



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# **Estudio de viabilidad técnico económica de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica en la isla de San Andrés**

**WILMAR ALBEIRO MORENO LÓPEZ**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica  
Bogotá D.C., Colombia

2023



# **Estudio de viabilidad técnico económica de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica en la isla de San Andrés**

**WILMAR ALBEIRO MORENO LÓPEZ**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:  
**Magíster en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica**

Director:

Ph.D., Javier Alveiro Rosero García

Línea de Investigación:

Energías Renovables

Grupo de Investigación:

Electric Machines and Drives – EM&D

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá D.C., Colombia

2023



*Al Gran Arquitecto del Universo por permitirme  
disfrutar de este milagro llamado VIDA...*

*A la Madre del cielo por acompañarme en cada  
paso con su bendición...*

*A mis padres: Ella me regaló la vida y Él me ha  
enseñado y acompañado a vivirla...*

*Veni, Vidi, Vici  
Julio César*



## Declaración de obra original

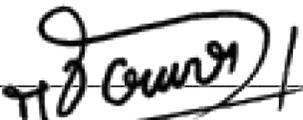
Yo, Wilmar Albeiro Moreno López declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



---

Wilmar Albeiro Moreno López

19/01/2023

## **Agradecimientos**

A los profesores Javier Rosero y Francisco Amórtegui por su paciencia, comprensión, diligencia y consejo.

## Resumen

### **Estudio de viabilidad técnico económica de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica en la isla de San Andrés**

Dada la presencia de extensos arrecifes coralinos, praderas de pastos marinos, manglares, playas, mar abierto y bosques secos tropicales, los cuales albergan puntos de alto endemismo, la región del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina fue declarada como reserva de Biósfera Seaflower en el año 2000 por la UNESCO (Seaflower Foundation, 2019). Sin embargo, en la actualidad no se lleva a cabo una adecuada conservación de las especies claves y ecosistemas estratégicos antes enunciados, por factores entre los que se encuentra la generación de electricidad que se efectúa 100% a partir de combustibles fósiles con un modelo obsoleto que ya sobrepasa los 60 años.

Mediante el uso de herramientas computacionales como Neplan, Homer Pro y MATLAB, se desarrolla un modelo de optimización 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 CO<sub>2</sub> 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:** SSFV; FNCER; SAN ANDRÉS ISLA; COSTO – BENEFICIO; OPTIMIZACIÓN

## Abstract

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

For extensive coral reefs, seagrass beds, mangroves, beaches, the open sea, and tropical dry forests presence, which are home to points of high endemism, the Archipelago of San Andrés, Providencia, and Santa Catalina region was declared Seaflower Biosphere Reserve in the year 2000 by UNESCO (Seaflower Foundation, 2019). However, at present, adequate conservation of the key species and strategic ecosystems mentioned above is not carried out, due to factors among which is the generation of electricity that is carried out 100% from fossil fuels with an obsolete model that it is already over 60.

With computational tools use like Neplan, Homer Pro and MATLAB, an optimization model is developed for the approach to the San Andrés energy matrix diversification, through the implementation of PVSS considering the technical restrictions of the current electrical network.

It is found that PVSS penetration can be up to 28 MW. The savings of a single year in fuel and subsidies, added to carbon credits per tons of CO<sub>2</sub> not emitted monetization, allow the full financing of departmental policies aimed at the entire vulnerable population of the Archipelago Department for the 2020-2023 period. The investment return with the optimization model proposed is 3.18 years, then its viability.

**Keywords: PVSS, RENEWABLE ENERGY, COST – BENEFIT, SAN ANDRÉS ISLAND, OPTIMIZATION.**

# Contenido

	Pág.
<b>1. Capítulo 1: Identificación y descripción del problema.....</b>	<b>5</b>
<b>2. Capítulo 2: Estado del arte .....</b>	<b>8</b>
<b>3. Capítulo 3: Principales antecedentes nacionales y locales en soluciones solares fotovoltaicas ...</b>	<b>15</b>
3.1 Antecedentes nacionales.....	15
3.2 Antecedentes locales.....	18
3.3 Antecedentes adicionales.....	19
<b>4. Capítulo 4: Marco Teórico Soluciones Solares Fotovoltaicas .....</b>	<b>21</b>
4.1 Sistema Eléctrico de la Isla de San Andrés .....	24
<b>5. Capítulo 5: Análisis tarifario del Departamento Archipiélago .....</b>	<b>38</b>
5.1 Cálculo del GCM.....	40
<b>6. Capítulo 6: Análisis normativo .....</b>	<b>50</b>
6.1 Normatividad general FNCER .....	51
6.2 Normatividad ZNI.....	53
6.3 Normatividad específica SSFV .....	54
6.4 Análisis .....	56
<b>7. Capítulo 7: Propuesta de diversificación de la matriz energética de SAI.....</b>	<b>58</b>
7.1 Radiación solar en SAI .....	58
7.2 Caso de estudio.....	60
7.3 Costos Administración, Operación y Mantenimiento de SSFV en la isla de San Andrés .....	73
7.4 Modelo de optimización .....	76
<b>8. Capítulo 8: Consideraciones específicas de la implementación de la solución propuesta .....</b>	<b>97</b>
8.1 Posible fuente de financiación de la solución óptima.....	97
8.2 Retorno de la inversión a la implementación de la solución óptima.....	99
8.3 Beneficios sociales de la implementación de la solución óptima .....	102
<b>9. Capítulo 9: Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>109</b>
9.1 Conclusiones .....	109
9.2 Recomendaciones .....	111
<b>10. Bibliografía.....</b>	<b>117</b>

## Lista de figuras

	Pág.
<b>Figura 3-1:</b> Matriz energética Colombia 2018. ....	16
<b>Figura 3-2:</b> a. Planta solar El Paso – EGPC. b. Granja Solar Celsia Solar Yumbo – CELSIA. ....	18
<b>Figura 3-3:</b> Inicio construcción granja solar en la isla de Providencia .....	19
<b>Figura 4-1:</b> SSFV Off Grid.....	22
<b>Figura 4-2:</b> SSFV On Grid.....	23
<b>Figura 4-3:</b> SSFV Híbrida .....	23
<b>Figura 4-4:</b> Ponderación por tipo de Usuarios en el Archipiélago de San Andrés, abril 2020 .....	25
<b>Figura 4-5:</b> Ponderación de consumo por tipo de usuarios en el Archipiélago de San Andrés, en el periodo octubre 2019 a marzo 2020 .....	26
<b>Figura 4-6:</b> Esquema operacional de la prestación del servicio en el ASPSC .....	28
<b>Figura 4-7:</b> Almacenamiento de combustible en la isla de San Andrés .....	29
<b>Figura 4-8:</b> Unidades de generación en la isla de San Andrés .....	29
<b>Figura 4-9:</b> Unidades de control en la isla de San Andrés .....	29
<b>Figura 4-10:</b> Comparación de Tarifa vs Costo de Prestación Unitario – CU, abril de 2019.....	32
<b>Figura 4-11:</b> Comparación de Tarifa vs CU por rangos de consumo, abril de 2019.....	34
<b>Figura 4-12:</b> Comparación de subsidios vs Costo de Prestación Unitario - CU, abril de 2019.....	35
<b>Figura 4-13:</b> Comparación de subsidios vs CU por rangos de consumo, para usuarios residenciales con demanda dentro del consumo de subsistencia, abril de 2019 .....	36
<b>Figura 4-14:</b> Tarifa, subsidio y Cu para usuarios residenciales, con demanda dentro del consumo de subsistencia, abril de 2019.....	37
<b>Figura 5-1:</b> Esquema CU – Isla de San Andrés .....	38
<b>Figura 5-2:</b> Tarifa de CU para el nivel de tensión 1 en diciembre de 2018 .....	47
<b>Figura 5-3:</b> Comparativo de CU Vs Gcm entre enero de 2014 y diciembre de 2019 .....	47
<b>Figura 5-4:</b> Relación porcentual entre Gcm y CU entre enero de 2014 y diciembre de 2019 .....	48
<b>Figura 5-5:</b> Precio del combustible en la isla de San Andrés entre enero de 2014 y diciembre de 2019.....	48
<b>Figura 5-6:</b> Comparación CU, tarifa y subsidio para usuarios residenciales de estrato 1 en el período enero 2014 - diciembre 2019 .....	49
<b>Figura 7-1:</b> Comparación datos radiación solar promedio anual IDEAM vs NASA .....	60
<b>Figura 7-2:</b> Diagrama unifilar general - SEP San Andrés.....	61
<b>Figura 7-3:</b> Diagrama esquemático Escenario A en el software HOMER Pro.....	63
<b>Figura 7-4:</b> Resultado simulación Escenario A en el software HOMER Pro .....	63
<b>Figura 7-5:</b> Ponderación comparativa de costos de SSFV según su escala.....	70
<b>Figura 7-6:</b> Diagrama esquemático Escenario B en el software HOMER Pro.....	71
<b>Figura 7-7:</b> Valores mensuales de radiación solar diaria en la isla de San Andrés.....	71
<b>Figura 7-8:</b> Perfil subestación El Bight en el software HOMER Pro .....	72
<b>Figura 7-9:</b> Perfil subestación School House en el software HOMER Pro .....	72
<b>Figura 7-10:</b> Resultado simulación Escenario B en el software HOMER Pro .....	73
<b>Figura 7-11:</b> SSFV en Jardín Botánico de San Andrés .....	74
<b>Figura 7-12:</b> Energía consumida en Jardín Botánico de San Andrés y generación FNCER.....	75
<b>Figura 7-13:</b> Curvas de operación de los paneles solares suministradas por el fabricante.....	79
<b>Figura 7-14:</b> Ponderación comparativa de costos de SSFV 3 kWp 2022 vs 2030 .....	85
<b>Figura 7-15:</b> Ponderación comparativa de costos de SSFV 50 kWp 2022 vs 2030 .....	85

---

<b>Figura 7-16:</b> Ponderación comparativa de costos de SSFV 144 kWp 2022 vs 2030 .....	86
<b>Figura 7-17:</b> Ampliación de zona de San Andrés para observar las cubiertas con la herramienta SpatialEdge . .....	89
<b>Figura 7-18:</b> Diagrama de Pareto potencial de generación vs área de azoteas.....	91
<b>Figura 7-19:</b> Ejemplo 1 - Área disponible y potencial de generación en cubierta de la isla de San Andrés en el año 2017 .....	93
<b>Figura 7-20:</b> Ejemplo 2 - Área disponible y potencial de generación en cubierta de la isla de San Andrés en el año 2017 .....	93
<b>Figura 8-1:</b> Amortización implementación SSFV Óptima .....	101
<b>Figura 8-2:</b> Grupos vulnerables o potencialmente vulnerables del Departamento Archipiélago .....	103

## Lista de tablas

	Pág.
<b>Tabla 3-1:</b> Matriz energética Colombia 2018 .....	16
<b>Tabla 4-1:</b> Total de Usuarios en el Archipiélago de San Andrés, abril 2020 .....	24
<b>Tabla 4-2:</b> Consumo promedio de energía por tipo de usuario en el periodo octubre 2019 a marzo 2020. ....	25
<b>Tabla 4-3:</b> Número de Usuarios residenciales por rango de consumo en el Archipiélago de San Andrés, marzo 2020 .....	27
<b>Tabla 4-4:</b> Consumo en KWh/mes por rango de consumo en el Archipiélago de San Andrés, marzo 2020. ..	27
<b>Tabla 4-5:</b> Tarifa y Cu por tipo de usuario en SAI, abril de 2019 .....	32
<b>Tabla 4-6:</b> Tarifa y Cu por rangos de consumo para usuarios residenciales, abril de 2019 .....	34
<b>Tabla 4-7:</b> Tarifa y Cu para cada tipo de usuario, abril de 2019 .....	35
<b>Tabla 4-8:</b> Subsidio y Cu por rangos de consumo para usuarios residenciales, abril de 2019 .....	35
<b>Tabla 4-9:</b> Tarifa, subsidio y Cu para usuarios residenciales con demanda dentro del consumo de subsistencia, abril de 2019.....	37
<b>Tabla 5-1:</b> Unidades para la generación de electricidad en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina .....	40
<b>Tabla 5-2:</b> Generación de energía de cada una de las unidades de la Isla de San Andrés .....	43
<b>Tabla 5-3:</b> Generación de energía de cada una de las unidades de la Isla de Providencia .....	44
<b>Tabla 5-4:</b> Cálculo del producto entre energía, precio del combustible y eficiencia de cada máquina ofertada por el concesionario .....	45
<b>Tabla 7-1:</b> Cálculo del producto entre energía, precio del combustible y eficiencia de cada máquina ofertada por el concesionario .....	59
<b>Tabla 7-2:</b> Penetración de generación fotovoltaica pico .....	62
<b>Tabla 7-3:</b> Detalle elementos necesarios para el suministro SSFV 3kWp .....	65
<b>Tabla 7-4:</b> Ítem adicionales para la implementación de SSFV 3kWp .....	65
<b>Tabla 7-5:</b> Resumen de costos SSFV 3 kWp .....	66
<b>Tabla 7-6:</b> Detalle elementos necesarios para el suministro SSFV 50 kWp .....	67
<b>Tabla 7-7:</b> Ítem adicionales para la implementación de SSFV 50 kWp .....	68
<b>Tabla 7-8:</b> Resumen de costos SSFV 50 kWp.....	68
<b>Tabla 7-9:</b> Detalle elementos necesarios para el suministro SSFV 144 kWp .....	68
<b>Tabla 7-10:</b> Ítem adicionales para la implementación de SSFV 144 kWp .....	69
<b>Tabla 7-11:</b> Resumen de costos SSFV 144 kWp.....	69
<b>Tabla 7-12:</b> Ponderación comparativa de costos de SSFV según su escala.....	70
<b>Tabla 7-13:</b> Ponderación comparativa de costos de SSFV según su escala.....	83
<b>Tabla 7-14:</b> Proyección de costos a 2030 SSFV 3 kWp .....	84
<b>Tabla 7-15:</b> Proyección de costos a 2030 SSFV 50 kWp .....	84
<b>Tabla 7-16:</b> Proyección de costos a 2030 SSFV 144 kWp .....	85
<b>Tabla 7-17:</b> Análisis comparativo Costo/kWp instalado 2022 vs 2030.....	86
<b>Tabla 7-18:</b> Análisis comparativo Costo/kWp instalado 2022 vs 2030.....	88
<b>Tabla 7-19:</b> Potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés sin restricciones año 2017 .....	90
<b>Tabla 7-20:</b> Potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés con restricciones año 2017 .....	90

---

<b>Tabla 7-21:</b> Potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés con restricciones año 2022 .....	92
<b>Tabla 7-22:</b> Detalle potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés con restricciones año 2022 para cubiertas con 200 m2 o más .....	94
<b>Tabla 8-1:</b> Detalle asignación de regalías para el Departamento Archipiélago en el período 2021 – 2030.....	98
<b>Tabla 8-2:</b> Detalle asignación de regalías para el Departamento Archipiélago en el período 2021 – 2030...	101
<b>Tabla 8-3:</b> Costos de estrategias de atención a población vulnerable en el Departamento Archipiélago .....	107



# 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.

Dada la presencia de extensos arrecifes coralinos, praderas de pastos marinos, manglares, playas, mar abierto y bosques secos tropicales, los cuales albergan puntos de alto endemismo, la región fue declarada como reserva de Biósfera Seaflower en el año 2000 por la UNESCO (Seaflower Foundation, 2019). Sin embargo, según la misma fundación, en la actualidad no se lleva a cabo una adecuada conservación de las especies claves y ecosistemas estratégicos antes enunciados, por factores entre los que se encuentra la generación de electricidad que se efectúa 100% a partir de combustibles fósiles con un modelo obsoleto que ya sobrepasa los 60 años.

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 CO<sub>2</sub> 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 se reporta una disminución notable en las interrupciones promedio pasando de 8,3 en 2011 a 2,1 en 2012.

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 km<sup>2</sup>. Según el atlas de radiación solar de Colombia, se habla de una radiación promedio de 6 - 7 kWh/ m<sup>2</sup>/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, mediante la realización del presente documento como trabajo final de profundización del

programa curricular de Maestría en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica, se pretende hacer una evaluación técnico – 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.

