecen iguales. Por otro lado, al aumentar la radiación a 4 kW h/m² y disminuir el CAPEX en un 20% se observa que bajo el Escenario 1 el costo total del sistema y las emisiones disminuyen levemente, ya que al tener más radiación se usará un poco menos la planta diésel. Asimismo, ocurre con el Escenario 2, es decir, las emisiones y el costo total del sistema disminuyen; sin embargo, la disminución del costo total del sistema en este caso es más notorio (\$159,669.5 USD) dada la disminución en el CAPEX. Además, el % de actividades productivas se incrementa levemente. Estos resultados evidencian la sensibilidad del sistema a la variación de estos dos parámetros y validan que el modelo funciona adecuadamente, pues estos son coherentes con los resultados que se esperan según las variaciones realizadas.

3.3 Discusión de los resultados. - Los resultados obtenidos a través de la reunión con el funcionario de ENAM, la visita a la comunidad, la entrevista al operario de la microrred, y las encuestas realizadas a los habitantes de El Vergel, evidencian que la transición a fuentes renovables trae consigo múltiples beneficios. De acuerdo con la información recolectada, la instalación de la central fotovoltaica posibilitó el incremento del número de horas de suministro eléctrico, pasando de 5 a 16 horas diarias. Además, la instalación de la central de generación fotovoltaica en la microrred diésel ha permitido mejorar la calidad del servicio eléctrico. Esto indica que la transición energética permite hacer frente a los retos dos y tres que se mencionan en la introducción y que afrontan las pequeñas comunidades fuera de red que actualmente son abastecidas a través de plantas de generación diésel, en otras palabras, la hibridación de las plantas de generación diésel haciendo uso de tecnologías renovables, como la solar fotovoltaica, facilita el aumento en las horas de suministro eléctrico y mejora la calidad y asequibilidad a este servicio.

Asimismo, se hace evidente que la incorporación de la central fotovoltaica a la microrred diésel también trajo consigo impactos económicos y sociales. Desde el punto de vista económico uno de los elementos que más resalta es el desarrollo de actividades productivas en torno al turismo, pues como se pudo observar durante la visita, cerca de la comunidad se construyó un eco hotel que empezó a operar una vez la microrred podía suministrar 16 horas de electricidad, dicha iniciativa la llevaron a cabo personas del municipio de Leticia, sin embargo, la comunidad se ha visto beneficiada por los empleos que allí se generan y también porque esto ha motivado a sus habitantes a construir sus propios eco hoteles. Además, la actividad económica del turismo también ha incentivado algunos emprendimientos locales como la venta de comestibles y la fabricación de artesanías. Desde el punto de vista social se observó que los habitantes han podido mejorar su calidad de vida al poder refrigerar sus alimentos y hacer uso de ventiladores. También se han favorecido las condiciones para la educación pues al contar con electricidad durante el día la escuela permanece iluminada, se pueden conectar computadores y acceder a internet. Por último, también se identificaron beneficios en aspectos como el acceso a información y entretenimiento, ya que algunos habitantes han adquirido televisores, radios y celulares que pueden usar durante 16 horas o más.

Los resultados obtenidos mediante el modelo de simulación evidencian que es totalmente necesario continuar con la transición energética, instalando nueva capacidad de generación renovable y disminuyendo el uso de las plantas de generación diésel, si se quiere prestar un suministro eléctrico sostenible en el tiempo. Al comparar los resultados obtenidos en los dos escenarios, queda claro que si a la microrred híbrida no se le incorpora nueva capacidad de generación renovable el uso de la planta de generación diésel será cada vez mayor, lo cual repercute en el aumento del costo de generación, en que la comunidad deba disminuir su demanda eléctrica y en una mayor contaminación ambiental. Para evitar esta situación la ESP debe sortear diferentes tipos de desafíos. Desde el punto de vista técnico, y dado que la comunidad abordada no se puede integrar con las principales redes de distribución del país, es un reto para la ESP continuar ampliando la capacidad de generación de la microrred a través de renovables, a fin de poder atender el crecimiento de la demanda y evitar el uso de la planta diésel. Otro gran desafío es conseguir los recursos financieros para cubrir los costos de la instalación de nueva capacidad de generación renovable, pues sin la expansión con renovables el uso de la planta diésel continuará y será cada vez mayor, lo cual en si ya es un problema, pues ni la ESP ni la comunidad está en capacidad de solventar su operación, de hecho, El Vergel recibe un subsidio tarifario del 80.35%. Finalmente, otro reto para la ESP es lograr que los habitantes adquieran mayor conocimiento en cuanto a la gestión y mantenimiento de sus microrredes, pues al ser una comunidad pequeña y aislada, las personas tienen una formación limitada que obstaculiza el desarrollo de nuevas capacidades.

