

Viabilidad técnico-económica de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica en la isla de San Andrés

Technical-economic feasibility study of electricity generation from photovoltaic solar energy on San Andrés island

Wilmar Moreno-Lopez¹, Andrés Galindo-Rojas¹, Andres DuqueMontenegro¹, Javier Rosero-Garcia¹

¹Grupo de Grupo de Investigación: Electrical Machines & Drives, EM&D, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia.

Recibido: 19/07/2023. Aceptado: 22/08/2023. Versión final: 12/09/2023

Resumen

la generación de electricidad en la isla de San Andrés se efectúa a partir de combustibles fósiles con unidades de generación de Diesel, afectando la sostenibilidad del suministro eléctrico. Esta isla se proyecta a futuro como una región autosostenible incorporando fuentes de energía renovable, es por esto por lo que mediante el uso de herramientas computacionales como Neplan, Homer Pro y MATLAB, se desarrollan casos de estudio para el planteamiento de la diversificación de la matriz energética de la isla de San Andrés, mediante la implementación de SSFV considerando las restricciones técnicas de la red eléctrica actual. Se encuentra que la penetración de las SSFV puede ser de hasta 28 MW. El ahorro de un solo año en combustible y subsidios, sumado a la monetización de bonos de carbono por toneladas de CO₂ no emitidas permiten el financiamiento completo de las políticas departamentales orientadas a la totalidad de la población vulnerable del Departamento Archipiélago para el cuatrienio 2020 – 2023. El retorno de la inversión con el resultado del modelo de optimización planteado es de 3.18 años, lo que determina su viabilidad.

Palabras clave: Sistemas fotovoltaicos; generación diésel; sostenibilidad; FNCER; optimización; San Andrés Isla.

Abstract

Electricity generation on the island of San Andres is carried out using fossil fuels with Diesel generation units, affecting the sustainability of the electric supply. This island is projected in the future as a self-sustaining region incorporating renewable energy sources, which is why, using computational tools such as Neplan, Homer Pro, and MATLAB, case studies are developed for the proposal of diversification of the energy matrix of the island of San Andrés, through the implementation of PVSS (Photovoltaic Solar Systems), considering the technical restrictions of the current electrical network. It is found that the penetration of the PVSS can be up to 28 MW. The savings of a single year in fuel and subsidies, added to the monetization of carbon credits for tons of CO₂ not emitted, allow for the full financing of

departmental policies aimed at the entire vulnerable population of the Archipelago Department for the 2020 - 2023 four-year period. The return on investment with the result of the proposed optimization model is 3.18 years, which determines its viability.

Keywords: Photovoltaic systems; Diesel generation; Sustainability; FNCER; San Andrés Island.

1. Introducción

El Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, hace parte del territorio insular de la República de Colombia y se encuentra localizado a 775 km al noroeste de la costa atlántica del territorio continental, en el mar caribe.

En la actualidad, la prestación de bienes y servicios es la fuente mayoritaria de ingresos de los habitantes del Archipiélago, distante de la incipiente producción agrícola que, otrora, a finales del siglo XVIII propendía por la exportación de coco y algodón, dada la limitada disponibilidad de área para el desarrollo de actividades agropecuarias.

El turismo constituye el principal renglón de la economía, lo cual repercute en un continuo crecimiento de la demanda de energía, pues la ocupación hotelera en gran parte del año oscila entre el 80% y 95%, aspecto que no es nada favorable para la conservación de la reserva de Biósfera de Seaflower si se continúa con el esquema de generación actual en el que por cada galón de diésel usado para la producción de electricidad se están emitiendo alrededor de 10.1 kg de CO₂ a la atmósfera, con combustible proveniente de la Colombia continental.

Lo anterior, coincide con las principales conclusiones del Documento CONPES 3453 de 2006 “*Esquema de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas no Interconectadas*”, en el que se realiza un análisis detallado de las condiciones de prestación del servicio en las ZNI y se concluye que: “*Ante la baja capacidad de pago de los usuarios y los altos costos que puede alcanzar la prestación del servicio en las ZNI, el cierre financiero solo se puede lograr con un subsidio por la diferencia entre el costo real de la prestación del servicio y el valor que puedan pagar los usuarios*”, haciéndose insostenible en el tiempo, si se considera que en el período 2012 – 2016 el Estado colombiano desembolsó \$301.451.000.000 COP por concepto de subsidios a la tarifa en el Departamento Archipiélago (Documento CONPES 3855), siendo este el mayor valor registrado dentro de las ZNI, por ser la que presenta el mayor número de usuarios, y el consumo de combustible más elevado.

La Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia - SOPESA S.A. E.S.P. cuenta con una capacidad instalada de 52.000 kW para generación de

electricidad a partir de diésel en la isla de San Andrés. Según el documento de desarrollo de esquemas de gestión para Zonas No Interconectadas – ZNI de la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME la curva de carga promedio en San Andrés ha oscilado alrededor de 13 MW en hora valle y a 29 MW en horas pico desde 2010. Recientemente, en relación al crecimiento de la demanda se habla de alrededor de 32 MW.

Respecto a la confiabilidad, según la Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina – EEDAS S.A. E.S.P., como interventora del Área de Servicio Exclusivo – ASE, se reporta una disminución notable en las interrupciones promedio por circuito de distribución pasando de 8,3 horas/trimestre en 2011 a 2,1 horas/trimestre en 2021.

La isla de San Andrés es la más grande de las islas que forman parte del Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y tiene una extensión aproximada de 26 km². Según el atlas de radiación solar de Colombia, se habla de una radiación promedio de 6 – 7 kWh/m²/día y un brillo solar asociado de entre 8 y 10 horas al día, bastante superior si se compara con las 4,5 horas diarias en la ciudad de Bogotá D.C. Lo cual, denota el altísimo potencial de generación de electricidad mediante esta fuente de energía, máxime si en la isla de San Andrés la electricidad es generada a partir de plantas diésel, con combustible proveniente de la región continental del país.

Considerando la posición geoespacial de Colombia, el alto potencial de radiación solar asociado y los altos costos de generación de electricidad en el Archipiélago, directamente relacionados con el costo del combustible y el precio del transporte inherente a éste, en este trabajo se pretende hacer una evaluación técnica – económica de la competitividad de generar electricidad mediante energía solar fotovoltaica vs la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, específicamente diésel en la isla de San Andrés.

Dentro del análisis realizado, se propone una fuente de financiación para la implementación de la SSFV obtenida del modelo de optimización técnico económico desarrollado, evaluando el retorno de la inversión y el potencial social por el aprovechamiento de los recursos de subsidios estatales liberados, en aspectos que beneficien a la población vulnerable del territorio insular.

La interdependencia entre el precio de la energía y el precio de los combustibles necesarios para su generación, hacen que las variables que participan en la determinación de los costos de la electricidad del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina dependan no solamente de las condiciones locales, sino también de la geopolítica mundial, que, como históricamente se ha observado, tiene injerencia directa sobre el precio del barril de petróleo WTI que sirve de referencia para Colombia.

Aunado a lo anterior, las políticas estatales para incentivar el turismo en el territorio nacional, han llevado a cabo acciones como la creación de subsidios a los costos de los tiquetes aéreos para el desplazamiento a la isla desde la Colombia continental y la creciente oferta de planes turísticos a bajos costos, lo que ha disparado considerablemente el número de viajeros y consecuentemente, el incremento en la demanda de energía que se debe satisfacer por parte de las compañías de electricidad locales.

De manera cualitativa, según información reportada en el documento CONPES 3855 “*Concepto favorable a la nación para contratar una operación de crédito externo hasta por USD 10 millones, o su equivalente en otras monedas, destinados a financiar el programa de gestión eficiente de la demanda de energía en zonas no interconectadas: proyecto piloto Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*”, además de la dependencia exclusiva de combustibles fósiles para la producción de electricidad, hay aspectos determinantes como las prácticas inadecuadas en la selección, instalación, operación y mantenimiento de equipos y artefactos eléctricos, además de la obsolescencia en la tecnología en electrodomésticos que son intensivos en el consumo de energía en los sectores residencial, hotelero y comercial, entre los que se encuentran equipos de refrigeración y aire acondicionado, que agravan los efectos medioambientales negativos derivados de la generación de gases de efecto invernadero (GEI) en una zona de alto valor ecosistémico como lo es la reserva de la Biosfera de Seaflower, donde está localizado el departamento Archipiélago.

En términos de demanda, los sectores residencial, comercial, hotelero y oficial concentran el 99 % de los usuarios del servicio de energía eléctrica y el 97 % del consumo. Es importante resaltar que el sector hotelero que equivale al 1 % de los usuarios consume alrededor del 25 % de la energía generada (SOPESA, 2018).

Se identifica como problema central la insostenibilidad energética, económica y ambiental del suministro

energético mediante el esquema actual en la isla de San Andrés, que es donde se concentrará el presente estudio.

2. Antecedentes

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país, corresponden geográficamente al 52 % del territorio nacional, con una media de 280,38 MW, donde solamente el 5 % de dicha capacidad instalada corresponde a Fuentes No Convencionales de Energías Renovables – FNCER.

En el caso colombiano, los departamentos líderes en los proyectos de energía renovable se encuentran en la zona norte del territorio nacional, entre los que se destacan La Guajira, Atlántico, Cesar y Santander. Además, estos mismos departamentos tienen la mayor capacidad eléctrica instalada con un valor de 4.157 MW, más del 50 % del total registrado en todos los proyectos vigentes [1]. La matriz energética que caracteriza al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia tiene un alto componente hidrológico, dependiendo principalmente del comportamiento de las lluvias para lograr niveles de agua adecuados en los diferentes embalses.

El Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina hace parte de estas ZNI, dada su condición de insularidad, siendo su suministro energético actual a partir de generación térmica con diésel como combustible primario. San Andrés, es la más grande de las islas de este territorio, contando con una demanda promedio de 32 MW, y una infraestructura de 19 generadores alimentados por diésel que para 2019 produjo un total de 222 GWh, posicionándola como una región interesante para realizar un análisis técnico económico con diferentes casos de implementación de energía solar [2].

Las ciudades costeras enfrentan constantemente el desafío de hacer una planificación proactiva, dados los efectos originados por el cambio climático y los fenómenos meteorológicos extremos derivados que se han venido presentando a nivel mundial. Las emisiones de gases de efecto invernadero, originadas en gran medida por el uso de energías obtenidas de combustibles fósiles, intensifican los efectos del cambio climático en estas ciudades. Los retos que enfrentan, también incluyen el crecimiento poblacional constante y el conflicto entre la ascendente demanda de energía y la reducción de los recursos energéticos naturales [3]. Estos desafíos demandan una diversificación de la matriz energética, orientada hacia el uso de energías renovables para alcanzar una sostenibilidad ecológica y económica.