El presente documento está compuesto por identificación y descripción del problema, estado del arte, antecedentes nacionales y locales en la implementación de Soluciones Solares Fotovoltaicas -SSFV, marco teórico, análisis tarifario, análisis normativo, propuesta de diversificación de la matriz energética de la isla de San Andrés, mecanismos de financiación y beneficios ambientales y sociales.

En virtud de lo anteriormente expuesto, se da inicio con la identificación y descripción de la condición negativa que se determina de manera cualitativa y cuantitativamente como problema central.

Se efectúa una revisión del estado del arte mediante el análisis de trabajos similares o relacionados con la temática para disponer de una línea de base a partir de la cual se abordan los contenidos propuestos.

A manera de contexto, se presentan antecedentes de los principales proyectos de implementación de Soluciones Solares Fotovoltaicas - SSFV en el ámbito nacional y local, y se presentan, como marco teórico, algunos conceptos básicos de esta Fuente No Convencional de Energía Renovable - FNCER.

En consideración a la importancia del componente económico en la propuesta de trabajo final de maestría aprobada, se efectúa un análisis tarifario detallado del servicio de energía eléctrica en el Departamento Archipiélago con el fin de identificar oportunidades para la diversificación de la matriz energética de la isla de San Andrés, de acuerdo con las particularidades del territorio, y las características técnicas de la red eléctrica.

Se aborda el componente normativo en relación con la regulación nacional para el uso de FNCER, haciendo especial énfasis en la legislación concerniente a las Zonas No Interconectadas como es el caso de San Andrés.

A través de distintos programas computacionales como NEPLAN, Homer Pro y MatLAB, se hace una propuesta de abastecimiento óptima con SSFV para la isla de San Andrés, de conformidad con los parámetros técnicos, económicos y medioambientales propios de este territorio. Lo anterior, con el fin de efectuar una propuesta de modificación de la matriz energética.

Finalmente, 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.

Entre tanto, se podrá evidenciar en el contenido de los diferentes capítulos el desarrollo de una propuesta de diversificación de la matriz energética de la isla de San Andrés, basado en el análisis de los resultados de las herramientas de simulación utilizadas con la incorporación de las condiciones medioambientales, técnicas, normativas y económicas asociadas a la tecnología solar fotovoltaica.

# 1. Capítulo 1: Identificación y descripción del problema

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 como 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 cuantitativos, el mencionado documento CONPES 3855 estipula que, de conformidad con el numeral 99 de la Ley 142 de 1994, modificado por el Artículo 2 de la Ley 1117 de 2006 donde se indica: “(...) *Los subsidios del sector eléctrico para las zonas no interconectadas se otorgarán a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina el Ministerio de Minas y Energía, considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas 18 0069 de 2008 y 18 0196 de 2011, mediante las cuales se establece el procedimiento para otorgar subsidios en el Archipiélago de San Andrés (...)*”, alrededor de un 59 % en promedio del costo unitario de la energía de todos los usuarios del Archipiélago es subsidiada por el Gobierno Nacional. Lo anterior, en términos ambientales se traduce en 162.386 Toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas en el año 2015.

Mientras que en el resto del país se aplica el esquema de subsidios cruzados, donde únicamente se subsidia a los usuarios residenciales de estratos 1, 2, y 3 con topes de 173 kWh/mes para poblaciones ubicadas a menos de 1000 msnm y 130 kWh/mes para centros poblados de 1000 msnm en adelante, en el departamento Archipiélago la totalidad de usuarios cuenta con el beneficio del subsidio estatal y el tope para acceder al mismo en los usuarios residenciales es de hasta 800 kWh/mes, independientemente de su estrato socioeconómico. Lo anterior redunda en 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, siendo este el mayor valor registrado dentro de las Zonas No Interconectadas – ZNI, según se reporta en el CONPES 3855.

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.

En atención a lo anteriormente expuesto, se espera analizar desde la perspectiva técnico - económica la competitividad de generar electricidad mediante energía solar fotovoltaica vs la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles -como se viene haciendo tradicionalmente en la isla desde hace más de 60 años- con el objetivo de determinar si este horizonte futuro posible es realmente conveniente y sostenible en el tiempo.

Entre tanto, se pretende responder a la pregunta: ¿Es realmente conveniente (técnica y económicamente hablando) incluir dentro de la matriz energética de la isla de San Andrés la tecnología solar fotovoltaica para la generación de electricidad vs el método convencional de generación, considerando no solamente la inversión inicial, sino también los costos y problemas asociados a la Administración, Operación y Mantenimiento durante su vida útil?

## 2. Capítulo 2: Estado del arte

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.

Una de las Zonas No Interconectadas del país es el Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, el cual, por su condición de insularidad no puede ser alimentado por el potencial de energía hidroeléctrica del país y demás fuentes que suministran energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional – SIN y su suministro energético actual es a partir de generación térmica con diésel como combustible primario.

La isla de San Andrés, es la más grande del Departamento Archipiélago, contando con una demanda promedio de 32 kWp, y una infraestructura de 19 generadores alimentados por diésel que para 2019 produjo un total de 222 GWh, posicionándola como una zona no interconectada interesante para realizar un análisis técnico económico con diferentes casos de implementación de energía solar [2]. Lo anterior, debido al altísimo potencial de generación a partir de esta fuente renovable por su ubicación geoestacionaria.

En general, los sistemas de potencia en regiones insulares son de gran interés para el estudio de redes eléctricas aisladas, dado que estos sistemas tienen la desventaja de no poder interactuar con otras redes eléctricas como las regiones continentales, pero ofrecen una oportunidad para generar estrategias de sostenibilidad.

En Colombia la mayor isla es San Andrés lo que plantea unos retos interesantes al tener que abastecer de energía eléctrica a los cerca de 64.000 habitantes reportados en el último censo oficial. En esta región insular el servicio de energía eléctrica es atendido por la empresa SOPESA S.A. E.S.P., nacida en 1996; esta surge como una iniciativa privada debido a la necesidad de abastecer tanto a la población local, como al alto número de turistas que visitan la isla año a año. El crecimiento en la implementación de energías renovables podría significar un incremento significativo en la calidad de vida de las personas, especialmente de aquellas que forman parte de la comunidad raizal, si se considera que la isla de San Andrés, y en general el Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina se encuentran localizados en la Reserva de Biósfera de Sea Flower.

La planificación proactiva de estas ciudades costeras es cada vez más importante a medida que el cambio climático va aumentando la frecuencia y la intensidad de los fenómenos meteorológicos extremos. Teniendo en cuenta que las emisiones de gases de efecto invernadero son inducidas principalmente por el uso de energías provenientes de combustibles fósiles, se plantean escenarios sostenibles para diversificación de la matriz energética de este tipo de ciudades, que además se ven gravemente afectadas por el efecto invernadero [3]. Otros asuntos que complejizan el desafío para las ciudades costeras incluyen: el continuo crecimiento de la población; el agudo conflicto entre la creciente demanda de energía y la disminución de la cantidad de recursos energéticos naturales. Todos estos desafíos llevan a pensar en ciudades costeras con una matriz energética mucho más diversificada con el fin de utilizar energía renovable para hacer las ciudades costeras más sostenibles en los aspectos ecológicos y económicos.

El Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina fue declarado Reserva de la Biosfera por la UNESCO en el año 2000 por su ecosistema bien conservado y biodiversidad; sin embargo, actualmente depende de los combustibles fósiles importados de la zona continental del país generando costos excesivos de generación de energía

eléctrica, además de un alto nivel de contaminación por la emisión de gases de efecto invernadero [4].

Si bien las tarifas de energía son subsidiadas por el Estado Colombiano a través del Ministerio de Minas y Energía, estos sobre costos son pagados por todos los colombianos de manera indirecta por los impuestos que tributan, lo cual hace que la situación sea insostenible en el tiempo. Actualmente, en el mercado energético la tendencia del costo de energía eléctrica es al alza [5]. Lo anterior, derivado también de la tendencia mundial de aumentar el costo del carbón, el petróleo y el gas para desincentivar su uso.

Múltiples estudios se han desarrollado con el fin de evaluar la implementación de energías renovables en la isla de San Andrés, en [6] se presenta un estudio mediante la realización de un análisis FODA, en el que se realiza la selección de diversas energías renovables: solar, undimotriz, eólica y Ocean Thermal Conversión de Energía (OTEC), una vez seleccionadas se procede a identificar las limitaciones legales basado en dos escenarios considerando integralmente varias escalas de inversión y consumo de energía: el primero un escenario centrado en el gobierno y el segundo un escenario orientado a la comunidad. El estudio demuestra que la producción de energía limpia bajo ambos escenarios tiene un costo menor que el costo de generación actual basado en combustibles fósiles, además La implementación de estas fuentes de generación de energía renovable podría influir positivamente otros aspectos de la ciudad como mejorar el suministro de agua, reducir la demanda de electricidad y aumentar la participación de la comunidad.

En [7] se encontró que, en el caso del archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, los costos de instalación son considerablemente superiores a un sistema en una ZNI en la Colombia continental, por lo tanto, para el caso de islas es necesario encontrar sistemas de apalancamiento financiero más atractivos a los que se tienen hoy en día. Al tener en cuenta factores ambientales y sociales se pueden encontrar mayores justificaciones para invertir en sistemas para estas islas.

De otra parte, se puede afirmar que los conocimientos de precios de tecnología y de instalación para este tipo de sistemas es aún incipiente en el país. Para poder obtener resultados financieros concretos en este trabajo, fue necesario considerar como referencia

algunos valores basados en los mercados internacionales y en estudios hechos en islas pertenecientes a países de primer mundo, las cuales no tendrían los sobrecostos de nacionalización que se tienen en Colombia. Adicionalmente, se utilizaron cotizaciones con proveedores locales, con el fin de disponer de información real de las tendencias de las tecnologías y mano de obra en el mercado nacional, lo cual, va acorde al objetivo del presente estudio.

En [8] se encontró el comportamiento de los recursos renovables eólico y el solar son los más atractivos para ser utilizados. Los recursos marinos no son factibles principalmente por el alto costo de implementación debido al costo de transmisión, y además por las limitaciones de protección del ecosistema derivado de la declaración como reserva de Biósfera. El autor sugiere, después de estudiar los escenarios de pronóstico, la implementación de 50 MW de generación solar dentro de la isla y usar baterías para almacenar la energía.

El mismo autor en [9] realizó el estudio de la producción de energía eléctrica y su complementariedad para las principales energías renovables disponibles para la isla de San Andrés. En este encontró que la complementariedad del recurso solar con el undimotriz y el eólico muestra una manera prometedora de reducir la necesidad de baterías para dar una energía limpia y confiable fuente para el consumo de energía eléctrica en la isla de San Andrés. Considerando distancias al punto de conexión, producción de energía y LCOE, la mejor opción para la isla es una planta solar flotante o un parque eólico en (12.5, -81.87). El recurso de las olas, aunque es bueno y sería suficiente, no se puede implementar actualmente debido al alto costo de su implementación. En el futuro con la posible reducción del costo de los convertidores de energía de las olas, hay algunos puntos de interés donde podría ser factible su instalación.

Por último, en [10] se presenta la factibilidad de implementar una microrred en la isla, incorporando paneles solares fotovoltaicos y aerogeneradores terrestres al sistema eléctrico existente, tomando como dato de entrada el consumo de los habitantes para el año 2019 reportado al IPSE. A pesar de los altos costos iniciales en los que hay que incurrir, la inversión se recuperaría en 6,7 años de un total de 25 años de vida del proyecto, obteniendo un Tasa Interna de Retorno (TIR) del 15 % y además se dejarían de emitir al medio ambiente aproximadamente 26.797 Ton CO<sub>2</sub> consiguiendo una mejor calidad del

aire para los habitantes de la isla y contribuyendo a la reducción de este tipo de gases a la atmosfera. Al respecto, si bien la combinación de fuentes es interesante técnicamente para el incremento de la confiabilidad, acercamientos previos en este sentido han concluido en una fehaciente oposición por parte de la comunidad raizal a la implementación de soluciones eólicas.

La principal desventaja de usar fuentes de ER para la generación de electricidad es su baja confiabilidad debido a su naturaleza intermitente. Este inconveniente generalmente requiere un sobredimensionamiento del sistema y el uso de dispositivos de almacenamiento de energía de gran capacidad, lo que genera costos de inversión significativos [11]. Este es el principal impulsor de la popularidad actual de los sistemas híbridos de energía renovable (HRES) como una forma eficiente de generar electricidad en áreas remotas. Un HRES se compone de dos o más centrales eléctricas de diferentes tipos alimentadas con los combustibles correspondientes (fósiles o renovables). A diferencia de los sistemas de ER de fuente única, los HRES son más confiables, más eficientes y generan energía a costos más bajos [12].

Los estudios relacionados con el diseño óptimo dominan la literatura sobre HRES en los países en desarrollo. El objetivo principal de estos estudios es determinar el número o tamaño apropiado de componentes del sistema que cumplan con todas las restricciones y minimicen o maximicen la(s) función(es) objetivo [12]. Se han aplicado dos categorías principales de métodos para esta tarea: herramientas de software y técnicas de optimización. En [13,14,15,16,17] se han realizado extensas revisiones bibliográficas sobre estos trabajos. Con fines indicativos, se mencionan algunos a continuación.

Los estudios que aplicaron técnicas de optimización para un dimensionamiento óptimo incluyen el de Akbar Maleki y Alireza Askarzadeh [18], quienes llevaron a cabo un análisis de un sistema híbrido fotovoltaico/eólico/diésel con almacenamiento de baterías para la electrificación de Rafsanjan, una aldea remota de Irán sin conexión a la red. Utilizaron una técnica de optimización basada en búsqueda de armonía discreta para el dimensionamiento óptimo del sistema y consideraron el costo anual total del sistema como la función objetivo. Finalmente, los autores compararon los resultados encontrados con los de un algoritmo de recocido simulado discreto. Yashwant Sawle et al. [20] desarrolló un

algoritmo genético y una optimización de enjambres de partículas para el dimensionamiento óptimo de un sistema de energía híbrido fotovoltaico/eólico/biomasa autónoma para la electrificación del distrito de Barwani, una zona remota de la India donde consideraron el coste de la energía como una función objetivo a minimizar. Weiqiang Dong et al. [19] propusieron un algoritmo de colonia de hormigas mejorado para el diseño óptimo de un sistema autónomo híbrido fotovoltaico/eólico/batería/hidrógeno para satisfacer la demanda de carga primaria de Zhejiang, una isla china.

Establecieron dos objetivos, a saber, minimizar el costo anual y maximizar la confiabilidad del sistema. Singh et al. [21] aplicó un algoritmo de colonia de abejas artificiales basado en enjambres para el dimensionamiento óptimo de un sistema híbrido fotovoltaico/eólico/biomasa/batería para satisfacer las necesidades de electricidad de Patiala, una aldea remota de la India. El sistema óptimo obtenido incluyó 18 aerogeneradores de 1 kW, un campo fotovoltaico de 250 kWp de capacidad, un generador de biomasa de 40 kW y una batería de 1,4 kah por un costo actual neto total (NPC) de \$7.230.378 USD y un costo de energía (COE) de 0,173 USD/kWh. Ma et al. [22] examinó un sistema híbrido fotovoltaico/eólico combinado con almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHS) para satisfacer las necesidades de energía residencial de una aldea remota hipotética en Hong Kong. Simularon docenas de escenarios de capacidad de componentes utilizando un modelo matemático diseñado.

Luego, centrándose en un caso viable que consta de dos aerogeneradores de 10,4 kW, paneles fotovoltaicos de 110 kWp y un sistema PHS con un depósito superior de 5106 m<sup>3</sup>, los autores concluyeron que PHS es el mejor sistema de almacenamiento de energía para el 100% de autonomía energética en comunidades aisladas.