De forma global, los resultados corroboran que la transición energética es el camino para garantizar que las pequeñas comunidades fuera de red, cuya generación eléctrica depende total o parcialmente de plantas diésel, tengan un suministro eléctrico confiable, asequible, sostenible y moderno en el tiempo. Para lograr esto se deben considerar por lo menos dos pasos: 1) convertir las microrredes diésel en microrredes híbridas - entre más pronto mejor; y 2) repotenciar las microrredes híbridas y convertirlas en 100% renovables - esto último implicaría la implementación de dos estrategias. La primera, es instalar paulatinamente nueva capacidad de generación renovable - de acuerdo con las señales dadas por el crecimiento de la demanda. La segunda, es establecer un plan de disminución del uso de la planta

de generación diésel con miras a su eliminación - esta estrategia debe aplicarse gradualmente, a medida que haya mayor capacidad de generación renovable, y sin descuidar los mantenimientos para evitar cortes de suministro. Sumado a estas estrategias, la ESP también debe continuar con el desarrollo de competencias técnicas acorde con las capacidades de los habitantes, por ejemplo, apoyar asuntos administrativos y llevar a cabo mantenimientos sencillos como limpiar los paneles, monitorear el agua de las baterías, e informar de forma temprana cualquier anomalía. Por último, la ESP debería aprovechar como parte de su estrategia de sostenibilidad financiera la disminución de los precios de algunas tecnologías renovables como la solar fotovoltaica, y deberían considerar reflejar este beneficio a los usuarios con una disminución de la tarifa en cuanto sea posible.

4. Conclusiones. - La hibridación de microrredes diésel a través del uso de tecnologías renovables, como la solar fotovoltaica y baterías, trae efectos favorables a comunidades fuera de red cuyo suministro eléctrico en la actualidad depende únicamente de plantas de generación diésel. Por un lado, el efecto inmediato del aumento de las horas de prestación de servicio eléctrico, y, por otro lado, un efecto paulatino en el crecimiento de la demanda eléctrica que se vincula a nuevos usos eléctricos y la posibilidad de desarrollar actividades productivas, de formación y entretenimiento.

La expansión gradual de la capacidad de generación de la microrred híbrida a través de la instalación de tecnologías renovables conjugado con la disminución paulatina del uso del diésel trae múltiples beneficios a estas comunidades – como se muestra a través de los resultados del modelo de simulación. Estos beneficios se pueden ver desde las tres principales dimensiones de sostenibilidad, es decir, desde la dimensión económica, con un costo total inferior (incluyendo OPEX, reposiciones y CAPEX); desde la dimensión ambiental, con una disminución sustancial de emisiones de CO₂; y desde la dimensión social, con un servicio eléctrico lo suficientemente amplio como para desarrollar actividades productivas, de formación y entretenimiento a través de un sistema de generación menos contaminante y costoso. En este sentido, las ESP deberían anticiparse con el diseño e instalación de sistemas de electrificación fuera de red que puedan ser repotenciados haciendo uso de tecnologías renovables y de forma paulatina – a medida que el crecimiento de la demanda lo requiera.

Las simulaciones también indican que es posible lograr, en el largo plazo, un suministro eléctrico continuo y totalmente renovable en pequeñas comunidades fuera de red. En este sentido es relevante señalar algunas recomendaciones de política que ayudarían a cumplir con esta visión. La primera es que el gobierno debería promover que toda nueva capacidad de generación que se instale en estas comunidades sea en su totalidad o en mayor medida renovable. La segunda es que el gobierno debería exigir a las ESP escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica y los respectivos planes de expansión de sus sistemas de generación a través del uso de tecnologías renovables. Como tercera recomendación está un control más estricto por parte del gobierno en cuanto a que las ESP presten un servicio eléctrico confiable todo el tiempo. Una cuarta recomendación es que el gobierno debería establecer metas de instalación de tecnologías renovables y de disminución del uso de plantas diésel con miras a proporcionar un servicio eléctrico 100% renovable en el largo plazo. Sumado a las políticas, se requiere un esfuerzo continuo por parte de las ESP y las comunidades en cuanto al monitoreo de sus sistemas de generación, su mantenimiento y adecuado uso. Por ejemplo, que las ESP acojan las políticas planteadas, capaciten periódicamente personas de la comunidad para apoyar algunas actividades de administración y mantenimiento, y que proporcionen información a los habitantes sobre el uso eficiente de la energía. También es necesario que los habitantes se comprometan con un buen uso del recurso eléctrico y que lo aprovechen en actividades productivas y de formación que promuevan el desarrollo económico y social de sus comunidades.