El Departamento Archipiélago, designado como Reserva de la Biosfera por la UNESCO en 2000, se enfrenta a problemas energéticos [4]. A pesar de su ecosistema bien conservado y su rica biodiversidad, su dependencia de los combustibles fósiles importados desde la zona continental del país conlleva altos costos de generación de energía eléctrica y elevados niveles de emisiones de gases de efecto invernadero [5].

Numerosos estudios se han realizado para evaluar la viabilidad de implementar energías renovables en la isla de San Andrés. Uno de estos estudios [6], propone un análisis FODA para seleccionar diferentes tipos de energías renovables: solar, undimotriz, eólica y Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC). Tras la selección, se analizan las limitaciones legales en dos escenarios que consideran diversas escalas de inversión y consumo energético: uno centrado en el gobierno y otro enfocado en la comunidad.

Este estudio concluye que la producción de energía limpia bajo ambos escenarios es menos costosa que la generación actual basada en combustibles fósiles. Además, la implementación de estas fuentes de energía renovable puede generar beneficios adicionales, como la mejora del suministro de agua, la reducción de la demanda de electricidad y un mayor involucramiento de la comunidad en los procesos energéticos.

La implementación de sistemas de energía renovable en lugares remotos, como el Archipiélago, presenta desafíos financieros considerables. A diferencia de las ZNI en la Colombia continental, los costos de instalación en estas islas son sustancialmente más altos [7]. Por lo tanto, se requiere de estrategias de financiamiento más atractivas. En tal sentido, el análisis debe desbordar la perspectiva económica e incluir los beneficios ambientales y sociales.

La literatura sobre los Sistemas Híbridos de Energía Renovable (HRES) en países en desarrollo se centra en gran medida en el diseño óptimo de estos sistemas. La meta principal es determinar el número o tamaño adecuado de componentes del sistema que satisfacen todas las restricciones y optimizan la función objetivo. Se han aplicado principalmente dos tipos de métodos para lograrlo: herramientas de software y técnicas de optimización. Se han documentado extensas revisiones de estos trabajos en [13-17].

Existen numerosos ejemplos de estudios que aplican técnicas de optimización para dimensionamiento óptimo de sistemas HRES. Maleki y Askarzadeh [18] utilizaron una técnica de optimización basada en búsqueda de armonía discreta para analizar un sistema híbrido fotovoltaico/eólico/diésel en Irán. Sawle et al. [20]

empleó un algoritmo genético y optimización de enjambres de partículas para optimizar un sistema fotovoltaico/eólico/biomasa en India. Dong et al. [19] propuso un algoritmo mejorado de colonia de hormigas para diseñar un sistema fotovoltaico/eólico/batería/hidrógeno autónomo en una isla china. Cada estudio estableció objetivos específicos, ya sea minimizar el costo anual total o maximizar la confiabilidad del sistema.

Existen también casos de estudios que utilizan herramientas de software para la optimización de sistemas HRES. Las herramientas de optimización, complementadas con software de diseño, como HOMER, han permitido la implementación de sistemas energéticos viables en lugares remotos y aislados. Un ejemplo de esto es el estudio realizado por Kang y Jung [24], quienes emplearon HOMER para optimizar un sistema fotovoltaico/eólico/de batería en una aldea remota en Corea del Norte. Los resultados demostraron que el sistema optimizado era más rentable que la extensión de la red eléctrica.

Yimen et al. [23] utilizó el software HOMER para analizar un sistema fotovoltaico/eólico/biogás/PHS autónomo para una aldea en Camerún. Adaramola et al. [25] también recurrió a HOMER para optimizar un sistema solar/eólico/generador diésel para una aldea hipotética en Ghana. Este software ha sido ampliamente utilizado en otros contextos, como en la optimización de sistemas híbridos en Kenia, Sudáfrica, y para la desalinización de agua de mar en Arabia Saudita [26, 27]. En [28], los autores compararon el sistema optimizado con la opción de extensión de red y encontraron que el sistema híbrido obtenido era más rentable para la ubicación seleccionada.

Entre tanto, los principales resultados obtenidos por los distintos autores consultados, permiten inferir que la combinación de herramientas computacionales para las diferentes etapas en la búsqueda de una solución técnico económico viable para la propuesta de diversificación de la matriz energética para el suministro de electricidad de la isla de San Andrés, puede ser el mejor camino. Los ejemplos de variables y restricciones utilizadas también sirven para orientar el planteamiento del problema a resolver y los posibles resultados a esperar.

2.1. Sistema eléctrico de la Isla de San Andrés

En primera instancia, es importante aclarar que el horizonte de tiempo analizado en relación con la demanda es previo a los períodos de aislamiento preventivo obligatorio realizados en Colombia y que

fueron derivados de la pandemia de Covid – 19 de los años 2020 y 2021.

Con lo anterior, se espera no incluir patrones de consumo que podrían considerarse atípicos dentro del análisis y que puedan conducir a resultados erróneos.

Tabla 1: Total de Usuarios en la isla de San Andrés, abril 2020

Tipo de usuario	Número	%
Alumbrado	2	0,01
Comercial	2694	11,42
Especial	125	0,53
Oficial	278	1,18
Provisional	704	2,98
Residencial	19783	83,88
Total	23586	100,00

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS S.A. E.S.P

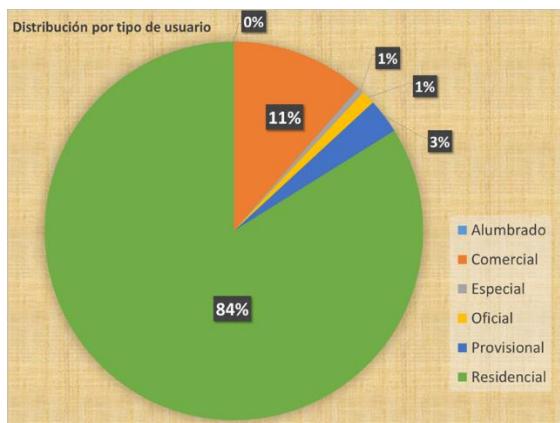


Figura 1: Ponderación por tipo de Usuarios en la isla San Andrés, abril 2020

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS S.A. E.S.P

En términos del consumo de energía promedio en kWh/mes de los 6 meses comprendidos entre octubre de 2019 y marzo de 2020, de conformidad con el tipo de usuario, la distribución es la siguiente:

Tabla 2: Consumo promedio de energía por tipo de usuario en el periodo octubre 2019 a marzo 2020.

Tipo de usuario	Consumo Promedio	%
Comercial	8.641.008	54,76
Especial	107.405	0,68
Oficial	1.350.116	8,56
Provisional	193.564	1,23
Residencial	5.488.231	34,78
Total	15.780.324	100,00

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS S.A. E.S.P

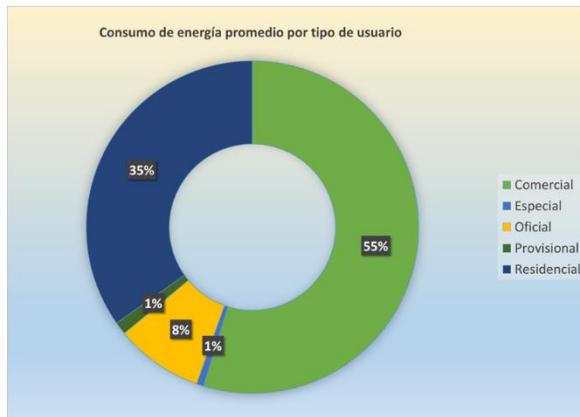


Figura 2: Ponderación de consumo por tipo de usuarios en la isla de San Andrés, en el periodo octubre 2019 a marzo 2020

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS S.A. E.S.P

Según se observa en las Tablas 1 y 2, y en las Figuras 1 y 2, aunque los usuarios de tipo comercial, solamente representan el 11,42 % respecto al total de los usuarios, demandan el 54,76 % de la energía consumida en el Archipiélago. De igual forma, mientras los usuarios residenciales representan el 83,88 % del total de usuarios, su consumo representa solamente el 34,78 % de la demanda energética en el Archipiélago.

Es importante anotar que en conjunto los sectores residencial y comercial representan el 89,54 % de la energía consumida y el 95.3 %, y del total de usuarios del Archipiélago, por cuanto cualquier tipo de acciones a implementar, deberían en principio, focalizarse en estos dos grupos de usuarios como población objetivo de las correspondientes intervenciones.

Según EEDAS S.A. E.S.P., la isla de San Andrés, con corte a marzo de 2020, contaba con 19.783 usuarios residenciales, distribuidos por rango de consumo mensual en kWh/mes, según se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3: Número de Usuarios residenciales por rango de consumo en el Archipiélago de San Andrés, marzo 2020

Rango de Consumo	Número de Usuarios por Rango de Consumo					Total	Participación (%)
	1 – 187 kWh/mes	1 – 800 kWh/mes	188 – 800 kWh/mes	> 800 kWh/mes			
Residencial 1	1.806		2.027	40	3.873	19,58	
Residencial 2	3.643		4.108	128	7.879	39,83	
Residencial 3	2.358		3.394	263	6.015	30,40	
Subtotal	7.807	0	9.529	431	17.767	89,81	
	1 – 187 kWh/mes	1 – 800 kWh/mes	188 – 800 kWh/mes	> 800 kWh/mes	Total	Participación (%)	
Residencial 4		1.031			153	1.184	5,98
Residencial 5		578			130	708	3,58
Residencial 6		87			37	124	0,63

Subtotal	0	1.696	0	320	2.016	10,19
Total	7.807	1.696	9.529	751	19.783	100
Participación (%)	39,46	8,57	48,17	3,80	100,00	

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

Adicionalmente, se dispone del consumo en kWh/mes de los usuarios residenciales indicados en la Tabla 3:

Tabla 4: Consumo en kWh/mes por rango de consumo en el Archipiélago de San Andrés, marzo 2020.