En el marco de estudios que utilizan herramientas de software, Nasser Yimen et al. [23] utilizó el software HOMER para analizar un sistema híbrido fotovoltaico/eólico/biogás/PHS autónomo para la electrificación rural de Djoundé, una aldea remota en el norte de Camerún. Los autores tomaron en cuenta las demandas de carga residencial, comercial, agrícola y comunitaria de la aldea y consideraron el NPC como una función objetivo. Descubrieron que la arquitectura óptima del sistema estaba compuesta por un generador de biogás de 15 kW, un conjunto fotovoltaico de 81,8 kW para un COE de 0,256 EUR/kWh y un NPC de 370 426 EUR. Adaramola et al. [25] aplicó el software HOMER para realizar

la optimización de un sistema híbrido solar/eólico/generador diésel para la electrificación de una hipotética aldea remota de Ghana. Considerando el NPC como una función objetivo, encontraron que el sistema óptimo incluía una turbina eólica de 100 kW, un conjunto fotovoltaico de 80 kW y una batería Surrette 4KS25P de 60 kW. Su sistema podría generar 791,1 MWh de energía por año a un COE de 0,281 USD/kWh.

El software HOMER también se usó para analizar un sistema híbrido fotovoltaico/eólico autónomo en Kenia y Sudáfrica [26], y un sistema híbrido fotovoltaico/célula de combustible/batería para la desalinización de agua de mar en la ciudad saudí de NEOM [27]. Dahyun Kang y Tae Yong Jung [24] utilizaron el software HOMER para optimizar un sistema híbrido fotovoltaico/eólico/de batería para la electrificación de Kibong-ri, una aldea remota en Corea del Norte. 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 [28].

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 económicamente 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.

## **3. Capítulo 3: Principales antecedentes nacionales y locales en soluciones solares fotovoltaicas**

### **3.1 Antecedentes nacionales**

A noviembre de 2022, en el territorio nacional se cuenta con una capacidad efectiva de 17.761 MW a partir de FNCER con fuentes como biomasa, PCH's, eólica y solar (Asociación de Energías Renovables Colombia – SER Colombia).

Lo anterior, es concordante con la información reportada por XM como el administrador del mercado eléctrico colombiano. Según se indica, a diciembre del año 2018, la capacidad instalada de generación del país era de 17,3 GW, de los cuales el 68,4 % correspondió a generación hidráulica, el 30,6 % a generación térmica (13,3 % con Gas Natural, 7,8% con combustibles líquidos y 9,5 % con carbón), y aproximadamente el 1 % restante con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) (eólica, solar, y biomasa). Entre tanto, es posible concluir que Colombia cuenta con una de las matrices de generación de energía eléctrica más limpias del mundo, tal como lo indica el Banco Interamericano de Desarrollo – BID<sup>1</sup>.

Lo anterior, se presenta de forma detallada a continuación:

---

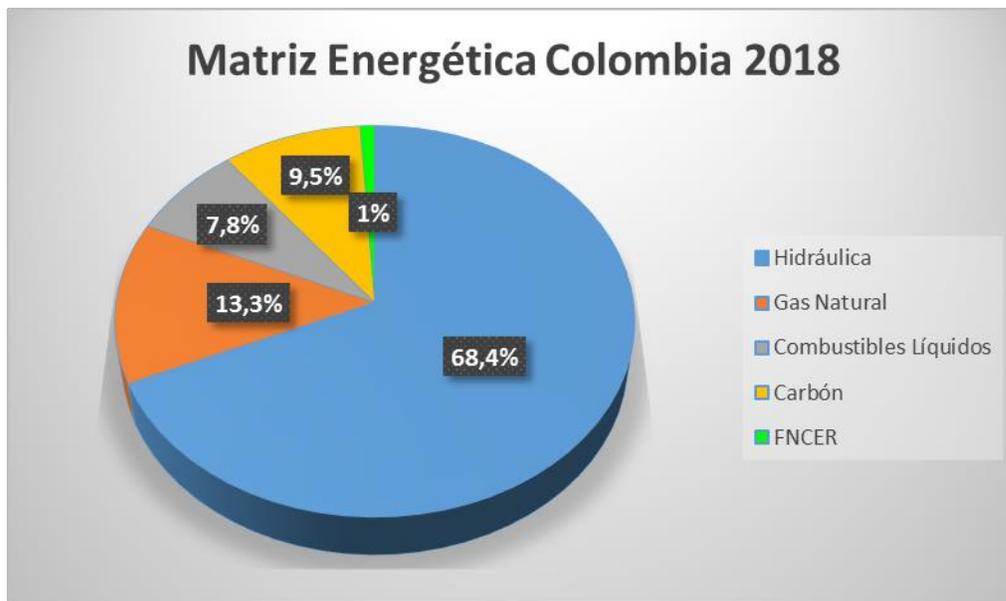
<sup>1</sup> <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>

**Tabla 3-1:** Matriz energética Colombia 2018

Fuente de Generación	% de participación	Capacidad Instalada(MW)
Hidráulica	68,40%	11841,408
Gas Natural	13,30%	2302,496
Combustibles Líquidos	7,80%	1350,336
Carbón	9,50%	1644,64
FNCER	1%	173,12
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>17312</b>

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de XM

**Figura 3-1:** Matriz energética Colombia 2018.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de XM

Con esta composición, es posible afirmar que los ciclos hidrológicos y su variabilidad, tienen una alta incidencia, en las proporciones de las diferentes tecnologías de generación de energía, sobre el total de la matriz energética, haciendo al sistema eléctrico colombiano vulnerable ante escenarios de hidrología crítica, como el fenómeno de El Niño.

Se dice que, durante los períodos de normalidad hidrológica, la generación hidráulica está en capacidad de abastecer cerca del 85 % de la demanda. En contraste, durante períodos secos, como 2009 - 2010 y 2015 - 2016 afectados por el fenómeno de El Niño, las fuentes

de generación térmica cubrieron casi el 50 % de la demanda, incurriendo en altos costos de generación y mayores emisiones de gases efecto invernadero<sup>2</sup>.

Dado lo anterior, es inminente la necesidad de buscar alternativas que permitan diversificar la matriz energética, en especial, con la penetración de las Fuentes No Convencionales de Energías Renovables – FNCER.

Bajo esta dinámica, el Gobierno Nacional, se había comprometido en el año 2019 a incorporar 1.500 MW de FNCER para el año 2022, con una proyección de entre el 13 % y el 18 % de la generación del sistema eléctrico al 2031<sup>3</sup>. Al respecto, el panorama es alentador, pues para el año 2022, se espera que más del 12 % de la energía generada en Colombia sea a partir de FNCER (Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE, 2022).

Un aspecto a destacar es que las iniciativas para promulgar el uso de las FNCER en el país no provienen únicamente desde la perspectiva estatal. Prueba de lo anterior es la construcción de nuevas plantas en parques de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica, en las que se evidencia la intencionalidad de actores privados de diversificar su portafolio de generación. De manera específica se ha observado una participación activa de empresas como ENEL y CELSIA, quienes, aunque son actores tradicionales del sector de generación en el país, van a la vanguardia en tal sentido.

Según indica el Ministerio de Minas y Energía en su portal de cierre de brechas <https://minenergia.gov.co/es/misional/cierre-de-brechas/mapa-de-energia/#> , para el año 2022 hay reportados en el país 80 proyectos entre tradicionales y a partir de energía solar fotovoltaica con el objetivo de ampliar el servicio de energía eléctrica en las zonas rurales del Sistema Interconectado Nacional – SIN.

---

<sup>2</sup> <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>

<sup>3</sup> <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>

Dentro de los principales proyectos de SSFV, se observa la construcción de centrales como *El Paso* en el Departamento del Cesar, y *Celsia Solar Yumbo* en el Departamento del Valle del Cauca, en las que Enel Green Power Colombia (EGPC) y CELSIA, inauguraron plantas de generación con una capacidad instalada de 86,2 MW (2019) y 9,9 MW (2017), respectivamente.

**Figura 3-2:** a. Planta solar El Paso – EGPC. b. Granja Solar Celsia Solar Yumbo – CELSIA.



a.



b.

Fuente: a. <https://www.elpaisvallenato.com/2019/04/05/asi-es-la-primera-planta-solar-de-colombia-construida-en-el-paso-cesar/> b. <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/asi-sera-la-granja-de-energia-solar-que-construira-de-celsia-en-yumbo-503229>

## 3.2 Antecedentes locales

Si bien durante muchos años se ha destacado el potencial de generación solar fotovoltaico en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, la materialización de iniciativas específicas siempre habían sido de manera atomizada y a pequeña escala. Solamente a partir de los procesos de reconstrucción de la isla de Providencia luego del paso de los huracanes IOTA y ETA en el año 2020, que devastaron en su totalidad las edificaciones e instalaciones de este territorio insular, se observan iniciativas de escala significativa.

La primera de estas iniciativas corresponde a la instalación de 530 SSFV individuales con baterías para beneficiar al mismo número de familias en las que desde el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE, se han invertido más de 19 mil millones de pesos en el marco del Programa Be Energy.

La segunda, pero no menos importante de estas iniciativas relevantes corresponde al principal proyecto local de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica y que será implementado en la isla de Providencia en el marco de los procesos de reconstrucción de la isla. La implementación de esta planta tiene un costo estimado de \$10.000.000 USD, y es financiada con recursos provenientes de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPELROL y la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional – USAID. Su construcción se inició a mediados del año 2022 y tendrá una capacidad instalada de 1.8 MWp con un sistema de almacenamiento de 2.5 MW [29].

**Figura 3-3:** Inicio construcción granja solar en la isla de Providencia



Fuente: <https://thearchipelagopress.co/el-gobierno-le-cumple-a-las-regiones-ecopetrol-inicio-la-construccion-de-la-primera-granja-solar-en-providencia/>

### 3.3 Antecedentes adicionales

Si bien es cierto que el presente estudio hace énfasis en la viabilidad de diversificar la matriz energética del Archipiélago a partir de energía solar fotovoltaica, se considera importante la identificación de estrategias que aunadas a la penetración de FNCER,

contribuyan a la disminución de costos en la prestación del servicio y a la obtención de beneficios ambientales tanto para los habitantes del departamento, como para todo el ecosistema de la reserva de Biósfera de Seaflower en general.

En este sentido, se observa el *Programa de gestión eficiente de la demanda de energía en zonas no interconectadas: Proyecto piloto Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*, que consiste en un crédito del Gobierno Nacional con el Banco Interamericano de Desarrollo – BID por \$10.000.000 USD para el cumplimiento de sus objetivos.

Su objetivo general es *Implementar el programa de optimización de la gestión de la demanda de electricidad en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina para mejorar su sostenibilidad energética, económica y ambiental; y reducir las emisiones de GEI en las ZNI*. Sus objetivos específicos son: 1. *Mejorar el uso de la energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, a través de la implementación de medidas de eficiencia energética en los diferentes sectores de la demanda, con la consecuente reducción de emisiones de GEI y ahorro en subsidios otorgados por parte del Gobierno nacional*, y 2. *Concientizar a la población acerca de la importancia de la adopción de buenas prácticas en materia de un uso eficiente de la energía, promover los beneficios del programa, y garantizar que los equipos reemplazados tengan una disposición final adecuada que cumpla criterios ambientales*. [30].

Los resultados previstos de este programa al año 2028 son 93.162 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente evitadas, reducción del consumo de energía eléctrica en 139 GWh y \$22.800.000 USD ahorrados en subsidios a la tarifa desembolsados por el Estado colombiano.

## 4. Capítulo 4: Marco Teórico Soluciones Solares Fotovoltaicas

Como se indicó anteriormente, el alcance del presente estudio se centra en la evaluación comparativa entre la generación a partir de diésel, y la generación de energía a partir de energía solar fotovoltaica, por cuanto se presentarán a continuación algunos conceptos básicos de esta última tecnología para la generación de electricidad.

De acuerdo a la interacción de las plantas de generación con las redes eléctricas, los sistemas solares fotovoltaicos se pueden dividir en 3 tipos: Off grid, On grid, e híbridos.

### **Sistemas Off Grid**

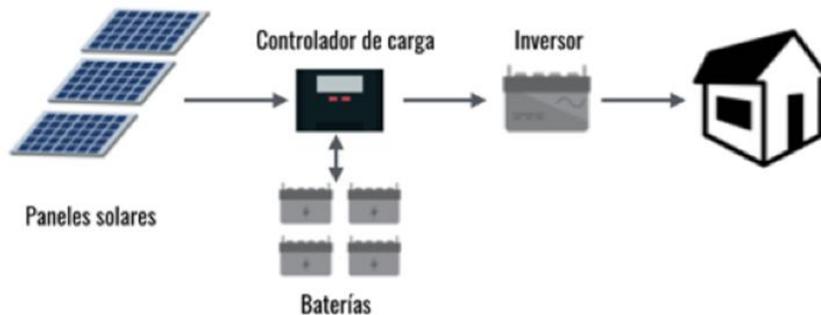
Son sistemas que no se encuentran conectados a las redes eléctricas, bien sea por decisión del propietario de la instalación, o por indisponibilidad de dichas redes, como por ejemplo en las Zonas No Interconectadas – ZNI.

En los sistemas de tipo Off Grid, los paneles solares son utilizados para generar electricidad que puede ser consumida al instante, o posteriormente, cuando no se cuenta con disponibilidad del recurso solar, por cuanto es bastante común el uso de almacenamiento de energía por medio de baterías. Además, en algunos casos específicos, la energía se puede acumular mediante otros sistemas como producción de hidrógeno o bombeo de agua a reservorios elevados.

Este tipo de sistemas son comúnmente utilizados en comunidades rurales aisladas, antenas, y luminarias para alumbrado público. Al requerir el uso de baterías, la vida útil del sistema puede depender de la duración de éstas, por cuanto es de fundamental importancia adelantar labores de mantenimiento preventivo periódicas.

Aunado a lo anterior, los altos costos actuales de las baterías, juegan un papel preponderante en la decisión de incluir o no sistemas de almacenamiento.

**Figura 4-1:** SSFV Off Grid



Fuente: Sun Supply, 2020<sup>4</sup>

### **Sistemas On Grid:**

Son sistemas con conexión a la red eléctrica del operador de red. Su principio se fundamenta en una interacción activa con la red externa. Si los paneles solares producen más energía de la que se está consumiendo, este exceso de energía se entrega a la red eléctrica. En caso contrario, si la demanda de energía es superior a la generación instantánea de la planta solar, el sistema consumirá energía de la red eléctrica externa para abastecer sus necesidades.

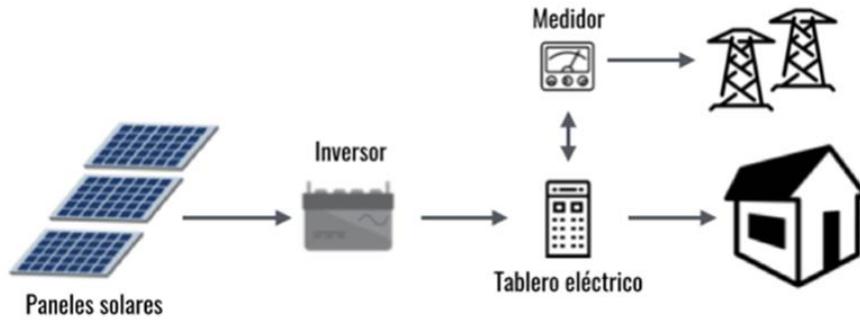
En este sistema, el dispositivo principal es un medidor de energía de tipo bidireccional, que permite estimar el consumo neto, obtenido de la diferencia entre los excedentes de generación suministrados a la red, y la inyección de electricidad por parte de la red exterior para abastecer la demanda del usuario.

En caso que el Operador de Red o el usuario no quieran que se haga transferencia de los excedentes a la red, se pueden utilizar controladores dinámicos de potencia, los cuales controlan la producción del sistema de conformidad con el perfil de la demanda.