Finalmente, a través del artículo se confirma que la transición energética es deseable y necesaria si se quiere garantizar un suministro eléctrico confiable, asequible, sostenible y moderno en estas comunidades. De acuerdo con la información recopilada y los resultados arrojados por el modelo de simulación, la transición energética trae consigo múltiples beneficios y posibilita un suministro eléctrico sostenible tanto en el ámbito ambiental como en el social y económico. Sin embargo, llevar a cabo esta transición vincula diferentes tipos de desafíos, algunos de ellos mencionados en la discusión de los resultados, lo cual indica que es necesario continuar investigando para realmente lograr que las pequeñas comunidades fuera de red cuenten con un suministro eléctrico acorde con lo establecido en el ODS7.

Disponibilidad de datos: El conjunto de datos que apoya los resultados de este estudio no se encuentran disponibles.

Financiación: Este trabajo fue financiado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación del Gobierno de Colombia COLCIENCIAS ahora Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, como parte del proyecto doctoral “Alternativas de gestión para el suministro eléctrico sostenible en Zonas No Interconectadas” a través de la Convocatoria 727 de 2015 - Doctorados Nacionales con contrato FP44842-130-2017.

Referencias

- [1] IRENA, “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway,” Abu Dhabi, 2022. Accessed: Jan. 31, 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>
- [2] United Nations, “THE 17 GOALS - Sustainable Development Goals,” 2016. <https://sdgs.un.org/goals> (accessed Feb. 02, 2023).
- [3] IRENA, “Off-grid renewable energy solutions to expand electricity access: An opportunity not to be missed,” 2019. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Jan/Off-grid-renewable-energy-solutions-to-expand-electricity-to-access-An-opportunity-not-to-be-missed>
- [4] IEA, “Tracking SDG7: The Energy Progress Report, 2022,” Paris, 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/tracking-sdg7-the-energy-progress-report-2022>
- [5] E. Terrado, A. Cabraal, and I. Mukherjee, “Designing Sustainable Off-Grid Rural Electrification Projects: Principles and Practices,” Washington, D.C., 2008. doi: 10.1596/1813-9450-5193.
- [6] S. Mandelli, J. Barbieri, R. Mereu, and E. Colombo, “Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1621–1646, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.338.
- [7] A. Haghghat Mamaghani, S. A. Avella Escandon, B. Najafi, A. Shirazi, and F. Rinaldi, “Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia,” *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 293–305, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.05.086.
- [8] J. Tomei et al., “Forgotten spaces: How reliability, affordability and engagement shape the outcomes of last-mile electrification in Chocó, Colombia,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 59, no. March 2019, 2020, doi: 10.1016/j.erss.2019.101302.
- [9] IEA, “SDG7: Data and Projections,” Paris, 2022. Accessed: Jan. 29, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections>
- [10] E. Garces, J. Tomei, C. J. Franco, and I. Dyer, “Lessons from last mile electrification in Colombia: Examining the policy framework and outcomes for sustainability,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 79, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.erss.2021.102156.
- [11] E. Garces, C. J. Franco, J. Tomei, and I. Dyer, “Sustainable electricity supply for small off-grid communities in Colombia : A system dynamics approach,” *Energy Policy*, vol. 172, 2023, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113314.
- [12] Congreso de Colombia, Ley 855 de 2003 - Por la cual se definen las Zonas No Interconectadas. Colombia: Sistema Único de Información Normativa, 2003. [Online]. Available: <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1669722>
- [13] H. Louie, *Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*. Seattle: Springer International Publishing, 2018. doi: 10.1007/978-3-319-91890-7.
- [14] UPME, “Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2019-2023,” 2019. [Online]. Available: http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/Informacion_Base_PIEC_Dic302019.pdf
- [15] IPSE, “Informe de gestión IPSE 2018,” Bogotá D.C. – Colombia, 2019. [Online]. Available: <http://www.ipse.gov.co/transparencia-y-acceso-a-informacion-publica/informacion-de-interes2/noticias/551-informe-de-gestion-2018>
- [16] IPSE, “Informe de Gestión IPSE 2019,” pp. 1–92, 2020, [Online]. Available: <http://www.ipse.gov.co/ipse/informes-de-gestion/category/359-informe-de-gestion-2019#>
- [17] D. F. Barnes and W. M. Floor, “Rural energy in developing countries: A Challenge for Economic Development,” *Annu. Rev. Energy Environ.*, vol. 21, no. 1, pp. 497–530, 1996, doi: 10.1146/annurev.energy.21.1.497.
- [18] SSPD, “Zonas No Interconectadas - ZNI: Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica 2017,” Bogotá, 2017. [Online]. Available: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2018/Dic/diag_zni_2018_7122_018.pdf
- [19] MME, “Resolución 182138 de 2007 - Por la cual se expide el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas.” Ministerio de Minas y Energía, pp. 1–4, 2007. [Online]. Available: http://energuaviare.com/sites/default/files/RESOLUCION_MME_182138_2007.pdf