CONSUMO EN kWh/mes POR RANGO DE CONSUMO						
Rango de Consumo	1-187	1-800	188 – 800	> 800	Total	(%)
Tipo de Estrato						
Residencial 1	188.899		654.824	41.102	884.825	16,12
Residencial 2	358.559		1.387.741	129.755	1.876.055	34,19
Residencial 3	219.107		1.275.673	293.458	1.788.238	32,59
Subtotal	766.565	0	3.318.238	464.315	4.549.118	82,90
	1 – 187	1 – 800	188 – 800	> 800	Total	(%)
Residencial 4		324.443		186.703	511.146	9,31
Residencial 5		196.563		149.009	345.572	6,30
Residencial 6		24.740		56.898	81.638	1,49
Subtotal	0	545.746		392.610	938.356	17,10
Total	766.565	545.746	3.318.238	856.925	5.487.474	100
Participación (%)	13,97	9,95	60,47	15,62	100,00	

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

De acuerdo a lo anterior, es posible concluir que el estrato con mayor número de usuarios es el estrato 2, con 7.879 medidores. Adicionalmente, la mayor cantidad de usuarios (9.529) tiene un consumo que puede ubicarse en el intervalo de 188 – 800 kWh, con una energía asociada de 3.318.238 kWh/mes. Complementariamente, el estrato con menor número de usuarios es el estrato 6, con 124 medidores.

De acuerdo con los intervalos de consumo, aunque la menor cantidad de usuarios (751) se ubica en el intervalo de consumo superior a los 800 kWh/mes, con una energía asociada de 856.925 kWh/mes, el menor consumo asociado, corresponde a los 1.696 usuarios de los estratos 4, 5 y 6, localizados en el intervalo 1 – 800 kWh/mes, con un valor de 545.746 kWh/mes.

Los intervalos definidos en las tablas previamente expuestas, son importantes, dado que, corresponden a los límites establecidos para la asignación de subsidios a las tarifas de electricidad cobradas a los usuarios, como se verá más adelante.

2.2. Subsidios para las ZNI

El Documento CONPES 3453 de 2006 establece un esquema para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. Dicho documento detalla que, debido a la baja capacidad de pago de los usuarios y los altos costos de prestación del servicio, principalmente por el uso de combustibles fósiles y mantenimiento de la infraestructura, es necesario un subsidio para cubrir la diferencia entre el costo real del servicio y lo que los

usuarios pueden pagar. Se insta al Gobierno Nacional a diseñar esquemas sostenibles que implementen energías renovables, eficiencia energética y reducción de pérdidas, y utilicen subsidios diferenciales para asegurar la prestación del servicio en las ZNI.

En términos de subsidios, para los clientes residenciales en estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional, se aplica un subsidio sobre el consumo de subsistencia (173 kWh/mes para alturas inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar, y 130 kWh/mes para alturas superiores). Los porcentajes de subsidio son: Estrato 1: 50 %-60 %, Estrato 2: 40 %-50 %, y Estrato 3: 15 %. El estrato 4 no tiene subsidio, y a los estratos 5 y 6 se les factura una sobretasa del 20 % sobre el consumo total como contribución.

Para las ZNI, la asignación de subsidios se complica debido a la dificultad de asumir los costos del servicio para toda la población. De acuerdo con la Ley 1117 de 2006, los esquemas de subsidios deben diseñarse en función de las necesidades y la capacidad de pago de los usuarios de la región. Por ejemplo, en las ZNI el costo real de un kWh puede superar los \$1.000, en comparación con \$325-\$400 en los que se encuentra habitualmente el costo dentro del SIN.

En el caso específico de la isla de San Andrés, se ha implementado un esquema subsidiario en función de la capacidad de pago de los usuarios y el costo real de la energía. El subsidio percibido depende de las características socioeconómicas del usuario y cubre la diferencia entre el Costo de Prestación Unitario (CU) y la tarifa cobrada al cliente. El CU incluye todos los costos de las actividades concesionadas y las inversiones necesarias para la prestación del servicio. El Ministerio de Minas y Energía ha diseñado un esquema escalonado de subsidios para la isla, donde el monto del subsidio es inversamente proporcional al consumo del usuario. Se establece un límite de 800 kWh/usuario/mes para recibir el beneficio.

2.3. Cálculo del GCM

El Costo de Generación de Combustible por Mes (GCM) se refiere al costo por kWh del combustible necesario para generar energía. Este valor se calcula en función de la eficiencia de las unidades generadoras en términos de galones consumidos por kWh.

En la isla de San Andrés, la energía es generada por dos unidades MAN Diésel de 13,4 MW cada una, dos unidades MB Blackstone de 9,8 MW cada una, y seis unidades EMD GM Diésel de 2,9 MW cada una, totalizando una potencia nominal de 63,8 MW. Por otro lado, en las islas de Providencia y Santa Catalina, la

generación de energía está a cargo de dos unidades EMD GM Diésel de 1,4 MW y una unidad de 0,75 MW, sumando una potencia nominal de 3,55 MW. La capacidad total de generación del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina es de 67,35 MW.

En cuanto a la eficiencia, las unidades más eficientes son las MAN Diésel, mientras que las menos eficientes son las EMD GM Diésel.

Los componentes de la fórmula tarifaria incluyen: la energía neta entregada por cada unidad al sistema de distribución en el mes anterior (E_t m-1), el costo del combustible para la generación de energía del mes (G_c o G_{cm}), el consumo específico de combustible para la producción de 1 kWh (CECi), el precio del combustible en el mes (PCm), el reconocimiento por Administración, Operación y Mantenimiento e inversiones (IAOM), el índice de precios al productor (IPP), y el valor reconocido al concesionario por el uso de energías renovables (Am). Además, se toman en cuenta las pérdidas de energía, que son del 12 % y 6 % para los niveles de tensión 1 y 2 en San Andrés, respectivamente.

La variable Am representa el valor reconocido al concesionario por el uso de energías renovables. Sin embargo, dado que no se han realizado esfuerzos para reemplazar las unidades de diésel en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, la variable ΔPC_m (diferencia en el precio del combustible cuando se utilizan sustitutos) y $eim-1$ (energía neta entregada por la tecnología sustituta al sistema) son ambas 0, resultando en un valor de Am de 0.

El CU está diseñado para incentivar la eficiencia en la prestación de servicios por parte de los operadores de red. Dado que uno de los factores para su remuneración está dado en términos de pérdidas técnicas, cuanto más eficiente sea el operador (menores pérdidas técnicas), mayor será este coeficiente, ya que el denominador estará más cercano a la unidad.

Para ilustrar claramente la relación entre el CU, la tarifa y el subsidio en cada uno de los rangos de consumo, se puede referir a una gráfica que muestra estos elementos en el periodo comprendido entre enero de 2014 y diciembre de 2019, específicamente para los usuarios residenciales de estrato I en el nivel de tensión I.

2.4. Análisis regulatorio

En Colombia, la política energética está bajo la responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía, mientras que la regulación de las actividades para la prestación de los servicios públicos en los sectores de energía, gas y combustible recae en la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Centrándonos en el Departamento Archipiélago, la legislación más relevante es la que se refiere a las ZNI. Sin embargo, también se consideran algunos aspectos regulatorios dirigidos al Sistema Interconectado Nacional (SIN), ya que tienen potencial de aplicabilidad a las ZNI.

Han pasado ya casi tres décadas desde la última gran reforma del sector, con las Leyes 142 y 143 de 1994. A pesar de los esfuerzos por equilibrar elementos normativos, ambientales, técnicos y económicos, la regulación de las ZNI aún está significativamente atrasada en comparación con el SIN.

Esta disparidad podría ser resultado de que, hasta 2020, sólo 431.137 viviendas del total nacional estaban sin acceso a la electricidad, de las cuales 223.688 estaban en zonas contiguas al SIN y 207.449 en ZNI. Además, según el Plan de Expansión y Cobertura (PIEC 2016 – 2020), lograr una electrificación completa requeriría inversiones de alrededor de 5 billones de pesos, una suma significativa en relación con el presupuesto nacional. Lo anterior, confirma que las zonas que actualmente carecen de acceso a electricidad son remotas, costosas de atender y, a menudo, tienen altos niveles de necesidades básicas insatisfechas. Por lo tanto, la sostenibilidad del suministro requiere un esfuerzo adicional y sostenido por parte del Estado.

En lo que respecta a la normativa general de las Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), la Ley 1715 de 2014 juega un papel central, ya que regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Esta Ley, tiene el objetivo de incentivar el uso de dichas fuentes de generación mediante varias herramientas, entre las que destacan:

1. Deducción especial en el impuesto sobre la renta: Los contribuyentes que hagan nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión para la producción y uso de energía a partir de FNCER o gestión eficiente de la energía, pueden deducir hasta el 50 % del valor de las inversiones de su impuesto sobre la renta.
2. Depreciación acelerada: Esta es una deducción permitida al declarar el impuesto sobre la renta, por una proporción del valor del activo que no puede exceder el 20% anual.
3. Exclusión de bienes y servicios de IVA: En la compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos y/o servicios nacionales

o importados destinados a la producción de energía a partir de FNCER, no se pagará el Impuesto al Valor Agregado (IVA), que en Colombia es del 19 %.

4. Exención de gravámenes arancelarios: Se excluye del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre inversión y de inversión de proyectos con FNCER.

Para obtener estos beneficios, es necesario obtener una certificación emitida por la UPME, que avale el proyecto en el que se utilizarán los equipos, materiales y/o maquinarias que serían sujeto de exención. Otra entidad que puede otorgar esta certificación es la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

El Decreto 1623 de 2015 modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, estableciendo lineamientos para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN y en las ZNI. Según expertos, romper los paradigmas entre los conceptos aplicables al SIN y a las ZNI podría ser un salto importante para ampliar el marco regulatorio y disminuir las brechas normativas entre estos dos ámbitos. Un ejemplo sería la planificación centralizada integrada por la UPME en nuevas alternativas como soluciones individuales y microrredes. También estipula que, cuando no sea económicamente eficiente conectar usuarios al SIN para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica, se pueden emplear soluciones aisladas centralizadas o individuales y microrredes. Estas soluciones serán construidas y operadas principalmente por operadores de red del SIN o a través de esquemas empresariales como las Áreas de Servicio Exclusivo (ASE), como es el caso específico del Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Además, se establece que las soluciones aisladas deberán priorizar las FNCER o GLP por encima de la generación a partir de diésel, según el criterio de eficiencia económica de las empresas.

La normativa colombiana establece condiciones específicas para la remuneración en la prestación de servicio en ZNI. Se destaca que se deben tener en cuenta las particularidades de la región y aspectos como el Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC, por sus siglas en inglés), la discriminación de costos conforme al número y la dispersión de usuarios a ser atendidos con soluciones aisladas centralizadas e individuales y microrredes.