---

<sup>4</sup> Tomado de “*Diferentes tipos de sistemas solares fotovoltaicos*”. Sun Supply (Empresa de diseño de sistemas solares fotovoltaicos de Colombia). [29/05/2020]. Disponible en: <https://www.sunsupplyco.com/tipos-de-sistemas-solares/>

**Figura 4-2:** SSFV On Grid



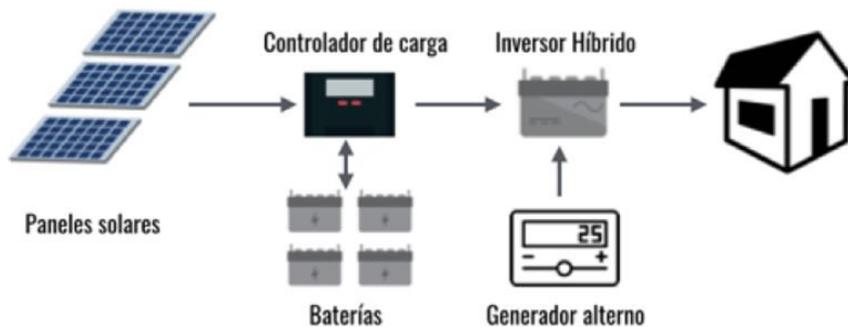
Fuente: Sun Supply, 2020<sup>5</sup>

**Sistemas Híbridos:**

Los sistemas híbridos son en esencia sistemas que integran la energía producida por la planta solar, la energía almacenada en las baterías y la energía proveniente por una tercera fuente.

Esta tercera fuente de generación, puede ser incluso la red eléctrica externa, siendo la filosofía central de este tipo de sistemas, el garantizar la continuidad en el suministro de energía en una carga determinada.

**Figura 4-3:** SSFV Híbrida



Fuente: Sun Supply, 2020<sup>6</sup>

<sup>5</sup> Tomado de “Diferentes tipos de sistemas solares fotovoltaicos”. Sun Supply (Empresa de diseño de sistemas solares fotovoltaicos de Colombia). [29/05/2020]. Disponible en: <https://www.sunsupplyco.com/tipos-de-sistemas-solares/>

<sup>6</sup> Ibídem

## 4.1 Sistema Eléctrico de la Isla de San Andrés

### 4.1.1 Demanda de energía

Aunque hasta ahora se ha hablado casi de manera exclusiva del componente de generación, su contraparte – la demanda-, es igualmente importante. Por esta razón, este elemento se abordará en este capítulo.

Cabe aclarar, que el horizonte de tiempo analizado en relación a la demanda en el presente documento 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.

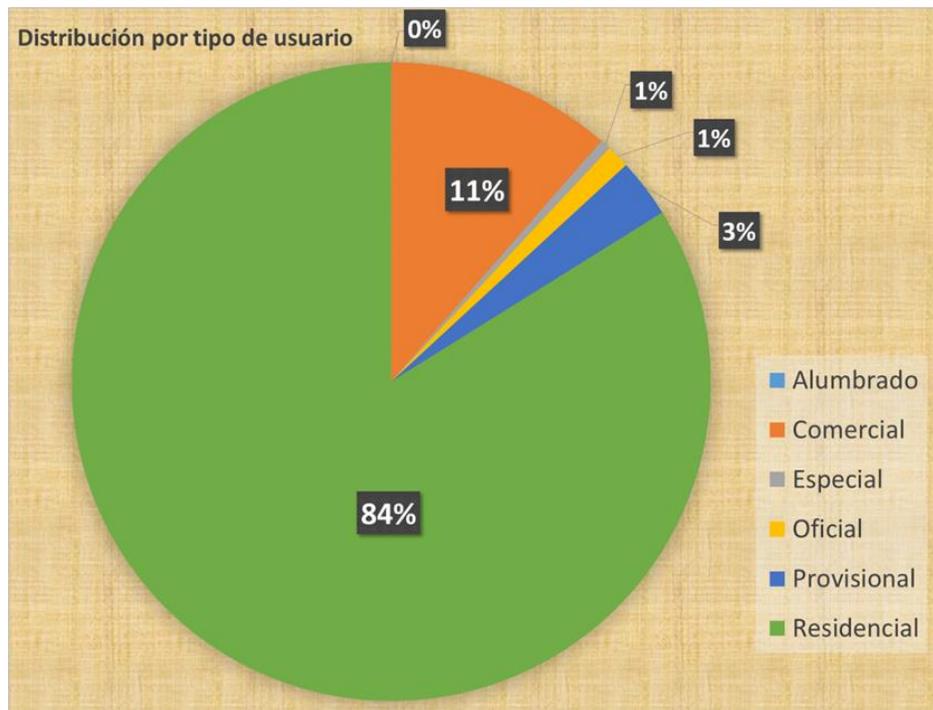
Con lo anterior, se espera no incluir patrones de consumo que podrían considerarse atípicos dentro del análisis y que puedan conducir a resultados erróneos.

**Tabla 4-1:** Total de Usuarios en el Archipiélago 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
<b>Total</b>	<b>23586</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

**Figura 4-4:** Ponderación por tipo de Usuarios en el Archipiélago de San Andrés, abril 2020



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

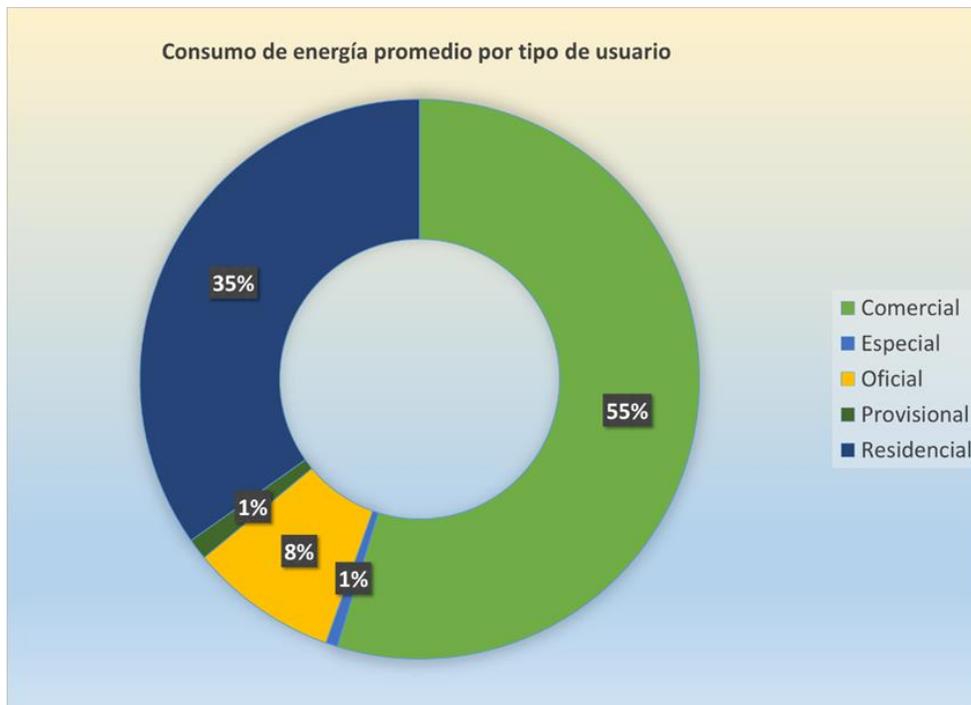
En términos del consumo de energía promedio en kWh/mes de los 6 meses comprendidos entre octubre de 2019 y marzo de 2020, de conformidad con el tipo de usuario, la distribución es la siguiente:

**Tabla 4-2:** 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
<b>Total</b>	<b>15.780.324</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

**Figura 4-5:** Ponderación de consumo por tipo de usuarios en el Archipiélago de San Andrés, en el periodo octubre 2019 a marzo 2020



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

Entre tanto, como se puede observar en la información anteriormente presentada, 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 solamente representa 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 información de la empresa de Energía de San Andrés, Providencia y Santa Catalina – EEDAS, 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 siguiente tabla:

**Tabla 4-3:** Número de Usuarios residenciales por rango de consumo en el Archipiélago de San Andrés, marzo 2020

NUMERO DE USUARIOS POR RANGO DE CONSUMO						
Rango de Consumo	1 – 187 kWh/mes	1 – 800 kWh/mes	188 – 800 kWh/mes	> 800 kWh/mes	Total	Participación (%)
Tipo de Estrato						
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
<b>Total</b>	<b>7.807</b>	<b>1.696</b>	<b>9.529</b>	<b>751</b>	<b>19.783</b>	<b>100</b>
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 anterior:

**Tabla 4-4:** 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 kWh/mes	1 – 800 kWh/mes	188 – 800 kWh/mes	> 800 kWh/mes	Total	Participación (%)
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 kWh/mes	1 – 800 kWh/mes	188 – 800 kWh/mes	> 800	Total	Participación
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
<b>Total</b>	<b>766.565</b>	<b>545.746</b>	<b>3.318.238</b>	<b>856.925</b>	<b>5.487.474</b>	<b>100</b>
Participación (%)	13,97	9,95	60,47	15,62	100,00	

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

De acuerdo a la información anteriormente expuesta, 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, 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 – 800KWh, con un valor de 545.746 KWh/mes.

Los intervalos definidos en las tablas anteriormente presentadas, 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.

### 4.1.2 Esquema Operacional

El esquema operacional de la prestación del Servicio en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina - ASPSC, integra las actividades de Generación (G), Distribución (D) y Comercialización (C). (Ruta Crítica del Proceso).

**Figura 4-6:** Esquema operacional de la prestación del servicio en el ASPSC



Fuente: EEDAS 2018

A continuación, se presentan algunas imágenes del esquema de operación en el proceso de generación de energía en la isla de San Andrés.

**Figura 4-7:** Almacenamiento de combustible en la isla de San Andrés



Fuente: Archivo propio 2019

**Figura 4-8:** Unidades de generación en la isla de San Andrés



Fuente: Archivo propio 2019

**Figura 4-9:** Unidades de control en la isla de San Andrés



Fuente: Archivo propio 2019

### **4.1.3 Subsidios para las Zonas No Interconectadas – ZNI**

El Documento CONPES 3453 de 2006 “*Esquema de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas no Interconectadas*”, realiza un análisis detallado de las condiciones de prestación del servicio en las ZNI y 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*”.

Como era de esperar, los mayores costos para la prestación del servicio, están asociados al uso de combustibles fósiles (Diésel principalmente), para la producción de electricidad, y el alto costo asociado de operación y mantenimiento en la infraestructura de Generación y Distribución.

En dicho CONPES, se hace un llamado de atención al Gobierno Nacional, para que diseñe esquemas sostenibles que vinculen subsidios diferenciales y modelos que propendan la reducción de pérdidas, la implementación de energías renovables, y la eficiencia energética, de manera que se pueda garantizar la prestación del servicio en dichas zonas.

El Cu o “Costo de Prestación Unitario”, corresponde al valor real expresado en \$/kWh del costo asociado a la prestación del servicio por Nivel de Tensión de acuerdo a las resoluciones CREG 160/2008 y 073/2009. Este valor incluye todos los costos de las actividades concesionadas y las inversiones necesarias para la prestación del servicio.

A manera de contexto, en el esquema de asignación de subsidios, para los clientes residenciales en estrato 1, 2 y 3, que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional, se aplica un porcentaje de subsidio sobre el consumo de subsistencia que es de 173 KWh/mes para alturas inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar, y de 130 KWh/mes para alturas superiores. Después de esta cantidad los kWh se facturarían con tarifa plena.

En general, los porcentajes de subsidio son: Estrato 1: 50%, Estrato 2: 40%, y Estrato 3: 15%. El estrato 4 no tiene subsidio, y a los estratos 5 y 6 se les factura una contribución

del 20% sobre el consumo total facturado. Sin embargo, el subsidio es variable para Estratos 1 y 2, y va entre el 50% y 60% para Estrato 1, y entre el 40% y 50% para el Estrato 2.

A diferencia de los criterios de estratificación para la asignación del subsidio en los usuarios del SIN, el escenario es más complejo para la totalidad de la población que habita en las ZNI. Más allá de la dificultad de los estratos 1, 2 y 3 de asumir los costos del servicio, es la dificultad de asumir para toda la población el Costo Real de un kWh, basados en la capacidad de pago de determinada región. La ley 1117 de 2006, establece las condiciones para que en las Zonas No Interconectadas, los esquemas de subsidios se diseñen conforme a las necesidades y capacidad de pago de los usuarios de la región.

Mientras la tarifa promedio de un usuario de estrato 4 en el SIN (que no tiene subsidios ni contribuciones en la estimación del costo de la energía a pagar en su recibo), se encuentra entre \$325 y \$400 y cubre en su totalidad los costos (Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización), el Costo Real en una ZNI, puede superar los \$1.000 por kWh.

Lo anterior, debido a que mientras en el SIN las fuentes de generación son agua, gas natural o carbón (con precios de generación que habitualmente oscilan entre \$65 y \$120), en las Zonas No Interconectadas se utiliza DIESEL o Fuel Oil, con costos de generación que tienen como valor mínimo \$350 por kWh.

Para el caso particular del Archipiélago de San Andrés, el Costo Real es del orden de \$950 (promedio entre abril de 2019 y abril de 2020), incluyendo los costos de Generación, Distribución, Comercialización, e inversiones. El Costo Real en la isla, ha alcanzado valores del orden de \$975 por kWh, como ocurrió en el año 2012.

#### **4.1.4 Subsidios en la isla de San Andrés**

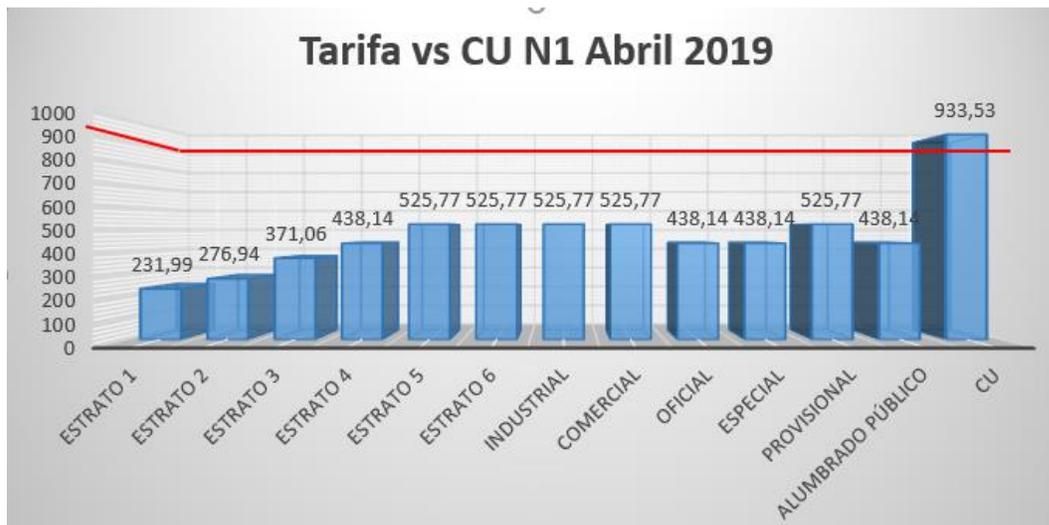
El esquema subsidiario para los usuarios de la isla de San Andrés (SAI), responde a la necesidad de solventar la diferencia entre la capacidad de pago del usuario, y el Costo Real de la energía.

**Tabla 4-5:** Tarifa y Cu por tipo de usuario en SAI, abril de 2019

Estrato	Tarifa (\$)
Estrato 1	231,99
Estrato 2	276,94
Estrato 3	371,06
Estrato 4	438,14
Estrato 5	525,77
Estrato 6	525,77
Industrial	525,77
Comercial	525,77
Oficial	438,14
Especial	438,14
Provisional	525,77
Alumbrado Público	438,14
CU	933,53

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

**Figura 4-10:** Comparación de Tarifa vs Costo de Prestación Unitario – CU, abril de 2019



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

Como se puede observar en la figura anterior, para cada tipo de usuario, aunque se aplica una tarifa distinta, el Costo de Prestación Unitario – CU, es el mismo para todos. El valor de subsidio percibido por cada tipo de usuario, depende de sus características socioeconómicas, y corresponde a la diferencia entre el CU y la tarifa cobrada al cliente.

Dicha tarifa, que está asociada a la capacidad de pago de cada tipo de usuario, se estableció en términos de la Resolución CREG 160 de 2008 como: *“La tarifa aplicada a los usuarios de SAI de Julio de 2007 indexada con el IPC”*, lo cual garantiza que el valor a pagar por los usuarios este afectado por un indicador de costo de vida.