- [20] E. Garces, “Alternativas de gestión para el suministro eléctrico sostenible en Zonas No Interconectadas,” Universidad Nacional de Colombia, 2021. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/80271>
- [21] ENAM, “ENAM Energía para el Amazonas S.A. E.S.P.” <http://www.enam.com.co/>
- [22] IRENA, “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030,” Abu Dhabi, 2017. Accessed: Aug. 11, 2020. [Online]. Available: <https://www.irena.org/costs/Electricity-Storage>
- [23] R. Jimenez, “Barriers to electrification in Latin America: Income, location, and economic development,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 15, pp. 9–18, 2017, doi: 10.1016/j.esr.2016.11.001.
- [24] J. P. Viteri and F. Henao, “A human-centered approach to regional off-grid electrification budgeting: the Colombian case,” *Sustain. Sci. Pract. Policy*, vol. 19, no. 1, p., 2023, doi: 10.1080/15487733.2023.2217043.
- [25] REN21, “Renewables 2022 Global Status Report,” Paris, 2022. [Online]. Available: <https://www.ren21.net/gsr-2022/>
- [26] MME, Resolución 181272 de 2011 - Por la cual se ajusta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las áreas de servicio exclusivo de las zonas no interconectadas continentales y se deroga la Resolución 180195 de 2011. Bogotá, 2011. [Online]. Available: http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_aa41c3358d910134e0430a0101510134
- [27] F. Huneke, J. Henkel, J. A. Benavides González, and G. Erdmann, “Optimisation of hybrid off-grid energy systems by linear programming,” *Energy. Sustain. Soc.*, vol. 2, no. 1, p. 7, 2012, doi: 10.1186/2192-0567-2-7.
- [28] A. Vides-Prado et al., “Techno-economic feasibility analysis of photovoltaic systems in remote areas for indigenous communities in the Colombian Guajira,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. September 2015, pp. 4245–4255, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.101.
- [29] CREG, Resolución CREG-067 de 2009. Colombia, 2009. [Online]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/618b3f69976a25ea0525785a007a715c/\\$FILE/Creg067-2009.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/618b3f69976a25ea0525785a007a715c/$FILE/Creg067-2009.pdf)
- [30] CREG, Documento CREG-057 de 2009. Colombia, 2009. [Online]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/618b3f69976a25ea0525785a007a715c/\\$FILE/D-057-09_ÁREAS_DE_SERVICIO_EXCLUSIVO_ZNI_VAUPÉS.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/618b3f69976a25ea0525785a007a715c/$FILE/D-057-09_ÁREAS_DE_SERVICIO_EXCLUSIVO_ZNI_VAUPÉS.pdf)

Nota contribución de los autores:

1. Concepción y diseño del estudio
2. Adquisición de datos
3. Análisis de datos
4. Discusión de los resultados
5. Redacción del manuscrito
6. Aprobación de la versión final del manuscrito

EG ha contribuido en: 1, 2, 3, 4 y 5.

CJF ha contribuido en: 1, 2, 3, 4 y 6.

Nota de aceptación: Este artículo fue aprobado por los editores de la revista Dr. Rafael Sotelo y Mag. Ing. Fernando A. Hernández Goberti.