En cuanto a la remuneración de las nuevas fuentes de generación a partir de FNCER, el cargo será equivalente al de la generación con diésel en el momento de realizar la inversión y será estable por el tiempo suficiente para recuperar los costos eficientes de la inversión, los cuales estarán en línea con la tecnología empleada. La CREG será la encargada de determinar la forma de remuneración de los activos, una vez termine dicho periodo.

La Ley 2099 de 2021, pretende modernizar la legislación existente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través del uso, desarrollo y promoción de FNCER, y la reactivación económica del país. Establece la creación del Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGIA), que tiene como objetivo la coordinación, articulación y focalización de los recursos para financiar y realizar planes, proyectos y programas que mejoren la calidad del servicio, expandan la cobertura energética y normalicen las redes de energía eléctrica y gas combustible, con criterios de sostenibilidad ambiental y progreso social. El FONENERGIA atenderá las emergencias en las ZNI, inversiones en acometidas y redes internas, así como en mecanismos de sustitución hacia FNCER y combustibles más limpios.

Actualmente, se está trabajando en la elaboración del manual operativo y reglamentación de FONENERGIA, que sustituirá a varios programas y fondos existentes, incluyendo el Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), el Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), el Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y el Fondo Especial Cuota Fomento Gas Natural (FECFGN).

La Resolución CREG 101 026 de 2022 define la fórmula tarifaria general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV) en ZNI. Este documento establece que las tarifas en estas zonas deben incentivar una oferta energética eficiente y estable y promover el uso de tecnologías de generación que aprovechen las fuentes renovables de energía. El objetivo es minimizar los costos en la prestación del servicio y reducir el impacto ambiental. Propone una metodología tarifaria que permita la remuneración del servicio y las actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica mediante SISFV. En su diseño se consideran las particularidades de las regiones en las que se presta el servicio, el número y dispersión de los usuarios a ser atendidos, y la necesidad de garantizar la disponibilidad del servicio independientemente del

consumo. Tiene aplicabilidad para usuarios regulados, atendidos mediante SISFV en áreas rurales dispersas, o en aquellas zonas identificadas por la UPME como zonas para ser atendidas con este tipo de soluciones. No se aplica a la autogeneración.

Una SISFV se define como el conjunto de unidades constructivas que, integradas, aprovechan la energía solar para la entrega de energía eléctrica a un único usuario no conectado a una red de distribución de energía eléctrica.

La regulación en Colombia incorpora varios conceptos para la prestación del servicio de energía eléctrica mediante SISFV. Además de los costos unitarios de prestación del servicio para esquemas de facturación normales y de prepago, el cargo máximo de inversión para el servicio y el cargo máximo de administración, mantenimiento y gestión comercial (AMGC), se introduce el concepto de “Nivel de Servicio”. Este es un acuerdo entre el proveedor del servicio de energía y el usuario, que establece el tipo de sistema (AC o DC), si se ofrecerá almacenamiento y la cantidad mínima de energía que un usuario puede consumir al día.

El Proyecto de Resolución CREG 701 007 de 2022 establece el reglamento para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Este proyecto proporciona un conjunto de normas y requisitos para la generación, distribución y comercialización en ZNI, con el objetivo de regular la operación. Enfatiza la necesidad de una buena planificación que incluya tanto las plantas de generación actuales como nuevas plantas de generación o autogeneración. Además, destaca la importancia de los sistemas de medición para garantizar eficiencia, adaptabilidad y neutralidad.

Esta normativa también destaca la calidad del servicio para generación, distribución y comercialización en ZNI. En relación a las SSFV, establece que la energía medida por el sistema debe ser al menos el 70% de la energía teórica calculada. Si esto no se cumple, se debe justificar ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), utilizando datos oficiales del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).

Desde el punto de vista del análisis, la implementación de nuevos proyectos de FNCER es conveniente para el suministro energético, considerando los beneficios tributarios a los que pueden acceder los inversores. Aunque el Departamento Archipiélago está exento del Impuesto al Valor Agregado (IVA) según el Artículo 22 de la Ley 47 de 1993, existen otros beneficios tributarios

que hacen atractiva la inversión en este tipo de proyectos, para distintos actores tanto de naturaleza pública, como privada. Se observan acciones concretas para la masificación de la generación de energía a partir de FNCER, teniendo en cuenta la creación del FONENERGÍA como una nueva fuente de financiación.

Si bien, el Departamento Archipiélago no tiene un sector industrial altamente desarrollado, el sello de producción limpia al que pueden optar las empresas gana un valor importante teniendo en cuenta la localización en la Reserva de Biósfera de Seaflower, y el alto componente turístico en la economía local, por cuanto la marca de producción amigable con el medio ambiente puede ser un factor diferenciador en el ecosistema empresarial del territorio insular.

Se propone por la diversificación de la matriz energética en ZNI y ASE, mismas que históricamente en el país han dependido 100% de combustible fósil, dado que no solamente se priorizan las FNCER sobre el diésel, sino que además se propone un esquema de remuneración para las empresas que permita la recuperación de la inversión en estas nuevas fuentes de generación.

3. Metodología

Como se ha mencionado, ante los problemas técnicos, económicos y ambientales del actual esquema de generación de electricidad para la satisfacción de la demanda creciente de energía, se ha vislumbrado en las FNCER una luz de aliento que permita llevar a cabo el abastecimiento de los requerimientos energéticos de los habitantes y visitantes de la isla de San Andrés de una manera sostenible.

Al respecto, se abordará una propuesta de suministro energético a partir de la implementación de Soluciones Solares Fotovoltaicas – SSFV, que tiene en cuenta los aspectos más relevantes en términos técnicos, económicos y ambientales específicos de la isla de San Andrés.

3.1. Radiación solar en SAI

Uno de los parámetros más importantes a considerar para el dimensionamiento de las SSFV es la radiación solar. Entre tanto, la fiabilidad de los sistemas de generación que se propongan con este tipo de tecnología depende en gran parte de la rigurosidad y confiabilidad de la fuente de la que es tomada esta información.

Para el caso de la isla de San Andrés se identificaron 2 fuentes principales de datos históricos para la radiación: La estación meteorológica de propiedad del IDEAM localizada en el aeropuerto internacional Gustavo Rojas

Pinilla, y los datos capturados de manera satelital por la Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio – NASA.

Para el caso de la estación meteorológica propiedad del IDEAM, la denominación de la estación es “*Aeropuerto Sesquicenten 17015010*”, ubicada a una altitud de 1, latitud de 12,54218333 y longitud de -81.730996944. Las mediciones de la estación van desde el año 2014 al año 2022, son datos de radiación solar medida en watt-hora por metro cuadrado [Wh / m²] medida para las 24 horas del día.

En relación a la información obtenida de la NASA, los datos hacen parte del proyecto Prediction of worldwide energy resources – POWER, y para el caso de San Andrés la georreferencia de la estación meteorológica es latitud: 12.5421833 y longitud -81.730969.

Teniendo en cuenta la relevancia de las 2 fuentes de información y la importancia de la radiación como parámetro para el adecuado dimensionamiento de las SSFV, se consideró apropiado determinar la correlación entre los datos suministrados por el IDEAM y la NASA. Para este análisis, se compararon datos en el mismo intervalo de tiempo, tomando como referencia la información disponible de la estación del IDEAM [32].

Después de evaluar la correlación entre los datos de estas dos fuentes utilizando el Coeficiente de correlación de Pearson, se encontró una correlación casi perfecta. Sin embargo, se optó por usar los datos del IDEAM al disponer de mayor detalle, permitiendo análisis más profundos en intervalos de tiempo anuales, mensuales o diarios para obtener una mayor precisión si es necesario.

3.2. Caso de estudio

El sistema de distribución local (SDL) en la Isla de San Andrés está compuesto por 13 circuitos alimentados por dos subestaciones de distribución, El Bight y School House. Según informes, la demanda pico en la isla es de 32 MW, que se distribuye en un 60% en El Bight, un 38.35% en School House y un 1.65% se pierde en el sistema.

El sistema de distribución tiene una configuración de anillo con cuatro fuentes principales de generación. Tiene 6 unidades de generación EMD710 de 3.6 MVA, 2 unidades de generación MAN de 17.9 MVA y dos unidades de generación MB430 de 12.1 MVA, todas con una tensión de 13.8 kV y un factor de potencia de 0.8.

Con el fin de determinar el impacto de la integración de FNCR en la red actual, se realizó un análisis preliminar, planteando en la herramienta HOMER Pro un sistema

centralizado de energía renovable de 7.5 MW y un barrido de sistemas de generación distribuida de 1 MW a 25 MW, con incrementos de 5 MW, repartidos en partes iguales entre las dos subestaciones. Los resultados mostraron que con 21.7 MW de generación distribuida se cubre la carga máxima.

Tomando como referencia la simulación de los escenarios actuales de generación y demanda, utilizando ahora el software NEPLAN, se obtiene como resultado que el nivel máximo de penetración de las soluciones solares fotovoltaicas es de aproximadamente 28 MW, encontrando este valor como límite técnico.

En el análisis técnico-económico, se consideraron dos escenarios de implementación a 25 años. El Escenario A es el estado actual con generación 100% diésel, y el Escenario B implica una implementación masiva de SSFV equivalente al límite técnico, antes indicado.

El costo de implementación de las SSFV se desglosa en diseño, suministro, logística y transporte, e instalación, pruebas y puesta en marcha. Dependiendo de la escala de las SSFV, los costos pueden variar. Es importante considerar que los costos de los materiales e insumos importados pueden verse afectados por la fluctuación de las tasas de cambio y la geopolítica mundial.

Adicionalmente, dado que en la isla de San Andrés no existe un área única donde pudiese ubicarse la SSFV que suministre los 28 MW equivalentes al límite técnico, se establecieron 3 tipos de solución, que de acuerdo a su tamaño se planteó su clasificación así: SSFV a baja escala: Generación < 10 kWp; SSFV a mediana escala: 10 kWp < Generación < 100 kWp; SSFV a gran escala: Generación > 100 kWp.

Para poder establecer valores específicos con condiciones reales, se usaron parámetros de SSFV Off Grid de 3 kWp, 50 kWp y 144 kWp genéricas sin almacenamiento instaladas en la isla de San Andrés, para estimar los costos de implementación a las escalas de generación baja, mediana y grande, respectivamente.