Este aspecto, de particularizar el valor a cobrar al usuario, de conformidad con el costo de vida tiene una especial relevancia y un alto impacto social, dadas las condiciones socioeconómicas de gran parte de la población de la isla de San Andrés, y en general del Departamento Archipiélago. Esta temática se abordará de manera detallada en otro capítulo del presente documento.

Como se mencionó anteriormente, el sector residencial de la isla de San Andrés representaba a marzo de 2020 el 83,88% del total de los usuarios (19.783), y el 34,78% de la demanda energética. Conforme a lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía – MME, diseñó un esquema escalonado de subsidios, asociado al consumo de los usuarios, de la siguiente manera:

Tomando como referencia los consumos de subsistencia establecidos por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (187 kWh/usuario/mes para el caso de San Andrés), y con el fin de incentivar el uso eficiente de la energía, se establecen los niveles de subsidio, siendo el monto de éstos, inversamente proporcionales al consumo de cada usuario; es decir, cuanto menor sea el consumo del cliente, mayor será su subsidio.

La aplicación de los subsidios, se hace de manera escalonada, teniendo un tope máximo de 800 kWh/usuario/mes para recibir el beneficio, y considerando el valor de consumo de subsistencia fijado por la UPME para San Andrés como referente para el escalonamiento de la fracción a subsidiar.

Lo anterior, se presenta de forma detallada a continuación:

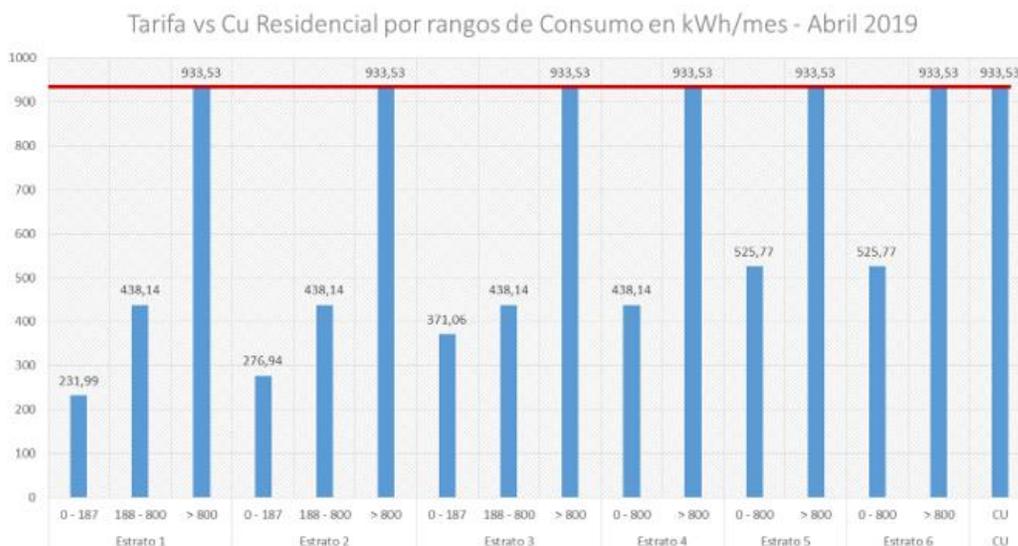
**Tabla 4-6:** Tarifa y Cu por rangos de consumo para usuarios residenciales, abril de 2019

Estrato	Rango (kWh/mes)	Tarifa (\$)
Estrato 1	0 - 187	231,99
	188 - 800	438,14
	> 800	933,53
Estrato 2	0 - 187	276,94
	188 - 800	438,14
	> 800	933,53
Estrato 3	0 - 187	371,06
	188 - 800	438,14
	> 800	933,53
Estrato 4	0 - 800	438,14
	> 800	933,53
Estrato 5	0 - 800	525,77
	> 800	933,53
Estrato 6	0 - 800	525,77
	> 800	933,53
CU	CU	933,53

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

Esto, se puede observar en la siguiente gráfica:

**Figura 4-11:** Comparación de Tarifa vs CU por rangos de consumo, abril de 2019



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

Las tablas y gráficas presentadas a continuación, corresponden a la información precedente de estratos, tarifas y Cu, en términos de subsidios para cada tipo de usuario.

**Tabla 4-7:** Tarifa y Cu para cada tipo de usuario, abril de 2019

Estrato	Subsidio (\$)
Estrato 1	701,54
Estrato 2	656,59
Estrato 3	562,47
Estrato 4	495,39
Estrato 5	407,76
Estrato 6	407,76
Industrial	407,76
Comercial	407,76
Oficial	495,39
Especial	495,39
Provisional	407,76
Alumbrado Público	495,39
CU	933,53

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

**Figura 4-12:** Comparación de subsidios vs Costo de Prestación Unitario - CU, abril de 2019



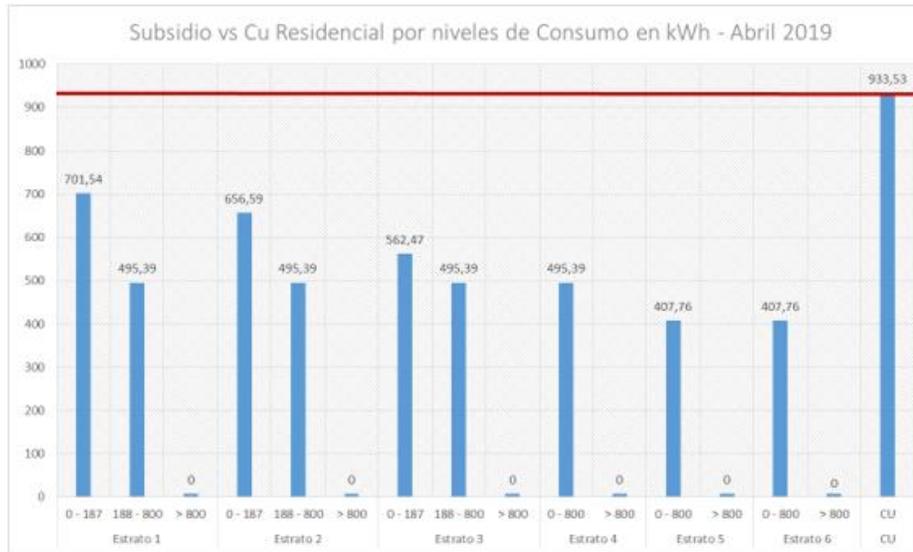
Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

**Tabla 4-8:** Subsidio y Cu por rangos de consumo para usuarios residenciales, abril de 2019

Estrato	Rango (kWh/mes)	Subsidio (\$)
Estrato 1	0 - 187	701,54
	188 - 800	495,39
	> 800	0
Estrato 2	0 - 187	656,59
	188 - 800	495,39
	> 800	0
Estrato 3	0 - 187	562,47
	188 - 800	495,39
	> 800	0
Estrato 4	0 - 800	495,39
	> 800	0
Estrato 5	0 - 800	407,76
	> 800	0
Estrato 6	0 - 800	407,76
	> 800	0
CU	CU	933,53

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

**Figura 4-13:** Comparación de subsidios vs CU por rangos de consumo, para usuarios residenciales con demanda dentro del consumo de subsistencia, abril de 2019



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

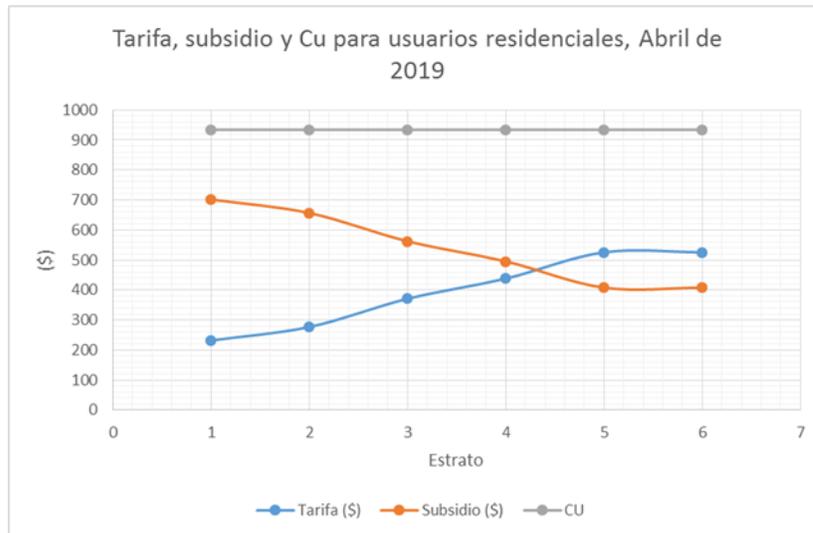
Finalmente, tomando como referencia a los usuarios de tipo residencial, la comparación entre tarifas, subsidios, y Cu, se puede resumir como sigue:

**Tabla 4-9:** Tarifa, subsidio y Cu para usuarios residenciales con demanda dentro del consumo de subsistencia, abril de 2019

Estrato	Tarifa (\$)	Subsidio (\$)	CU
Estrato 1	231,99	701,54	933,53
Estrato 2	276,94	656,59	933,53
Estrato 3	371,06	562,47	933,53
Estrato 4	438,14	495,39	933,53
Estrato 5	525,77	407,76	933,53
Estrato 6	525,77	407,76	933,53

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

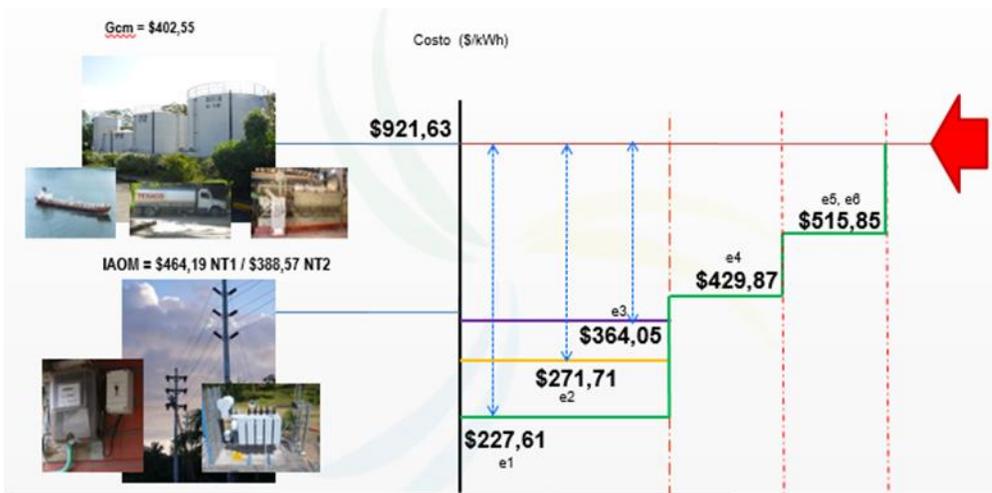
**Figura 4-14:** Tarifa, subsidio y Cu para usuarios residenciales, con demanda dentro del consumo de subsistencia, abril de 2019



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS

## 5. Capítulo 5: Análisis tarifario del Departamento Archipiélago

Figura 5-1: Esquema CU – Isla de San Andrés



Fuente: EEDAS, 2019

El Costo de Prestación Unitario – CU, está compuesto en términos generales por 2 elementos: El Costo del Combustible o Gcm y el Costo de Inversiones, Administración, Operación y Mantenimiento o IAOM.

La tarifa aplicable para el cálculo de subsidios, parte de lo establecido en el Contrato ASE 067 de 2009 y la Resolución 180069 de 2008:

El Cu o “Costo de Prestación Unitario”, corresponde al valor real expresado en \$/kWh del costo asociado a la prestación del servicio por Nivel de Tensión de acuerdo a las resoluciones CREG 160/08 y 073/09. Dicha fórmula, se presenta a continuación:

$$CU_{n,m} = IAOM_{n,m} + \frac{Gc_m + A_m}{(1 - p_{n,m})} + M_m$$

A su vez, los componentes del Cu, se calculan mediante:

$$IAOM_{n,m} = PIAOM_n \times \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$$

$$Gc_m = \frac{1}{Et_{m-1}} \sum_{i=1}^n CECi \times PC_m \times Ei_{m-1}$$

$$A_m = \frac{0,5}{Et_{m-1}} \sum_{i=1}^k CECi \times \Delta PC_m \times ei_{m-1}$$

Donde:

Componente	Descripción	Fuente
<b>PIAOM<sub>n</sub></b>	Valor ofertado por el Concesionario en el proceso IP-01 2009	Contrato 067 de 2009
<b>Ipp<sub>m</sub>, Ipp<sub>0</sub></b>	Valores obtenidos del DANE	www.dane.gov.co
<b>CECi</b>	Eficiencia de las unidades ofertada por el Concesionario	Contrato 067 de 2009
<b>PC<sub>m</sub></b>	Precio del combustible por galón en el mes “m”, puesto en planta de generación San Andrés y Providencia	Ecopetrol, Facturas de transporte
<b>Ei<sub>m</sub>, Et<sub>m-1</sub></b>	Energía neta por unidad, y por planta, obtenida de los medidores y los registros de energía entregada en bornes del transformador elevador	Medidores en central de generación, reportes de energía mes
<b>P<sub>n,m</sub></b>	Perdidas de energía, por nivel de tensión definidas para el contrato ASE 067 de 2009	Contrato 067 de 2009
<b>ΔPC<sub>m</sub></b>	Diferencia el precio de combustible cuando se usen sustitutos	Ecopetrol, Facturas de combustible sustituto
<b>ei<sub>m-1</sub></b>	Energía neta entregada por la tecnología sustituta al sistema	Medidores en central de generación, reportes de energía mes

## 5.1 Cálculo del GCM

El GCM es el costo por kWh del combustible asociado a la generación de energía, calculado sobre la eficiencia ofertada por el Concesionario en términos de galones consumidos por kWh (gal/kWh):

**Tabla 5-1:** Unidades para la generación de electricidad en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina

Unidad	Central	Eficiencia Ofertada	Consumo por cada 1000 kWh reconocido	Observaciones
MAN DIESEL 13,4 MW x 2 Unidades		0,0583 gal/kWh	58,3 galones	Unidades modelo 2012, 514 rpm control electrónico
MB Blackstone 9,8 MW x 2 Unidades		0,0694 gal/kWh	69,4 galones	Unidades modelo 1991, 514 rpm control electromecánico
EMD GM DIESEL 2,9 MW x 6 Unidades		0,0769 gal/kWh	76,9 galones	Unidades modelo 1996, 900 rpm control electromecánico
EMD GM DIESEL 1,4 MW x 2, 0,75 MW x 1		0,0810 gal/kWh	81,0 galones	Unidades modelo 2005 (EMD3) 900 rpm, 1996 (EMD2) y 1993 (EMD1) sin turbo

Fuente: EEDAS, 2017

Respecto a la tabla anterior, las unidades MAN DIESEL (13,4 MW x 2), MB Blackstone (9,8 MW x 2) y EMD GM Diésel (2,9 MW x 6), son las utilizadas para generación en la isla de San Andrés, mientras que las unidades EMD GM Diésel (1,4 MW x 2), y EMD GM Diésel (0,75 MW x 1), son las encargadas de la generación de electricidad para las islas de Providencia y Santa Catalina.

Como se puede observar, la generación de electricidad en la isla de San Andrés, está compuesta por 10 unidades, con potencia nominal de 63,8 MW, mientras que, para las islas de Providencia y Santa Catalina, está compuesta por 3 unidades con potencia nominal de 3.55 MW.

Entre tanto, la capacidad instalada de generación del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, es de 67.35 MW, con las unidades presentadas en la tabla anterior.

En términos de eficiencia ofertada, y consumo por cada 1000 kWh reconocido, las unidades más eficientes son las 2 unidades MAN Diésel, de 13,4 MW cada una, y las menos eficientes, son las 3 unidades EMD GM Diésel, de 1,4 MW, 0,75 MW, respectivamente.

En general, para analizar la fórmula tarifaria de manera detallada, se presentarán a continuación la definición de sus componentes de una manera más simple, incluyendo además un ejemplo de estimación de CU para el mes de diciembre de 2018.