Se observa que los costos asociados al diseño y la certificación RETIE tienen un gran peso en las soluciones de SSFV a baja escala (aproximadamente 25% del valor total), mientras que su ponderación disminuye a medida que la escala de la solución aumenta (12.8% para soluciones a mediana escala y 11.8% para grandes). En general, cuanto mayor es el tamaño de la solución, menor es el costo unitario del kWp instalado.

El escenario B fue simulado con HOMER Pro, en un horizonte de 25 años, utilizando datos de radiación solar

pico para la isla de San Andrés de 6,7 kWh/m²/día, provenientes del National Renewable Energy Laboratory, observando una generación de alrededor de 51.578.000 kWh y un 4.78% de energía no consumida al año.

Para la estimación de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de las SSFV en la isla de San Andrés, se utilizó una hoja de cálculo desarrollada por EEDAS S.A. E.S.P. Los costos de AOM para SSFV se estiman en un 2% anual del valor de la solución. Se resalta la importancia de un adecuado mantenimiento de las SSFV, debido a las condiciones climáticas particulares de San Andrés, que pueden acelerar el deterioro de los componentes de la instalación. Entre tanto, se obtiene que el AOM es: SSFV 3 kWp: \$981.711,612/año; SSFV 50 kWp: \$7.455.191,33/año y SSFV 144 kWp: \$19.443.630,672/año.

3.2.1. Modelo de optimización

En el desarrollo del trabajo, se propone un modelo con la finalidad de optimizar la combinación de SSFV a pequeña, mediana y gran escala que tengan la capacidad de suministrar la potencia equivalente al límite técnico de penetración de renovables, encontrada mediante el flujo de potencia simulado en NEPLAN. Lo anterior, permite la diversificación de la matriz energética de la isla de San Andrés. Se consideran tanto los costos iniciales, como los costos de AOM de cada tipo de SSFV, así como el costo del combustible, los costos operativos de la tecnología de generación actual y la AOM de la generación diésel. El modelo también se encarga de calcular el ahorro en combustible derivado de la energía suministrada por las SSFV, que desplaza la generación de energía a partir de diésel.

Para el planteamiento y resolución del modelo, se usó el software MATLAB, con entradas que incluyen los parámetros obtenidos en NEPLAN y HOMER Pro. El modelo utiliza un conjunto de variables para optimizar el sistema, que incluyen el precio del combustible, la potencia de salida del generador diésel, la tasa de consumo de combustible del generador diésel, el precio del consumo de combustible, el tiempo de vida del proyecto, entre otros.

3.2.2. Sistema fotovoltaico

El modelo de optimización incorpora un sistema fotovoltaico, además de un generador diésel para satisfacer la demanda total de la isla. Los paneles solares convierten la luz solar en electricidad, y su potencia de salida depende de la intensidad radiante solar, la capacidad de absorción, el área del panel y la temperatura de la celda. Se presenta una serie de ecuaciones para describir estos procesos y variables, incluyendo factores

como la radiación solar, la temperatura de la celda, y la eficiencia del panel.

Los costos asociados con el sistema fotovoltaico se calculan utilizando el costo de inversión de cada solución, multiplicado por la cantidad de sistemas de cada solución, y se suma al costo anual de operación y mantenimiento. También se tienen en cuenta los valores nominales de potencia de los módulos solares proporcionados por el fabricante, y se ajustan según las condiciones específicas en la isla de San Andrés.

Para asegurar una aproximación más cercana a la realidad de las condiciones de operación en San Andrés, el modelo de optimización también considera factores como la temperatura, la irradiancia y la demanda. Estos se manejan a través de iteraciones que barrerán estos parámetros, ayudando a la obtención de la solución óptima. Se incluyen también las curvas suministradas por el fabricante en relación al desempeño de los módulos ante variaciones en los parámetros mencionados, que son contempladas en el modelo propuesto en el estudio.

3.2.3. Sistema diésel

El generador diésel en este modelo actúa como respaldo del sistema híbrido, y los costos asociados con su funcionamiento incluyen el costo del combustible. Este último depende de cuánto produce el generador diésel cada hora y del precio del combustible.

La eficiencia de las unidades de generación en San Andrés y Providencia se calcula utilizando datos proporcionados por EEDAS S.A. E.S.P. En San Andrés, la eficiencia se establece en 0,0622 galones por kilovatio-hora (gal/kWh), mientras que en Providencia es de 0,0793 gal/kWh. Esto se traduce en un consumo de combustible de 16 kWh/galón en San Andrés y 12,6 kWh/galón en Providencia. En el modelo, se presenta una fórmula para calcular la cantidad de combustible consumido (FCG), que depende de la eficiencia de las unidades de generación (η_{SAI}) y la potencia nominal del generador diésel (PR-G).

Los costos asociados con el generador diésel se calculan considerando el costo de inversión del generador diésel (ICdg), el costo de combustible (FCdg), el costo de operación y mantenimiento (OMCdg) y el costo de reemplazo (RCdg). Sin embargo, se aclara que en este esquema de generación propuesto no se contempla reinversión de recursos en las plantas diésel, lo que hace que ICdg sea igual a cero. El costo total del generador diésel (NPCdg) se calcula multiplicando el costo de combustible (FCdg) por la cantidad de combustible consumido (FCG).

3.2.4. Costos

La función de costo total del sistema híbrido (TNPC), que incluye los costos asociados con el sistema fotovoltaico y el generador diésel, se selecciona como la función objetivo para dimensionar el sistema híbrido. El optimizador ajustará las variables de decisión, que en este caso son la cantidad de SSFV a implementar de cada tamaño de generación, de manera óptima para minimizar el valor de TNPC y cumplir con las restricciones del problema. La ecuación final para el TNPC es la suma de los costos del sistema fotovoltaico (NPCPV) y el generador diésel (NPCdg).

3.2.5. Solución óptima

Se encuentra que la solución óptima para el abastecimiento de los 28MW que corresponden al límite técnico de penetración de energías renovables en la red eléctrica de San Andrés es la siguiente:

Tabla 5: Combinación óptima de SSFV obtenida del modelo

Capacidad	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
3 kWp	36	\$49.085.580,60	\$1.767.080.901,80
50 kWp	2	\$372.759.566,40	\$745.519.132,80
144 kWp	193	\$972.181.533,60	\$187.831.035.984,80
Total			\$190.143.636.019,20

Fuente: Elaboración propia, 2022

Esta solución propuesta por el modelo de optimización generaría alrededor de 51.578.000 kWh/año.

4. Resultados

4.1.1. Viabilidad técnica y económica

Existe una fuerte tendencia en el desarrollo de nuevos materiales y masificación en la fabricación de tecnologías que, aunados a una creciente demanda de energía eléctrica por aspectos como el incremento en el uso de vehículos eléctricos y los incentivos al uso de FNCR, hacen evidente una tendencia decreciente en el costo de las SSFV en un horizonte de corto y mediano plazo. Esto se observa en los recientes estudios adelantados por la Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables – EERE, donde se prevé una disminución que puede llegar hasta alrededor de un 50% en relación con el costo actual de las tecnologías necesarias para la implementación de SSFV al año 2030.

Un escenario de interés para el suministro energético de la isla de San Andrés, podría observarse revisando cómo podría cambiar la distribución en la combinación de SSFV de 3 kWp, 50 kWp y 144 kWp necesarias para satisfacer la demanda equivalente al límite técnico en un futuro en el que los costos de las tecnologías se comporten como lo proyecta la EERE. En un ejercicio netamente académico, se supondrá que el límite técnico

de la demanda a satisfacer mediante SSFV seguirá siendo de 28MW en el año 2030.

Entre tanto, si bien es cierto que el costo de las tecnologías puede disminuir hasta aproximadamente 50% en el año 2030, aspectos como el diseño; logística y transporte; instalación, pruebas y puesta en marcha y la certificación RETIE tendrán un comportamiento de incremento de costos derivado de las variaciones en el IPC año tras año. Para el caso colombiano, según el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, el Índice de Precios al Consumidor (IPC), ha sido en promedio de 4% en los últimos 10 años (2011 – 2021).

En las siguientes tablas, se observa una proyección de costos estimada para las soluciones ya mencionadas para pequeña, mediana y gran escala al año 2030, considerando la disminución esperada en el precio de las tecnologías y las variaciones interanuales del IPC, anteriormente indicadas:

Tabla 6: Proyección de costos a 2030 SSFV 3 kWp.

Ítem	Valor	%
Diseño	\$8.211.414,30	16,0
Suministro	\$7.606.325,25	14,8
Logística y transporte	\$2.315.618,83	4,5
Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha	\$16.422.828,60	32,0
Certificación RETIE	\$8.211.414,30	16,0
Subtotal	\$42.767.601,29	83,3
Administración	\$2.138.380,06	4,2
Imprevistos	\$2.138.380,06	4,2
Utilidad	\$4.276.760,13	8,3
Total	\$51.321.121,55	100,0
Precio/kwp instalado	\$17.107.040,52	33,3

Fuente: Elaboración propia, 2022

Tabla 7: Proyección de costos a 2030 SSFV 50 kWp.

ítem	Valor	%
Diseño	\$32.845.657,21	11,7
Suministro	\$109.716.486,00	39,0
Logística y transporte	\$9.853.697,16	3,5
Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha	\$49.268.485,81	17,5
Certificación RETIE	\$32.845.657,21	11,7
Subtotal	\$234.529.983,40	83,3
Administración	\$11.726.499,17	4,2
Imprevistos	\$11.726.499,17	4,2
Utilidad	\$23.452.998,34	8,3
Total	\$281.435.980,08	100,0
Precio/kWp instalado	\$5.628.719,60	2,0

Fuente: Elaboración propia, 2022

Tabla 8: Proyección de costos a 2030 SSFV 144 kWp.

ítem	Valor	%
Diseño	\$82.114.143,02	11,7
Suministro	\$301.275.639,00	42,9
Logística y transporte	\$29.561.091,49	4,2
Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha	\$98.536.971,63	14,0
Certificación RETIE	\$73.902.728,72	10,5
Subtotal	\$585.390.573,86	83,3
Administración	\$29.269.528,69	4,2
Imprevistos	\$29.269.528,69	4,2
Utilidad	\$58.539.057,39	8,3
Total	\$702.468.688,64	100,0
Precio/kWp instalado	\$4.878.254,78	0,7

Fuente: Elaboración propia, 2022

De lo anterior, se observa que con el transcurrir del tiempo en el período 2022 – 2030, si bien el costo de las tecnologías disminuye significativamente, los demás ítems necesarios para la implementación de las SSFV incrementan su valor en una proporción no del todo despreciable.

Sin embargo, lo más importante es evaluar en términos absolutos cómo cambia el valor total de las soluciones una vez previstos los decrementos en los valores del suministro y el incremento en las demás variables. Esto, se observa a continuación:

Tabla 9: Comparativo Costo/kWp instalado 2022 vs 2030

	Costo kWp 2022	Costo kWp 2030	Variación (\$)	Variación (%)
SSFV 3 kWp	\$49.085.580,80	\$51.321.121,55	\$2.235.540,95	4,55
SSFV 50 kWp	\$372.759.568,40	\$281.435.980,08	-\$91.323.588,32	-24,50
SSFV 144 kWp	\$972.181.533,80	\$702.468.688,64	-\$269.712.844,96	-27,74

Fuente: Elaboración propia, 2022

Se concluye que, como se indicó anteriormente, en las soluciones a mediana y gran escala que tienen una alta ponderación del costo de suministro, materiales e insumos sobre el valor total de la SSFV, la proyección de disminución en los costos en el valor de las tecnologías redundará de manera directa en un menor valor total de las soluciones con decrementos de entre 24,5% y 27,74%.

Lo anterior, también es favorable en el caso de las SSFV a pequeña escala, pues, aunque se observa un incremento absoluto del 4,55% del valor de 2030 vs el valor de 2022, es un porcentaje pequeño, si se compara con el ascenso anual del IPC que es la variable que más afecta en los ítems de diseño; logística y transporte; instalación, pruebas y puesta en marcha y la certificación RETIE en el transcurrir de los 8 años. analizados

Disponiendo de los nuevos valores de las SSFV para el año 2030, se procede a introducir estos nuevos costos en el modelo de optimización, con el fin de determinar el nuevo arreglo que a futuro podría utilizarse para el suministro energético previsto de 28MW equivalentes al límite técnico del sistema eléctrico de la isla de San Andrés.

Como era de esperar, la combinación óptima de SSFV de proyectada a 2030 es la misma que para el año 2022 (36 de 3 kWp, 2 de 50 kWp y 193 de 144 kWp), pues las variaciones de disminución en los costos de la tecnología del 50% y el incremento en los demás ítems necesarios para la implementación de las SSFV del 20%, previamente indicados, tienen las mismas proporciones para los 3 tipos de SSFV.

Ahora bien, dadas las limitaciones de espacio que tiene el territorio insular para la ubicación de SSFV individuales a nivel de piso, es importante conocer si la solución propuesta por la herramienta de optimización combinando soluciones de pequeña, mediana y gran escala tiene una implementación probable a nivel de techos y cubiertas.

En el año 2017 fue llevado a cabo el estudio “*Solar Resource Assessment San Andrés and Providencia*” por parte de Rocky Mountain Institute – Carbon War Room (RMI-CWR) por solicitud del Gobierno Nacional de la República de Colombia [34].

En dicho análisis se evaluó el potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en los techos y cubiertas de las edificaciones existentes en las dos islas mayores del departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y aunque no tuvo en cuenta aspectos importantes como las restricciones técnicas de

las redes de distribución, es una herramienta interesante para determinar la posibilidad de implementar la combinación de SSFV propuesta como resultado del modelo de optimización previamente presentado.

Entre los entregables de la consultoría, se desarrolló por parte de NepCol la herramienta SpatialEdge, en la que se pueden observar las cubiertas de las edificaciones para la determinación del potencial de generación, derivado del área de las mismas con parámetros de interés especial como susceptibilidad a inundaciones y a deslizamientos de tierra, ambos elementos que tienen alta relevancia si se considera que lo que se desea es la sostenibilidad en el tiempo de las inversiones a efectuar en la instalación de SSFV.

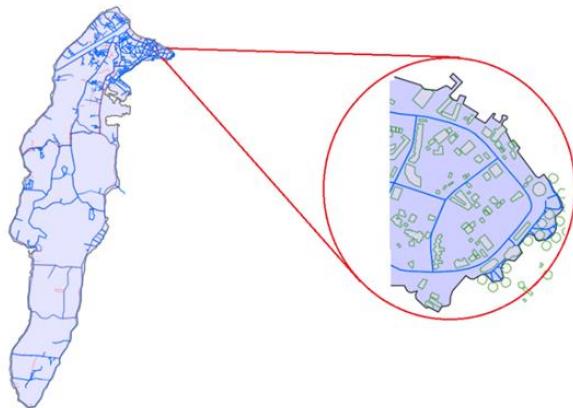


Figura 3: Ampliación de zona de San Andrés para observar las cubiertas con la herramienta SpatialEdge

Fuente: Elaboración propia, SpatialEdge 2022

Utilizando esta herramienta, y aplicando la restricción de edificaciones con baja o nula susceptibilidad a inundaciones y deslizamientos de tierra, obtenemos el siguiente potencial las estimaciones de potencial de generación de energía solar fotovoltaica “*instalable*” en techos de edificaciones de la isla de San Andrés, para el año 2017

Tabla 10: Potencial de generación SSFV 2017, SAI

No.	Área de la azotea (m ²)	Número de azoteas	Potencial de generación (MW)	Área total disponible (m ²)
1	Menos de 5	8	Menos de 1MW	26,94
2	Entre 5 y 10	45	0,04	344,36
3	Entre 10 y 15	71	0,12	928,41
4	Entre 15 y 20	130	0,29	2.275,68
5	Entre 20 y 50	1.506	7,16	55.466,73
6	Entre 50 y 100	3.320	31,86	246.705,99
7	Entre 100 y 200	3.075	54,74	423.796,80
8	Más de 200	1.206	56,86	440.244,22
Total		9.361	151,07	1.169.789,13

Fuente: Elaboración propia, 2022

Se ha de considerar que el número de techos y cubiertas es un asunto nominal, pues traído a la realidad es importante incluir aspectos como que varios techos

tengan árboles u otro tipo de objetos aledaños que produzcan sombras, tengan una orientación e inclinación no apropiadas para un óptimo desempeño de las soluciones a instalar o sean muy viejos o frágiles para soportar la carga mecánica de las SSFV. Aunque estos aspectos no son considerados por la herramienta desarrollada por la consultora, es una aproximación bastante buena para la estimación de espacios potencialmente aprovechables para la instalación de soluciones, cuyo objeto se enmarca dentro del presente estudio.

Si bien es cierto que el diagrama de Pareto de la disponibilidad de áreas vs el potencial de generación indica que alrededor del 80% de la generación podría obtenerse con las 4.281 azoteas con áreas de más de 100m², se considera que los más de 31 MW que se podrían generar en las 3.320 cubiertas con áreas de entre 50 y 100m² no son para nada despreciables y pueden aportar información relevante en futuros análisis.

De conformidad con el documento elaborado por RMI-CWR, los resultados de potencial de generación presentados en las tablas anteriores, obtenidos de la herramienta, resultan de multiplicar la cantidad de espacio disponible en techos (m²) por 130 W/m².

No obstante, dada la evolución tecnológica que se ha presentado entre el año 2017 y la actualidad, es importante efectuar las correcciones correspondientes que permitan disponer de información un poco más acertada. Para el caso específico del presente análisis, los paneles propuestos en el diseño de las SSFV a pequeña, mediana y gran escala son de 550 Wp como potencia nominal y el valor mínimo de potencia ofertado por el fabricante es de 530 WP, por cuanto se tomará este valor conservativo para la estimación. Las dimensiones de los módulos son 2279mm x 1134mm, lo que equivale a un área aproximada de 2,56m². Entre tanto, con los parámetros de las soluciones propuestas en el presente estudio, se tendría una potencia aproximada de 205 W/m², significativamente superior a los valores usados por la consultora en el año 2017.

Para el caso de las capacidades de las SSFV propuestas (3 kWp, 50 kWp y 144 kWp), las áreas requeridas son de 16 m², 259 m² y 706 m², respectivamente. Al respecto, claramente existe espacio disponible en las cubiertas para las 36 soluciones de 3 kWp propuestas por el modelo de optimización y que tan solo requieren de un área de aproximadamente 16 m².

En relación con las 2 soluciones de 50 kWp y las 193 soluciones de 144 kWp, propuestas por el modelo de optimización y que requieren áreas de 259 m² y 706 m²,

respectivamente, la herramienta desarrollada por la consultoría no permite hacer filtros por intervalo para valores superiores a 200 m² de área disponible, por cuanto se debe proceder a realizar un conteo manual de las edificaciones con potencial de implementación de SSFV a mediana y gran escala, ampliando en detalle los sectores de la isla. En dicha actividad, se encontró lo siguiente:

Tabla 11: Detalle potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés con restricciones año 2017 para cubiertas con 200 m² o más

No.	Área de la azotea (m ²)	Número de azoteas	Potencial de generación (MW)	Área total disponible (m ²)
1	Entre 200 y 500	593	18,50	79.243,96
2	Entre 500 y 700	209	9,35	66.036,63
3	Más de 700	404	62,40	294.963,63
	Total	1.206	90,25	440.244,22

Fuente: Elaboración propia, 2022

Entre tanto, claramente existirían cubiertas disponibles para las 2 SSFV de 50 kWp sugeridas por el modelo de optimización.

Para el caso de las 193 SSFV a gran escala determinadas por el modelo de optimización, se disponía a 2017 de un potencial de 404 azoteas. Al respecto, y siendo éste la principal fuente de generación, pues representa el 83,5% del número de SSFV propuestas, y el 99,25% de la potencia a instalar, para abastecer los 28 MW correspondientes al límite técnico, es importante considerar que en los 5 años transcurridos desde el 2017 cuando se elaboró el estudio adelantado por RMI-CWR, a la fecha, pueden haber cambiado algunas de las edificaciones que tienen potencial para la implementación por su área disponible.

En consideración a que las 193 cubiertas requeridas para la implementación de las SSFV representan solamente el 48% de las 404 que existían en el año 2017 con áreas superiores a 700 m², y que, derivado de los ciclos de aislamiento preventivo obligatorio como consecuencia de la pandemia de Covid – 19 en los años 2020 y 2021 el sector de la construcción fue uno de los más golpeados en el Departamento Archipiélago, existe una alta probabilidad de disponer de la cantidad de techos suficientes con las características de espacio necesario para efectuar la implementación de las SSFV, de conformidad con la solución obtenida del modelo de optimización.

Adicionalmente, es importante tener en cuenta que para la localización de SSFV a mediana y gran escala se requerirán de techos con una mayor resistencia mecánica que evitaría problemas estructurales derivados de los aproximadamente 10 kg/m² de peso que agregarían los

paneles solares sin contrapeso a instalar en las estructuras.