**Et<sub>m-1</sub>**: Es la energía neta entregada por cada unidad al sistema de distribución en el mes inmediatamente anterior, medida en bornes del transformador elevador.

**G<sub>c</sub> (o G<sub>cm</sub>)**: Corresponde al costo del combustible remunerado para la generación de energía del mes m.

**CECi**: Es el consumo específico de combustible en galones para la producción de 1kWh. (En la práctica, es equivalente a la eficiencia de la máquina.

**PC<sub>m</sub>**: Precio del combustible en el mes m.

**IAOM**: indica cuánto se reconoce por AOM y además por las inversiones.

El IPP, es el índice de precios al productor, información que se obtiene mensualmente de la página del DANE.

**A<sub>m</sub>**: Valor que se reconoce al concesionario por el desarrollo (uso) de energías renovables. Las pérdidas de energía son del 12% y 6% para los niveles de tensión 1 y 2 en SAI, conforme lo establecido en el contrato 067 de 2009 a partir del año 5.

Al respecto, se cuenta previamente con los valores de algunas variables que facilitan su aplicación en la fórmula anteriormente descrita:

**PC<sub>m</sub>**: Precio del combustible en el mes m.

El precio del combustible para la generación de electricidad en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, contempla diferentes componentes, cuyos valores pueden ser consultados en la página de histórico de combustibles de Ecopetrol:

**PC<sub>m</sub>** = Ingreso al productor + Transporte por poliducto + Tarifa de marcación + Margen Plan de continuidad + Impuesto Nacional a la gasolina y el ACPM + Margen Mayorista + Cabotaje Cartagena – San Andrés + Manejo y Operación + Impuesto al carbono + Valor del combustible puesto en cada planta

- a. Ingreso al productor = \$4.987,96.
- b. Transporte por poliducto (entregas Cartagena): Correspondiente al costo máximo de transporte a través del sistema de poliductos, definido en la Resolución 18 088 del 30 de enero de 2003, modificada por las resoluciones 18 701, 18 0320, 18 1300 y 18 0989, del 22 de diciembre de 2003, 27 de febrero de 2006, 23 de agosto de 2007 y 17 de junio de 2011, respectivamente = \$80,79.
- c. Tarifa de marcación: No aplica tarifa de marcación para el diésel marino con destino a generación eléctrica = \$0.
- d. Margen Plan de continuidad: Dicho margen está dirigido a remunerar a CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. en la forma establecida en la Resolución 90228 del 1° de Abril de 2013 = \$71,51.
- e. Impuesto Nacional a la gasolina y el ACPM: Aplica el Art. 1, Resolución No. 0004 de 2017 a partir del 1 de febrero 2017. Para el caso de San Andrés, se considera además el Artículo 310 de la Constitución Política de Colombia = \$0. Ley 47 de 1991.
- f. Margen Mayorista: Es la utilidad por intermediación entre compra y venta, pagado al distribuidor mayorista (Chevron Texaco para el caso del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina). Resolución 91657 de 2012 = \$387,09.
- g. Cabotaje Cartagena – San Andrés: Transporte de cabotaje entre la ciudad de Cartagena y el Puerto de San Andrés, Resolución 181014 del 11 de Junio de 2010 = \$783,08.
- h. Manejo y Operación: Manejo de combustible y operación en los muelles utilizados por el distribuidor Mayorista en Cartagena y San Andrés, Resoluciones 18356, 18357 y 18358 de octubre 31 de 2003 = \$107,17.

- i. Impuesto al carbono: Este valor es pagado por el intermediario en la Refinería de Cartagena = \$160.
- j. Valor del combustible puesto en cada planta:
  - i. Valor del transporte terrestre de la planta de abastecimiento a la planta de generación en la isla de San Andrés = \$42.
  - ii. Para el caso de Providencia, contempla además el transporte marítimo y terrestre (desde el muelle hasta la planta de generación de la Isla de Providencia) del combustible de la isla de San Andrés, a la isla de Providencia = \$842.

Entre tanto:

$$\text{PCm} = \$4.987,96 + \$80,79 + \$0 + \$71,51 + \$0 + \$387,09 + \$783,08 + \$107,17 + 160 + 42 = \$6.619,60$$

Para el cálculo de la energía generada en noviembre de 2018 en la isla de San Andrés ( $Et_{m-1 \text{ SAI}}$ ), es necesario conocer la energía generada por cada una de las unidades de generación:

**Tabla 5-2:** Generación de energía de cada una de las unidades de la Isla de San Andrés

Número	Unidad	Energía útil Noviembre 2018 (E) (MWh) (*)
1	MAN 1	8.113.848
2	MAN 2	7.715.111
3	MB 1	0
4	MB 2	226.368
5	EMD 9	161.659
6	EMD 10	164.386
7	EMD 11	89.615
8	EMD 12	126.303
9	EMD 13	70.433
10	EMD 14	0
<b>Total</b>		<b>16.667.723</b>

(\*) Energía útil medida en los bornes del transformador elevador

Fuente: EEDAS, 2020

En consecuencia,  $Et_{m-1 \text{ SAI}} = 16.667.723$

Del mismo modo, para el cálculo de la energía generada en noviembre de 2018 en la isla de Providencia ( $E_{t_{m-1} PVA}$ ), es necesario conocer la energía generada por cada una de las unidades de generación:

**Tabla 5-3:** Generación de energía de cada una de las unidades de la Isla de Providencia

Número	Unidad	Energía útil Noviembre 2018 (E) (MWh) (*)
1	EMD 1 PROV	175.683
2	EMD 2 PROV	36.503
3	EMD 3 PROV	720.241
<b>Total</b>		<b>932.428</b>

(\*) Energía útil medida en los bornes del transformador elevador

Fuente: EEDAS, 2020

En consecuencia,  $E_{t_{m-1} PVA} = 932.428$

Por consiguiente,  $E_{t_{m-1}} = E_{t_{m-1} SAI} + E_{t_{m-1} PVA} = 16.667.723 + 932.428 = 17.600.151$

**PIAOM**<sub>n,m</sub> = Propuesta de IAOM ofertado por el concesionario en el nivel de tensión “n”, en el mes de mayo de 2009, cuando se abrió el proceso de convocatoria de ofertas para la concesión.

**PIAOM**<sub>n,m</sub> = 358,91

**IPP**<sub>0</sub> = Índice de precios al productor en el mes de mayo de 2009, cuando se abrió el proceso de convocatoria de ofertas para la concesión. Fuente: DANE =90,48

**IPP**<sub>m-1</sub> = Índice de precios al productor para el mes anterior al que se está calculando el CU (noviembre de 2018) Fuente: DANE= 117,02

Se procede entonces a calcular el valor de IAOM<sub>n, m</sub>, para el nivel de tensión 1, en el mes de diciembre de 2018:

$$\mathbf{IAOM}_{1, \text{diciembre 2018}} = \mathbf{PIAOM}_1 \times \left( \frac{\mathbf{IPP}_{\text{noviembre 2018}}}{\mathbf{IPP}_0} \right) = 358,91 \times \left( \frac{117,02}{90,48} \right) = 464,19$$

Para el caso de Gcm, se tiene:

$$\mathbf{G}_{cm} = \frac{1}{E_{t_{m-1}}} * \sum_{i=1}^n \mathbf{CECi} * \mathbf{PC}_m * \mathbf{Ei}_{m-1}$$

**Tabla 5-4:** Cálculo del producto entre energía, precio del combustible y eficiencia de cada máquina ofertada por el concesionario

Número	Unidad	Energía Noviembre 2018 (E) (MW)	Precio combustible (\$)	Eficiencia Ofertada (η)	E*(\$) * η
1	MAN 1	8.113.848	6.619,60	0,0583	3.131.318.139,14
2	MAN 2	7.715.111	6.619,60	0,0583	2.977.436.478,94
3	MB 1	0	6.619,60	0,0694	0,00
4	MB 2	226.368	6.619,60	0,0694	103.993.519,30
5	EMD 9	161.659	6.619,60	0,0769	82.292.072,34
6	EMD 10	164.386	6.619,60	0,0769	83.680.244,24
7	EMD 11	89.615	6.619,60	0,0769	45.618.270,95
8	EMD 12	126.303	6.619,60	0,0769	64.294.197,12
9	EMD 13	70.433	6.619,60	0,0769	35.853.726,25
10	EMD 14	0	6.619,60	0,0769	0,00
11	EMD 1 PROV	175.683	7.419,60	0,0810	105.583.487,07
12	EMD 2 PROV	36.503	7.419,60	0,0810	21.937.846,84
13	EMD 3 PROV	720.241	7.419,60	0,0810	432.856.173,44
<b>Total</b>					<b>7.084.864.155,62</b>

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de EEDAS, 2020

Por lo tanto,

$$G_{cm} = \frac{1}{17.600.151} * 7.084.864.155,62$$

$$G_{cm} = 402,55$$

Ahora bien,

$$A_m = \frac{0,5}{Et_{m-1}} * \sum_{i=1}^k CECi * \Delta PC_m * ei_{m-1}$$

Teniendo en cuenta que en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina no se han adelantado acciones para sustituir a las unidades de diésel como tecnologías de generación de energía eléctrica, se tiene que:

$$\Delta PC_m = \text{Diferencia el precio de combustible cuando se usen sustitutos} = 0$$

y,

$$ei_{m-1} = \text{Energía neta entregada por la tecnología sustituta al sistema} = 0$$

Por consiguiente,  $A_m = 0$

Finalmente,

$M_m = \text{Costo de monitoreo remoto realizado por el IPSE desde el Centro Nacional de Monitoreo}$

Al respecto, es importante considerar que a la fecha no se adelantan estas mediciones remotas, y por consiguiente,  $M_m = 0$ .

Como se enunció anteriormente, las pérdidas de energía son del 12% y 6% para los niveles de tensión 1 y 2, respectivamente en la isla de San Andrés.

Es posible entonces, culminar el ejemplo de cálculo del CU para el nivel de tensión 1 para el mes de diciembre de 2018:

$$CU_{1,12/2018} = IAOM_{1,12/2018} + \frac{Gc_{12/2018} + A_m}{(1 - p_{1,12/2018})} + M_m$$

Donde,

$$CU_{1,12/2018} = 464,19 + \frac{402,55 + 0}{(1 - 0,12)} + 0$$

Por lo tanto, el Costo de Prestación Unitario para el nivel de tensión 1, en el mes de diciembre de 2018 es:

$$CU_{1,12/2018} = 921,63$$

Lo cual, efectivamente corresponde con la información reportada por SOPESA, respecto al período objeto de análisis, como se observa a continuación:

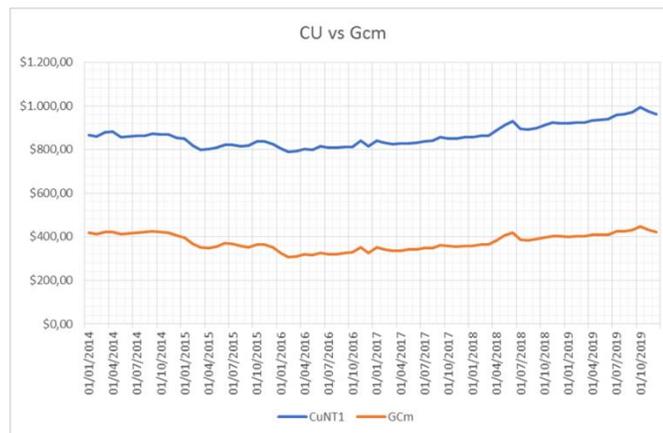
**Figura 5-2:** Tarifa de CU para el nivel de tensión 1 en diciembre de 2018

		<b>GESTION COMERCIAL</b> <b>TARIFA</b>						CODIGO: FT-GFA-10 VERSIÓN: 002 FECHA: 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 PAGINA 1 DE 1	
La tarifa aplicada es el resultado del cálculo de la formula tarifaria asignada por la Comisión Reguladora de Energía y Gas, <u>CREG en su Resolución No. 160 /2008</u> Modificada por la Resolución 073/2009 A continuación publicamos la tarifa correspondiente al mes de <u>Diciembre de 2018</u>									
NIVEL I	CUn,m	INDUSTRIAL Y COMERCIAL		OFICIAL Y ESPECIAL		PROVISIONAL		ALUMBRADO PUBLICO	
	921,62	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO
		515,85	405,77	429,87	491,75	515,85	405,77	429,87	491,75
NIVEL II	CUn,m	INDUSTRIAL Y COMERCIAL		OFICIAL Y ESPECIAL		PROVISIONAL		ALUMBRADO PUBLICO	
	816,79	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO
		441,67	375,12	368,06	448,73	441,67	375,12	368,06	448,73
<b>RESIDENCIAL NIVEL I</b>									
ESTRATO	CUn,m	TARIFA <= 187	SUBSIDIO <= 187	TARIFA > 187-800	SUBSIDIO > 187-800	TARIFA > 800			
1	921,62	227,61	694,01	429,87	491,75	921,62			
2	921,62	271,71	649,91	429,87	491,75	921,62			
3	921,62	364,05	557,57	429,87	491,75	921,62			
ESTRATO	CUn,m	TARIFA 0-800	SUBSIDIO	TARIFA > 800					
4	921,62	429,87	491,75	921,62					
5	921,62	515,85	405,77	921,62					
6	921,62	515,85	405,77	921,62					
COMPONENTES CUn,m		NIVEL I	NIVEL II						
CUn,m		921,62	816,79						
Gcm		402,54	402,54						
IAOMn,m		464,19	388,56						
Am		0,0000	0,0000						
Mm		0,0000	0,0000						
Pn,m		0,1200	0,0600						

Fuente: SOPESA, 2018

Claramente es posible observar una relación directa entre el precio del combustible y el G<sub>cm</sub>. Adicionalmente, es importante ver cómo es el comportamiento del CU, respecto a variaciones del G<sub>cm</sub>, generadas por fluctuaciones en los valores del combustible. Lo anterior, se puede evidenciar:

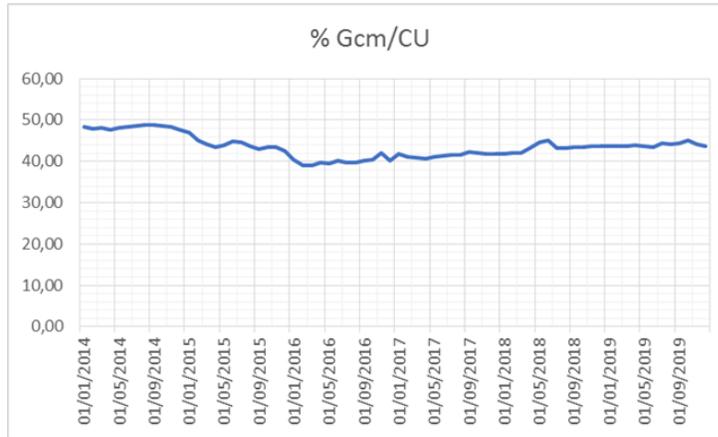
**Figura 5-3:** Comparativo de CU Vs Gcm entre enero de 2014 y diciembre de 2019



Fuente: Elaboración propia con datos suministrados por EEDAS, 2020

Lo anterior, visto en términos porcentuales respecto a cuánto pesa el  $G_{cm}$  sobre el CU en el mismo horizonte de tiempo, se puede observar a continuación:

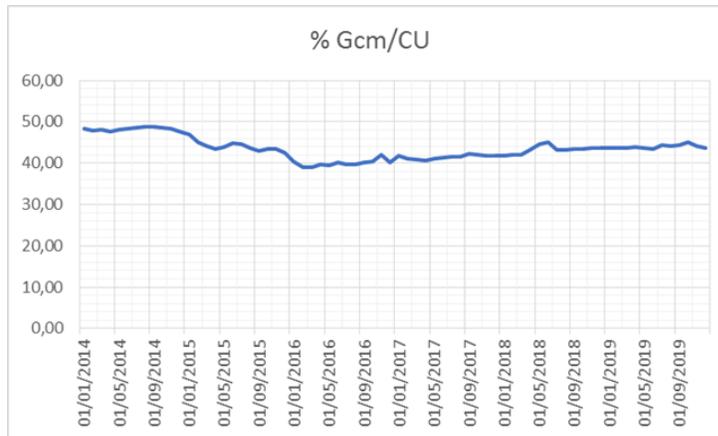
**Figura 5-4:** Relación porcentual entre  $G_{cm}$  y CU entre enero de 2014 y diciembre de 2019