4.1.2. Posible fuente de financiación de la solución óptima

Desde el año 2012, mediante la Ley 1530 “*Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías*”, es posible el aprovechamiento del dinero generado por la explotación de los recursos naturales no renovables, conforme a lo dispuesto en el Artículo 360 de la Constitución Política de Colombia.

Aunque no se trate de un departamento productor de hidrocarburos o minerales, el Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina tiene derecho a la distribución de los ingresos minero-energéticos que prioricen su distribución hacia la población más pobre y contribuya a la equidad social, por el hecho de pertenecer al territorio colombiano.

De conformidad con el Sistema de Información y Consulta de Distribuciones de recursos territoriales – SICODIS del Departamento Nacional de Planeación, el Archipiélago tiene la siguiente distribución de recursos en el periodo 2021 – 2030

Tabla 12: Detalle asignación de regalías para el Departamento Archipiélago en el período 2021 – 2030

	Asignaciones Directas	Asignación para la Inversión Local	Asignación para la Inversión Regional	Asignación para Ciencia, Tecnología e Innovación	Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE)
2021	\$ 87.187.815	\$ 2.784.381.201	\$ 12.926.292.267	\$ 8.336.417.778	\$ 770.674.773
2022	\$ 106.317.885	\$ 3.285.116.904	\$ 15.236.647.396	\$0	\$ 908.703.749
2023	\$ 126.775.588	\$ 2.622.539.547	\$ 17.888.731.282	\$0	\$ 1.025.878.988
2024	\$ 128.083.138	\$ 2.457.708.522	\$ 17.394.890.103	\$0	\$ 998.931.597
2025	\$ 135.221.565	\$ 2.096.253.984	\$ 18.076.000.460	\$0	\$ 1.023.848.051
2026	\$ 128.345.311	\$ 1.974.662.012	\$ 16.980.633.844	\$0	\$ 983.829.471
2027	\$ 114.689.146	\$ 1.777.528.213	\$ 15.257.178.571	\$0	\$ 887.273.385
2028	\$ 114.990.819	\$ 1.789.230.570	\$ 15.127.244.424	\$0	\$ 858.814.988
2029	\$ 110.690.495	\$ 1.702.430.195	\$ 14.529.326.239	\$0	\$ 823.311.871
2030	\$ 133.862.559	\$ 1.968.532.035	\$ 16.720.474.506	\$0	\$ 946.285.169
Subtotal	\$ 1.186.964.121	\$ 22.338.383.385	\$ 160.140.418.892	\$ 8.336.417.778	\$ 9.187.450.022
Total				\$199.189.634.198	

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de https://sicodis.dnp.gov.co/Reportes/Rep_PlanDeRecursos.aspx

Como se puede observar en la tabla anterior, la Asignación para la Ciencia, Tecnología e Innovación únicamente tiene valores para el período 2021. Lo anterior, no significa que se hayan terminado los recursos para esta destinación específica, sino que de conformidad con la Ley 2056 de 2020 “*Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías*” y el Decreto 1821 como reglamentario de la misma, a partir del año 2022 los recursos de la mencionada Asignación dejarán de tener una distribución departamentalizada para tener una connotación de bolsa regional y/o nacional.

En el mes de octubre de 2022, fue aprobado por el Congreso de la República de Colombia el proyecto de Ley para el bienio 2023 – 2024 con recursos por valor de 31.3 billones de pesos. De ese valor \$3,0 billones estarán

orientados a financiar proyectos en ciencia, tecnología e innovación, de los cuales \$600.000 millones deben ser destinados a proyectos en ciencia, tecnología e innovación con incidencia en ambiente y desarrollo sostenible.

El mecanismo de acceso para dichos recursos es a través de convocatorias públicas, abiertas y competitivas a las que el Departamento Archipiélago puede acceder para obtener los \$49.949.811.270 COP que harían falta para completar los \$190.143.636.019,20 COP que cuesta la implementación de la solución óptima de SSFV, habiendo descontado de los \$199.189.634.198 COP del período 2021 – 2030 los \$40.762.361.248 COP ya ejecutados en el bienio 2021 – 2022 de Asignaciones Directas, Asignación para la Inversión Local, Asignación para la Inversión Regional, Asignación para la Ciencia, Tecnología e Innovación, y los \$9.187.450.022 COP del Fondo de Ahorro y Estabilización – FAE, que no pueden ser usados para la financiación de proyectos de inversión, pues tienen una destinación específica para los fondos de pensiones departamentales.

4.1.3. Retorno de la inversión a la implementación de la solución óptima

4.1.3.1. Subsidios

Según el documento CONPES 3855 de 2016 “*Concepto favorable a la nación para contratar una operación de crédito externo hasta por USD 10 millones, o su equivalente en otras monedas, destinados a financiar el programa de gestión eficiente de la demanda de energía en zonas no interconectadas: proyecto piloto archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*”, en el periodo 2012 – 2016, el Estado colombiano desembolsó \$301.451.000.000 COP por concepto de subsidios a la tarifa en el Departamento Archipiélago, siendo este el mayor valor registrado dentro de las ZNI, por ser la que presenta el mayor número de usuarios, y el consumo de combustible más elevado.

Se estima también en el mencionado documento, que para el caso de San Andrés una disminución de 1 kWh, representa un ahorro de 15 centavos de dólar en subsidios.

En consecuencia, los 51.578.000 kWh generados anualmente por las SSFV, propuestos por la solución óptima, representan un ahorro de \$37.136.160.000 COP/año, con cálculos efectuados a una tasa de cambio de \$4.800 COP/USD.

4.1.3.2. Ahorro de Combustible

En el modelo desarrollado, también es posible estimar la cantidad de combustible ahorrado anualmente, de conformidad con la generación diésel desplazada por la generación a partir de las SSFV en la matriz energética de la isla.

Según información suministrada por EEDAS S.A. E.S.P., las plantas diésel de la isla de San Andrés en conjunto tienen una eficiencia de 0.0622 gal/kWh, lo que es equivalente a 16 kWh/gal.

Derivado de lo anterior, y teniendo en cuenta la energía anual generada por las SSFV, el desplazamiento de los 28MW de generación con combustibles fósiles por FNCER, derivados de la implementación de la solución óptima, redundan en el ahorro de 3.223.625 galones de diésel por año.

Para noviembre de 2022, el galón de combustible utilizado en generación oscilaba entre \$6.700 COP y \$6.900 COP, o lo que es equivalente a entre 1,39USD/gal y 1,43USD/gal con una tasa de cambio de \$4.800 COP/USD. Entre tanto, se tendrían ahorros anuales de alrededor de \$21.920.650.000 COP.

4.1.3.3. Bonos de carbono

Un bono de carbono es equivalente a la reducción de 1 tonelada de CO₂ o CO₂ equivalente emitida a la atmósfera, y se retribuye mediante la certificación de un auditor acreditado mediante procesos de monitoreo, reporte y verificación de manera previa y posterior. Para el año 2021, un bono de carbono costaba \$17.660 COP. Según EEDAS S.A. E.S.P., por cada galón de diésel usado en generación en la isla de San Andrés, se emiten 10,1 kg de CO₂ a la atmósfera; entre tanto, por los 3.223.625 gal/año de combustible ahorrados con la implementación de la solución óptima, se dejan de emitir 32.559 toneladas CO₂/año.

Entre tanto, con la implementación de la solución óptima del proyecto se podrían recaudar alrededor de \$574.985.097COP/año mediante este mecanismo.

4.1.3.4. Ahorros totales

Al sumar los ahorros de subsidios desembolsados por el Estado, el costo del combustible diésel no utilizado y el potencial de bonos de carbono obtenidos por CO₂ no emitido, los beneficios económicos de la implementación de las SSFV del modelo de optimización son del orden de \$59.631.795.097 COP/año.

Si se tiene en cuenta que el costo de AOM de las SSFV es de aproximadamente \$3.802.872.720 COP/año, la

inversión se recuperaría en un tiempo estimado de 3.18 años.

4.1.3.5. Beneficios sociales de la implementación de la solución óptima

Además de los beneficios ambientales, derivados de la implementación de las SSFV con capacidad equivalente al límite técnico de la red eléctrica de San Andrés, materializados en las 32.559 toneladas de CO2/año dejadas de emitir a la atmósfera en la Reserva de Biósfera de Seaflower, se considera interesante efectuar un análisis de la posible destinación de los aproximadamente \$37.136.160.000 COP/año no invertidos por el Estado colombiano en subsidios al costo de la energía inversiones para el mejoramiento de la calidad de vida de la población vulnerable en el Departamento Archipiélago. Lo anterior, se desarrollará en el presente apartado.

Al respecto, se encuentran análisis locales recientes que estiman de manera cuantitativa y cualitativa la mencionada población.

De acuerdo con el documento Ordenanza 003 de 2020 “*Por la cual se adopta el Plan de Desarrollo del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina TODOS POR UN NUEVO COMIENZO 2020-2023*”, por parte de la Asamblea del Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina en el ejercicio de sus atribuciones constitucionales, especialmente las contempladas en el artículo 339 y legales, en particular las contenidas en la ley 152 de 1994, se identifican los aspectos más importantes para la política de atención integral a la población en condición de vulnerabilidad.

El mencionado componente estratégico hace parte del Eje 1: Un nuevo comienzo viviendo con dignidad, Programa 3: Apoyo integral para el desarrollo económico del Pueblo Raizal, Política 6: Atención integral a la población en condición de vulnerabilidad.

Se identifican los grupos poblacionales, divididos en: Niños, niñas y adolescentes; Jóvenes; Personas víctimas de la violencia; Mujer y equidad de género; Personas en condición de pobreza y pobreza extrema; Comunidad LGTBIQ; Personas habitantes de y en la calle; Personas con discapacidad, familias y/o cuidadores; Adulto mayor; Familias raizales y residentes.

Las múltiples problemáticas expuestas de los diferentes grupos poblacionales denotan la necesidad imperante de elaborar estrategias de inversión social para nivelar las brechas de pobreza en el Departamento Archipiélago.

En el análisis territorial adelantado, se observa que la implementación de las estrategias de atención a población vulnerable en el Departamento Archipiélago propuestas por el gobierno local para el cuatrienio 2020 - 2023 tiene un valor de \$12.648.440.000 de 2019, que traído a 2022 equivale a \$14.227.774.812.

Entre tanto, se observa que estas políticas, podrían ser fácilmente financiables con los \$37.136.160.000 COP/año no invertidos por el Estado colombiano en subsidios al costo de la energía, por cuanto se maximiza el impacto social de la reinversión de estos recursos en el territorio insular.