Fuente: Elaboración propia con datos suministrados por EEDAS, 2020

El comportamiento del precio del combustible en la isla de San Andrés, es el siguiente:

**Figura 5-5:** Precio del combustible en la isla de San Andrés entre enero de 2014 y diciembre de 2019



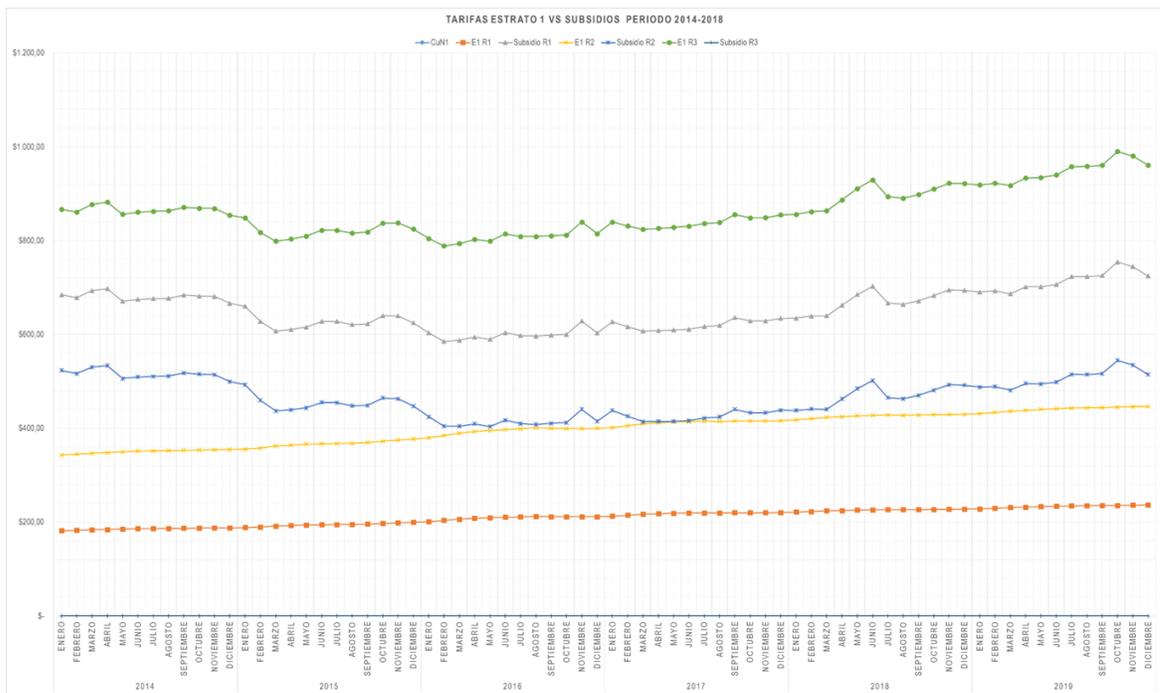
Fuente: Elaboración propia con datos suministrados por EEDAS, 2020

Entre tanto, como se puede evidenciar en la fórmula del CU, se incentiva la eficiencia en la prestación del servicio de los operadores de red, teniendo en cuenta que uno de los factores para su remuneración está dada en términos de las pérdidas técnicas. Al

encontrarse el factor  $p_{n,m}$ , en el denominador de uno de los factores, cuanto más eficiente sea el operador en la prestación del servicio (menores pérdidas técnicas), mayor será dicho coeficiente, pues el denominador estará más cercano a la unidad.

Con el fin de observar de forma más clara la relación entre CU, tarifa y subsidio, en cada uno de los rangos de consumo, se presenta a continuación una gráfica que contiene estos elementos en el periodo comprendido entre enero de 2014 y diciembre de 2019, para usuarios de nivel de tensión I, específicamente, para usuarios residenciales de estrato I.

**Figura 5-6:** Comparación CU, tarifa y subsidio para usuarios residenciales de estrato 1 en el período enero 2014 - diciembre 2019



Fuente: Elaboración propia con datos suministrados por EEDAS, 2020

## 6. Capítulo 6: Análisis normativo

En el contexto colombiano, es importante tener en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía como cabeza del sector es el responsable de generar las políticas públicas y la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, tiene a su cargo la regulación de las actividades para la prestación de los servicios públicos en los sectores de energía, gas y combustible.

Para el caso específico del Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, la normatividad de mayor interés es aquella que hace referencia a las Zonas No Interconectadas – ZNI; sin embargo, algunos elementos de normatividad orientados al SIN, también pueden ser considerados dentro del análisis por su potencial de aplicabilidad a las ZNI, como lo menciona Zúñiga [31], y que se abordarán más adelante.

Han transcurrido ya 28 años desde la última gran reforma al sector, dado específicamente por las Leyes 142 y 143 de 1994, y aunque se observan grandes esfuerzos por balancear elementos normativos, ambientales, técnicos y económicos, la regulación para las Zonas No Interconectadas tienen aún un gran rezago si se comparan con el SIN.

Lo anterior, claramente podría estar derivado del hecho de que al 2020 solamente 431.137 viviendas del total nacional se encontraban sin acceso a la electricidad y de estas 223.688 se encontraban en zonas colindantes al SIN y 207.449 en ZNI (PND 2018-2022). Adicionalmente, según el Plan de Expansión y Cobertura (PIEC 2016 – 2020), completar la electrificación al 100% requeriría inversiones de alrededor de 5 billones de pesos, lo que resulta una cifra considerablemente alta en relación con el presupuesto nacional.

Lo anterior, es consecuencia del hecho que las zonas que actualmente no cuentan con acceso a electricidad en el país son alejadas, costosas de atender y con frecuencia, además de no tener acceso a la electricidad muestran altos niveles de necesidades básicas insatisfechas, por lo que la sostenibilidad del suministro requiere de un esfuerzo adicional del Estado en el tiempo<sup>7</sup>.

## **6.1 Normatividad general FNCER**

### **6.1.1 Ley 1715 de 2014**

*“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”*

Mediante esta ley, se pretende incentivar el uso de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables, mediante estímulos tributarios, entre otras herramientas, como se indica a continuación:

Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta: Los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión para la producción y utilización de energía a partir FNCE o gestión eficiente de la energía, tendrán derecho a deducir hasta el 50% del valor de las inversiones.

Depreciación acelerada: Gasto que la ley permite que sea deducible al momento de declarar el impuesto sobre la renta, por una proporción del valor del activo que no puede superar el 20% anual.

Exclusión de bienes y servicios de IVA: Por la compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos y/o servicios nacionales o importados, no se cancelará el Impuesto al Valor Agregado – IVA, que corresponde al 19% en el país.

---

<sup>7</sup> Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica: Foco 4, BID, 2020.

Exención de gravámenes arancelarios: Exención 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.

Es importante aclarar que, para la obtención de varios de estos beneficios, se debe obtener una certificación expedida por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, en la que se avale el proyecto en el que serán usados los equipos, materiales y/o maquinarias sujetos de exenciones y que indique que los mismos estarán destinados exclusivamente a las etapas de preinversión e inversión. Otra entidad que puede tipificar al proyecto como objeto de beneficios es la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA.

### **6.1.2 Ley 2099 de 2021**

*“Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones”*

*“La presente ley tiene por objeto modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y, en general dictar normas para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible”.*

Artículo 41. Creación del Fondo Único de Soluciones Energéticas -FONENERGIA, cuyo objetivo será la *“(…) coordinación, articulación y focalización de las diferentes fuentes de recursos para financiar y realizar planes, proyectos y programas de mejora de calidad en el servicio, expansión de la cobertura energética y normalización de redes a través de soluciones de energía eléctrica y gas combustible con criterios de sostenibilidad ambiental y progreso social, bajo esquemas de servicio público domiciliario o diferentes a este. Este objeto incluye, pero no se limita, a la atención de emergencias en las Zonas no interconectadas (ZNI), a inversión en acometidas y redes internas, así como en mecanismos de sustitución hacia Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE) y combustibles más limpios (…)*”.

Actualmente, se encuentra en elaboración el manual operativo y reglamentación del mencionado Fondo que sustituirá al Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE, Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas Rurales interconectadas - FAER, Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas no interconectadas - FAZNI, y el Fondo Especial Cuota Fomento Gas Natural - (FECFGN).

Se identifica un elemento importante como el Sello de Producción Limpia, con el fin de incentivar el uso de fuentes no convencionales de energías renovables en las empresas e industrias; el cual será asignado a todos aquellos que utilicen únicamente fuentes no convencionales de energías renovables como fuentes de energía en los procesos de producción e inviertan en mejorar su eficiencia energética.

## **6.2 Normatividad ZNI**

### **6.2.1 Decreto 1623 de 2015**

*“Por medio del cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas”*

Como es comentado por [31], dentro de las recomendaciones de los expertos en los resultados de la Misión de Transformación Energética, específicamente en el Foco 4, el romper los paradigmas entre los conceptos aplicables al SIN y a las ZNI, serían un salto importante para la ampliación del marco regulatorio y la disminución de brechas normativas entre estos dos ámbitos de aplicación. Un ejemplo de esta materialización sería la planeación integrada centralizada por la UPME en nuevas alternativas como soluciones individuales y microrredes.

Lo anterior; sin embargo, no es un tema nuevo, pues el Decreto 1623 de 2015 estipula claramente en su Artículo 2.2.3.3.2.2.3.1, que cuando no sea económicamente eficiente la conexión al SIN de usuarios para la ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica, el suministro puede efectuarse mediante soluciones aisladas centralizadas o individuales y microrredes, las cuales serán construidas y operadas principalmente por

operadores de red del SIN, o a través de esquemas empresariales tales como las Áreas de Servicio Exclusivo – ASE, como es el caso específico del Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Se enuncia además que, por encima de la generación a partir de diésel, en la determinación de las soluciones aisladas deberán priorizarse las FNCER o GLP, según el criterio de eficiencia económica por parte de las empresas.

En cuanto a la remuneración en la prestación del servicio en ZNI, se hace énfasis en que se deberán tener en cuenta las particularidades de la región y aspectos como el costo promedio ponderado del capital – WACC, la discriminación de costos conforme al número y la dispersión de usuarios a ser atendidos con soluciones aisladas centralizadas e individuales y microrredes.

En relación a la remuneración de las nuevas fuentes de generación a partir de FNCER, el cargo será aquel 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 serán conformes a la tecnología empleada, siendo la CREG la encargada de determinar la forma de remuneración de los activos, una vez termine dicho periodo.

## **6.3 Normatividad específica SSFV**

### **6.3.1 Resolución CREG 101 026 de 2022**

*“Por la cual se define la fórmula tarifaria general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas en Zonas No Interconectadas”*

A través de la presente Resolución, se determina el establecimiento de tarifas en las Zonas No Interconectadas del territorio nacional, bajo las bases conceptuales de: i). incentivar una oferta energética eficiente y estable, que permita satisfacer las necesidades de los usuarios y ii). fomentar el uso de tecnologías de generación que permitan el

aprovechamiento de fuentes renovables de energía, en procura de menores costos en la prestación del servicio y de un menor impacto ambiental.

Se pretende efectuar la definición de una metodología tarifaria que permita la remuneración del servicio y las actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica mediante soluciones individuales fotovoltaicas, considerando las particularidades de las regiones en las que se preste el servicio, el número y dispersión de los usuarios a ser atendidos, y la necesidad de garantizar la disponibilidad del servicio independientemente del consumo.

Es importante aclarar, que esta Resolución tiene aplicabilidad para usuarios regulados, atendidos mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas – SISFV en áreas rurales dispersas, o en aquellas zonas identificadas por la UPME como zonas para ser atendidas con este tipo de soluciones, y no aplica para autogeneración.

Al respecto, una SISFV se entiende como el conjunto de unidades constructivas que, integradas, tienen como principio el aprovechamiento de la energía solar para la entrega de energía eléctrica a un único usuario no conectado a una red de distribución de energía eléctrica.

Además de incluir los conceptos ya conocidos de a). Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas (SISFV), b). Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas para esquemas de facturación prepago, c). Cargo máximo de inversión para el servicio de energía eléctrica mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas, d). Cargo máximo de administración, mantenimiento y gestión comercial, AMGC, de energía eléctrica para usuarios atendidos mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas, se introduce el concepto de “Nivel de Servicio”, entendido como la combinación de las 3 condiciones definidas en el Acuerdo Especial celebrado entre el prestador del servicio de energía y el usuario, y que comprende i). Tipo de sistema (podrá ser AC o DC), ii). Almacenamiento (podrá o no ofrecerse) y iii). Cantidad mínima de energía (cantidad de energía en Wh que podrá consumir un usuario al día).

### **6.3.2 Proyecto de resolución CREG 701 007 de 2022**

*“Por la cual se establece el reglamento aplicable a la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas y se dictan otras disposiciones”.*

El presente proyecto de resolución presenta un conjunto de normas aplicables a las ZNI, derivados de la prestación del servicio, listando los requisitos necesarios para el desarrollo de las actividades de generación, distribución y comercialización en ZNI, con la finalidad de reglamentar la operación.

Se definen las reglas de operación de recursos energéticos en las ZNI con énfasis en un adecuado ejercicio de planeamiento que incluye no solamente las plantas de generación actuales, sino la inclusión en los sistemas locales de nuevas plantas de generación o autogeneración con entrega de excedentes a la red.

Se reitera la importancia de contar con sistemas de medición, con la finalidad de disponer de información bien sea remota o de medición avanzada con el objetivo de dar cumplimiento a los principios de eficiencia, adaptabilidad y neutralidad aplicables a la prestación del servicio de energía eléctrica establecidos por las Leyes 142 y 143 de 1994.

Se incluye un factor de alta relevancia desde el punto de vista de los usuarios de las ZNI que corresponde a los lineamientos de calidad del servicio tanto para generación, como para distribución y comercialización. Se incorpora además un aspecto de fundamental interés, asociado con SSFV, estableciendo la energía a medir por el sistema debe corresponder como mínimo al 70% de la energía teórica calculada, mismo que de no cumplirse deberá justificar la situación ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD, soportada en los datos oficiales del IDEAM para el área de influencia de la solución.

## **6.4 Análisis**

Es conveniente la implementación de nuevos proyectos de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables para el suministro energético, teniendo en cuenta los diferentes beneficios tributarios a los que puede acceder un inversionista.

Si bien es cierto que de conformidad con el Artículo 22 de la Ley 47 de 1993, el Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina es exento de IVA, los demás beneficios tributarios también pueden obtenerse, haciendo atractiva la inversión en proyectos de dicha índole.

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 de San Andrés, Providencia y Santa Catalina 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 propende 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.

Como se ha mencionado previamente, en la actualidad la estimación tarifaria en el Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina se lleva a cabo a partir de las resoluciones CREG 160 de 2008 y CREG 073 de 2009, donde claramente se observa la presencia del factor  $A_m$ , que corresponde al valor que se reconoce al concesionario por el desarrollo (uso) de energías renovables, por cuanto a través de ambas resoluciones se estimula el uso de FNCER para la diversificación de la matriz energética tanto de la isla de San Andrés, como del Departamento Archipiélago en general.

Aunado a lo anterior, en el marco normativo nacional se están dando señales normativas que promulgan el uso de FNCER, como por ejemplo la entrada de estas nuevas fuentes al SIN.

## **7. Capítulo 7: Propuesta de diversificación de la matriz energética de SAI**

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 dentro del presente capítulo una propuesta de suministro energético a partir de la implementación de Soluciones Solares Fotovoltaicas que tiene en cuenta los aspectos más relevantes en términos técnicos, económicos y ambientales específicos de la isla de San Andrés.

### **7.1 Radiación solar en SAI**

Uno de los parámetros más importantes a considerar para el dimensionamiento de las Soluciones Solares Fotovoltaicas 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.