5. Conclusiones

- a. La tendencia incremental de la demanda energética en la isla de San Andrés, el alto volumen de CO2 emitido a la atmósfera en la reserva de biósfera Seaflower derivado del proceso de producción de electricidad a partir de combustibles fósiles y la gran cantidad de recursos económicos desembolsados por el Estado Colombiano por concepto de subsidio a la tarifa hacen que el esquema actual del suministro energético que data de más de 60 años atrás sea insostenible en el tiempo.
- b. Los principales resultados obtenidos por los distintos autores consultados en el estado del arte, permiten inferir que la combinación de herramientas computacionales para las diferentes etapas en la búsqueda de una solución técnico económico viable para la propuesta de diversificación de la matriz energética para el suministro de electricidad de la isla de San Andrés, puede ser el mejor camino. Los ejemplos de variables y restricciones utilizadas sirvieron para orientar el planteamiento del problema a resolver y los posibles resultados esperados.
- c. Aunque la matriz energética del SIN del país es en general relativamente limpia en términos de emisiones de CO2, dado su alto componente hídrico, también es significativamente vulnerable ante los ciclos hidrológicos y su variabilidad, por lo cual es inminente la necesidad de buscar alternativas que permitan diversificar la matriz energética, en especial, con la penetración de las FNCER.
- d. En las ZNI, como es el caso de la isla de San Andrés, donde las matrices de generación son 100% dependientes de combustibles fósiles tiene una mayor relevancia la búsqueda e implementación de proyectos a partir de FNCER, y es donde los análisis técnicos y económicos tienen mayor relevancia para

- la determinación de la viabilidad de invertir recursos en nuevos proyectos de este tipo.
- e. Si bien la penetración de FNCER en el país es aún incipiente, las señales regulatorias y de políticas públicas están incentivando mediante acciones concretas la inversión de recursos provenientes del sector público y privado para la construcción de proyectos de esta índole.
 - f. A partir de un modelo de optimización entero desarrollado en el software MATLAB, se propuso la diversificación de la matriz energética de la isla de San Andrés, incorporando aspectos como el límite técnico de penetración de FNCER y los costos reales de implementación de las SSFV que incluyen no solamente la inversión inicial, sino la Administración, Operación y Mantenimiento que garanticen su funcionamiento en el tiempo.
 - g. Dada la limitación de espacio en la isla de San Andrés para la implementación de Soluciones Solares Fotovoltaicas – SSFV a nivel de piso, se propone el aprovechamiento de las cubiertas existentes en múltiples edificaciones de la isla de San Andrés, por cuanto la solución propuesta incorpora no solamente los factores técnicos y económicos, sino también la realidad del Departamento Archipiélago.
 - h. La solución propuesta brinda beneficios ambientales, económicos y sociales a residentes y visitantes de la isla de San Andrés, pues plantea escenarios de inversión de los recursos ahorrados por el Estado colombiano por el concepto de subsidio a la tarifa en la implementación de las políticas públicas departamentales para la solución de problemáticas de la totalidad de la población vulnerable del Departamento Archipiélago.
 - i. Con el fin de generar mayores impactos ambientales en la reserva de biosfera Seaflower, se considera interesante ampliar el análisis de penetración de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables en las matrices energéticas de las islas de Providencia y Santa Catalina, para dar cobertura total al Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
 - j. Los actores estratégicos locales como EEDAS S.A. E.S.P. y SOPESA, deben establecer comisiones de diálogo con las autoridades ambientales locales que tienen presencia en el territorio como la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina – CORALINA, de tal forma que se permita la opción de explorar

nuevas alternativas de generación que permitan abastecer energéticamente la creciente demanda del archipiélago de manera sostenible.

6. Referencias

- [1] M. Usman, M. T. Khan, A. S. Rana, and S. Ali, "Techno-economic analysis of hybrid solar-diesel-grid connected power generation system," in *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, no. 3, pp. 653–662, 2018. DOI: 10.1016/j.jesit.2017.06.002.
- [2] T. González, "Documento Ejecutivo Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia," 2015.
- [3] M. A. Castillo-Forero and A. M. Reyes-Hernández, "Análisis de factibilidad para la implementación de fuentes alternas de generación de energía eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina," Trabajo de Grado, Universidad Católica de Colombia, Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería Civil, Bogotá, Colombia, 2017.
- [4] A. La, P. En, E. L. Sector, C. En, and L. A. Isla, "El costo de la energía, amenaza la productividad en el sector comercial en la isla de San Andrés," 2016.
- [5] C. Moreno, C. B. Milanes, W. Arguello, A. Fontalvo, and R. N. Alvarez, "Challenges and perspectives of the use of photovoltaic solar energy in Colombia," in *Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 12, no. 5, pp. 4521–4528, 2022. DOI: 10.11591/ijece.v12i5.pp4521-4528.
- [6] E. Duque Fernández, "Viabilidad de una Micro-red en la isla de San Andrés, Colombia," Esc. Colomb. Ing. Julio Garavito, 2021. [Online]. Available: <https://repositorio.escuelaing.edu.co/handle/001/1857>.
- [7] C. Edward and R. Luque, "THE UNIVERSITY OF THE ANDES SAN ANDRÉS, AN APPROACH BASED ON RESILIENCE AND," 2022.
- [8] NREL, "Energy Snapshot - San Andres and Providencia," Energy Transit. Initiat., p. 4, 2015. [Online]. Available: http://www.researchgate.net/profile/Maria_Cusano2/.
- [9] J. D. Pulgarín García, "Potencial de generación eléctrica con sistemas híbridos fotovoltaico-eólico en zonas no interconectadas de Colombia," Univ. Pontif. Boliv., pp. 1–97, 2014.

- [10] M. I. Cusano, Q. Li, A. Obisesan, J. R. Urrego-Blanco, and T. H. Wong, "Coastal city and ocean renewable energy: pathway to an eco-San Andres," 2013.
- [11] C. Edward and R. Luque, "Renewable energy resources assessment in San Andres Island: An evaluation of wind, solar, biomass, tidal and wave resources, its reach, and future role in a more sustainable generation system," 2022.
- [12] J. Mohtasham, "Review-Article—Renewable Energies," *Energy Procedia*, 2015, 74, 1289–1297.
- [13] J. Jung and M. Villaran, "Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2017, 75, 180–191.
- [14] M.D. Al-Falahi, S. Jayasinghe, and H. Enshaei, "A review on recent size optimization methodologies for stand-alone solar and wind hybrid renewable energy system," *Energy Convers. Manag.*, 2017, 143, 252–274.
- [15] O. Erdinc and M. Uzunoglu, "Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2012, 16, 1412–1425.
- [16] P. Bajpai and V. Dash, "Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2012, 16, 2926–2939.
- [17] S. Sinha and S. Chandel, "Review of software tools for hybrid renewable energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2014, 32, 192–205.
- [18] J. Weinand, F.J. Scheller, and R. McKenna, "Reviewing Energy System Modelling of Decentralized Energy Autonomy," *Energy*, 2020, 203, 117817.
- [19] A. Maleki and A. Askarzadeh, "Optimal sizing of a PV/wind/diesel system with battery storage for electrification to an off-grid remote region: A case study of Rafsanjan, Iran," *Sustain. Energy Technol. Assess.*, 2014, 7, 147–153.
- [20] W. Dong, Y. Li, and J. Xiang, "Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system based on battery/hydrogen with an improved ant colony optimization," *Energies*, 2016, 9, 785.
- [21] Y. Sawle, S. Gupta, and A.K. Bohre, "Optimal sizing of stand-alone PV/Wind/Biomass hybrid energy system using GA and PSO optimization technique," *Energy Procedia*, 2017, 117, 690–698.
- [22] S. Singh, M. Singh, and S.C. Kaushik, "Feasibility study of an islanded microgrid in rural area consisting of PV, wind, biomass, and battery energy storage system," *Energy Convers. Manag.*, 2016, 128, 178–190.
- [23] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, "Technical feasibility study on a stand-alone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong," *Renew. Energy*, 2014, 69, 7–15.
- [24] N. Yimen, O. Hamandjoda, L. Meva'a, B. Ndzana, and J. Nganhou, "Analyzing a photovoltaic/wind/biogas/pumped-hydro off-grid hybrid system for rural electrification in Sub-Saharan Africa—Case study of Djoudé in Northern Cameroon," *Energies*, 2018, 11, 2644.
- [25] D. Kang and T.Y. Jung, "Renewable Energy Options for a Rural Village in North Korea," *Sustainability*, 2020, 12, 2452.
- [26] M.S. Adaramola, M. Agelin-Chaab, and S.S. Paul, "Analysis of hybrid energy systems for application in southern Ghana," *Energy Convers. Manag.*, 2014, 88, 284–295.
- [27] A. Anastasopoulou, S. Butala, B. Patil, J. Suberu, M. Fregene, J. Lang, Q. Wang, and V. Hessel, "Techno-economic feasibility study of renewable power systems for a small-scale plasma-assisted nitric acid plant in Africa," *Processes*, 2016, 4, 54.
- [28] H. Rezk, M. Alghassab, and H.A. Ziedan, "An Optimal Sizing of Stand-Alone Hybrid PV-Fuel Cell-Battery to Desalinate Seawater at Saudi NEOM City," *Processes*, 2020, 8, 382.
- [29] L. Ini, "En la colombiana isla de Providencia instala Ecopetrol la primera planta solar," *PV Magazine Latam*, agosto de 2022.
- [30] Departamento Nacional de Planeación, "CONPES 3855 - Concepto favorable a la nación para contratar una operación de crédito externo hasta por USD 10 millones, o su equivalente en otras monedas, destinados a financiar el programa de gestión eficiente de la demanda de energía en zonas no interconectadas: proyecto piloto Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina," 2016.
- [31] J. Zúñiga, "Propuesta de esquema de negocio para fomentar la sustitución o complementariedad de la

generación con diésel y reducir los costos de prestación del servicio de energía eléctrica en un caso de estudio de las Zonas No Interconectadas de Colombia," pp. 44–50, 2022.

[32] A. Galindo, "Análisis de la radiación solar en San Andrés," pp. 23–26, 2022.

[33] Grupo de Investigación EM&D, Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá, "Introducción de energías solar fotovoltaica en el sistema de potencia de la isla de San Andrés," 2022.

[34] RMI – CWR, "Solar Resource Assessment San Andrés and Providencia," 2017.