Al respecto, 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 Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – 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 12,542183333 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 / m<sup>2</sup>] 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 SSSFV, se consideró apropiado determinar la correlación entre los datos suministrados por el IDEAM y la NASA. Para ello, se utilizaron los datos de la NASA en el mismo periodo de la información disponible de la estación del IDEAM.

A continuación, se observa la información de radiación solar anual entre 2014 y 2022, reportada por [32] y obtenida de NASA e IDEAM:

**Tabla 7-1:** Cálculo del producto entre energía, precio del combustible y eficiencia de cada máquina ofertada por el concesionario

Radiación solar Anual [Wh/m <sup>2</sup> ] Estacion IDEAM								Radiación solar Anual [Wh/m <sup>2</sup> ] NASA								Comparación	
Año	Mediana	Media	Desviación	q1	q2	q3	RIQ	Mediana	Media	Desviación	q1	q2	q3	RIQ	Diferencia	Media	Correlación Anual
2014	264	342,7	309,8	51	264	603	552	389,4	399,2	276,1	146	389	642,9	497	16%		0,94
2015	373,2	401,9	317,6	97	373	677	581	439,2	432,5	286,7	163	439	684,8	522	8%		0,98
2016	295,8	358,9	310,1	51	296	634	583	434,7	440,2	293,2	164	435	714,6	551	23%		0,95
2017	312,3	369,6	316,6	57	312	645	589	411,4	420,5	287,8	150	411	680,3	530	14%		0,96
2018	365	401,6	330,7	67	365	695	628	435,5	435,6	292,8	157	436	697,3	540	8%		0,97
2019	387,5	402,5	320,5	66	388	676	610	443,3	444,1	293,8	164	443	712,4	549	10%		0,98
2020	433	438	319,7	122	433	708	586	415	425,7	291,5	153	415	686,3	534	3%		1,00
2021	375	397,8	319,7	69	375	681	612	453,7	447,2	291,7	167	454	706,7	540	12%		0,97
2022	395	412	326,5	71	395	724	653	558,8	510,1	295,4	258	559	777,2	519	24%		0,92
<b>Promedio</b>	<b>355,6</b>	<b>391,7</b>	<b>319,0</b>	<b>72,1</b>	<b>355,6</b>	<b>671,4</b>	<b>599,3</b>	<b>442,3</b>	<b>439,5</b>	<b>289,9</b>	<b>168,9</b>	<b>442,3</b>	<b>700,3</b>	<b>531,4</b>	<b>13%</b>		<b>0,97</b>

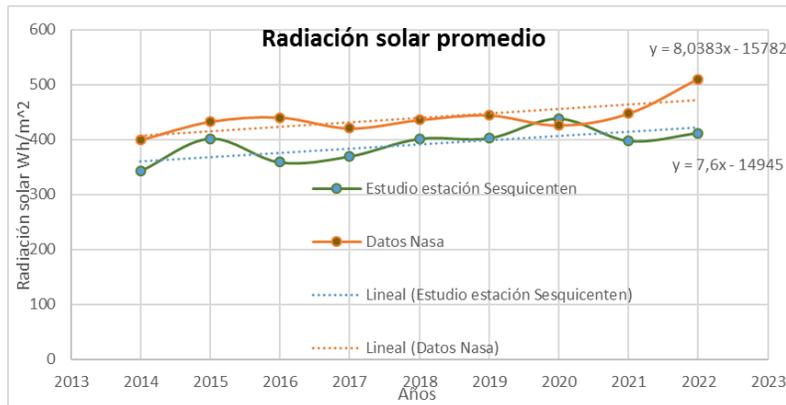
Fuente: Elaboración propia con datos tomados de [32], 2022

Con el fin de efectuar la correlación de las 2 ecuaciones de las curvas de cada fuente de información, se utilizó el Coeficiente de correlación de Pearson, entendido como:

$$r = \frac{\sum (x_i - \bar{x}) (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 \sum (y_i - \bar{y})^2}}$$

Como resultado se observa que ambas fuentes de información tienen una correlación positiva casi perfecta, dado que los índices son bastante cercanos a 1. Lo anterior, se puede observar gráficamente a continuación:

**Figura 7-1:** Comparación datos radiación solar promedio anual IDEAM vs NASA



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de [32], 2022

Entre tanto, habiendo identificado que existe una gran similitud entre los datos de radiación de la estación local propiedad de una entidad del Estado colombiano y una fuente internacional de alto rigor técnico, se considera interesante el uso de los datos provenientes del IDEAM, dado que la información que se reporta brinda un mayor detalle y permite efectuar análisis más profundos con intervalos de tiempo anual, mensual e incluso diaria si así se desea, obteniéndose una mayor precisión en caso de requerirse.

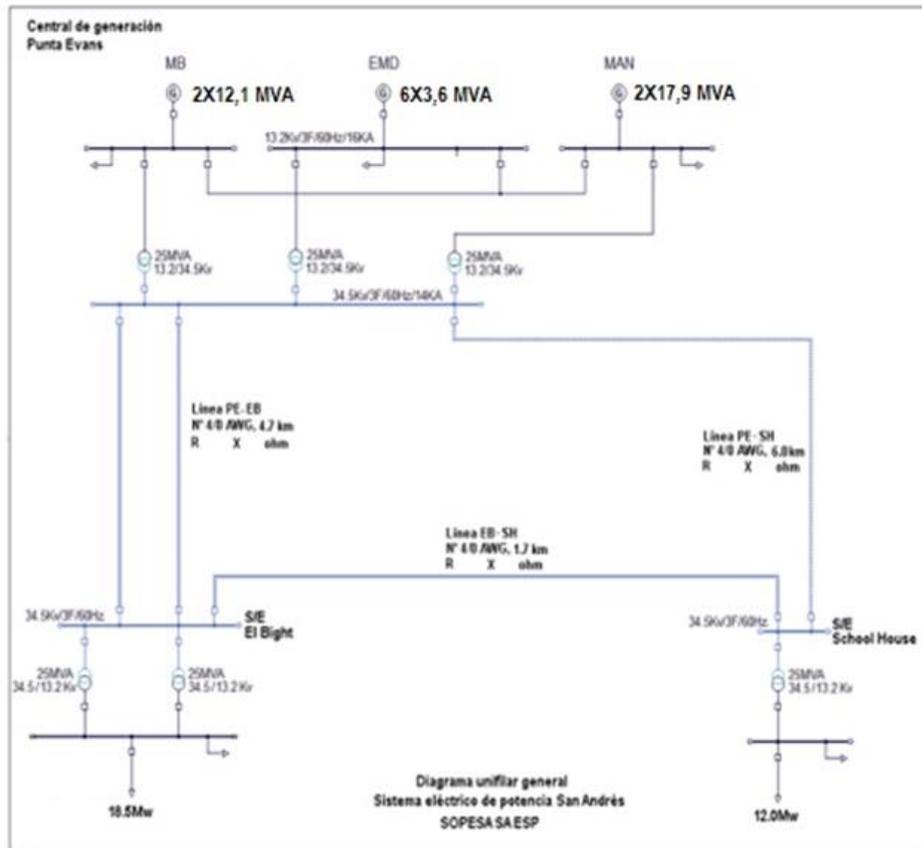
En consecuencia, los datos provenientes del IDEAM serán los utilizados en los análisis efectuados en el presente estudio.

## 7.2 Caso de estudio

Actualmente el sistema de distribución local (SDL) de la Isla de San Andrés, cuenta con 13 circuitos, los cuales dependen de dos (2) subestaciones de distribución (El Bight y School House). De acuerdo con [33], la demanda Pico en la Isla de San Andrés es de 31 MW, esta se encuentra repartida cerca del 60% en El Bight, 38.35 % en la subestación School House y 1.65% en pérdidas del sistema.

A continuación, se muestra la topología del sistema. Esta tiene una configuración tipo anillo con 4 fuentes principales de generación que alimentan por medio de tres líneas de transmisión a las subestaciones y estas a su vez cierran el circuito por medio de una línea de transmisión que las interconecta.

**Figura 7-2:** Diagrama unifilar general - SEP San Andrés



Fuente: SOPESA S.A.E.S.P., 2022

Este sistema cuenta con 6 unidades de generación EMD710 de 3.6 MVA, 2 unidades de generación MAN de 17.9 MVA y por último 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 la finalidad de observar de manera preliminar cuál sería el comportamiento actual del sistema eléctrico de la isla ante la penetración de FNCER, se analiza la implementación de un sistema de generación de energía renovable centralizado de 7.5 MW de potencia pico fija y sistemas de generación distribuida que varían en escenarios desde 1 MW hasta 25 MW los cuales se encuentran repartidos en partes iguales en las 2 subestaciones.

En la siguiente tabla se presentan los resultados del barrido de generación con diferentes valores de generación distribuida de SSFV en el lado de la demanda en el intervalo de 0 a 25 MW con incrementos de 5 MW. Se puede observar que a partir de 21.7 MW de generación distribuida se suple la carga máxima y en 25 MW se generan excedentes por lo que los generadores se convierten en consumidores de potencia de la red.

**Tabla 7-2:** Penetración de generación fotovoltaica pico

Potencia fotovoltaica distribuida (MW)	Perdidas P (MW)	Potencia generadores (MW)
0	0,6	22,08
1	0,389	20,994
5	0,293	16,873
10	0,196	11,752
15	0,124	6,663
20	0,076	1,604
25	0,059	-3,424

Fuente: Elaboración propia, 2022

Tomando como referencia la simulación de los escenarios actuales de generación y demanda, utilizando 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, mismo que no solamente permite el abastecimiento de energía a parte de la demanda del Archipiélago, sino también evita el consumo de energía por parte de las unidades generadoras.

Para el análisis técnico – económico del suministro de electricidad en la isla de San Andrés, considerando la diversificación de la matriz energética con el uso de SSFV, se plantea la aplicación de 2 escenarios de implementación a 25 años, como se indica a continuación:

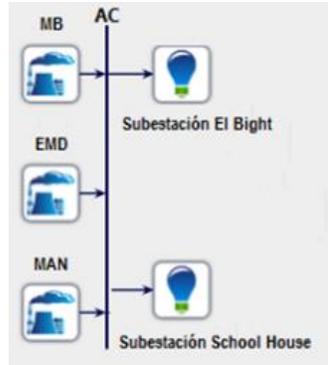
1. Escenario A: Matriz energética actual – Generación 100% diésel
2. Escenario B: Implementación masiva SSFV con valor de generación equivalente al límite técnico

### 7.2.1 Escenario A: Generación 100% diésel

Para el análisis del primer escenario, se utilizó el software HOMER Pro, simulando las condiciones actuales de la red eléctrica de la isla de San Andrés.

El diagrama esquemático del Escenario A, puede observarse a continuación:

**Figura 7-3:** Diagrama esquemático Escenario A en el software HOMER Pro



Fuente: Elaboración propia. 2022

**Figura 7-4:** Resultado simulación Escenario A en el software HOMER Pro



Fuente: Elaboración propia. 2022

### 7.2.2 Escenario B: Implementación masiva SSFV con valor de generación equivalente al límite técnico

En consideración a que el escenario asociado a la implementación de FNCER depende no solamente de variables técnicas como la generación, la demanda y el porcentaje de penetración de las fuentes renovables a la red, sino también de variables económicas como los costos de implementación de las soluciones y la administración, operación y

mantenimiento de las mismas en el tiempo, se abordarán tales elementos en el presente apartado.

En general, los costos más importantes para la implementación de SSFV en San Andrés, se pueden desagregar en:

- a. Diseño: Consiste en la definición de los elementos eléctricos y mecánicos para el adecuado funcionamiento de la SSFV.
- b. Suministro: Incluye todos los componentes e insumos necesarios para llevar a cabo la implementación de la solución, de acuerdo con las especificaciones mínimas de la solución solar fotovoltaica del diseño.
- c. Logística y transporte: Incluye todos los costos relacionados con la puesta en sitio de los componentes del sistema solar fotovoltaico hasta la isla de San Andrés y su almacenamiento.
- d. Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha: Incluye todos los costos asociados con la instalación, pruebas y puesta en marcha del sistema solar fotovoltaico.

De acuerdo al tamaño de la SSFV, se plantea la clasificación de las soluciones en:

- i. SSFV a baja escala: Generación < 10 kWp
- ii. SSFV a mediana escala: 10 kWp < Generación < 100 kWp
- iii. SSFV a alta escala: Generación > 100 kWp

Desde el punto de vista económico, es relevante considerar que, dependiendo de la escala de las SSFV, cuanto más grande es la misma, algunos elementos como el diseño y la certificación RETIE, pasan a tener una menor ponderación sobre el costo total de la implementación, si se comparan con soluciones más pequeñas.

A continuación, a manera de ejemplo, se hace el cálculo 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 diferentes escalas de generación:

**Solución a baja escala - SSFV 3 kWp****Tabla 7-3:** Detalle elementos necesarios para el suministro SSFV 3kWp

MATERIALES	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Fusible 63A 22x58 690VAC	1	UNIDAD	\$38.462	\$38.462
Portafusible 125A 22x58 690VAC	1	UNIDAD	\$51.194	\$51.194
Breaker DC 2P 550VDC 63A	1	UNIDAD	\$103.464	\$103.464
DPS Solar 600VDC 20kVA 2Polos	1	UNIDAD	\$144.544	\$144.544
Borne de conexión carril DIN Tierra	1	UNIDAD	\$7.353	\$7.353
Borne de conexión carril DIN Gris	1	UNIDAD	\$7.143	\$7.143
Tablero sobreponer 6Polos	2	UNIDAD	\$47.090	\$94.180
Breaker Steck 2 Polos AC 32A	2	UNIDAD	\$23.608	\$47.216
Vigilante de tensión 110V 30A 1Hp monofásico	1	UNIDAD	\$108.803	\$108.803
Base instalación inversor	1	UNIDAD	\$295.105	\$295.105
Montaje de base de inversor	1	UNIDAD	\$85.714	\$85.714
Canaleta ranurada gris 40x60 x1m	1	UNIDAD	\$21.429	\$21.429
Cable negro AWG 8	5	METRO	\$8.275	\$41.375
Cable blanco AWG 8	5	METRO	\$8.405	\$42.025
Cable verde AWG 8	5	METRO	\$8.279	\$41.395
Terminal de ojo - cable 50mm, ojo 12mm	2	UNIDAD	\$4.865	\$9.730
Cable unifilar de 6 mm2 Solar PV 1,5kV rojo	10	METRO	\$7.027	\$70.270
Cable unifilar de 6 mm2 solar PV 1,5kV negro	10	METRO	\$7.027	\$70.270
Conectores RETIE mc4	2	UNIDAD	\$11.251	\$22.502
Panel solar 550W 24V monocristalino PERC ECO GREEN	6	UNIDAD	\$1.051.738	\$6.310.428
Riel de 3.6 aluminio anodizado	4	UNIDAD	\$117.185	\$468.740
U clamp falcat (unión)	2	UNIDAD	\$10.759	\$21.518
M clamp falcat (intermedio)	10	UNIDAD	\$6.152	\$61.520
F clamp falcat (final)	4	UNIDAD	\$6.728	\$26.912
Soporte de teja trapezoidal metálica	10	UNIDAD	\$26.586	\$265.860
Inversor cargador 4kW 48V MPPT 80A 110V Must Solar	1	UNIDAD	\$1.684.615	\$1.684.615
<b>TOTAL</b>				<b>\$10.141.767</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

**Tabla 7-4:** Ítem adicionales para la implementación de SSFV 3kWp

Ítem	Valor
Diseño	\$5.000.000
Logística y transporte	\$1.410.000
Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha	\$10.000.000
Certificación RETIE	\$5.000.000

Fuente: Elaboración propia, 2022

Es importante tener en cuenta que muchos de los elementos requeridos provienen del exterior y, por lo tanto, su precio se ve directamente afectado por aspectos asociados a la geopolítica mundial que derivan en una alta volatilidad de la tasa de cambio y la correspondiente fluctuación de los precios de las tecnologías importadas, tal como se ha observado recientemente de una forma más acentuada.

Lo anterior se evidencia de forma clara en las series históricas de COP/USD, publicadas por el Banco de la República de Colombia en su página oficial<sup>8</sup>, en donde se observa un importante incremento en el costo de la divisa extranjera, rompiendo récords históricos en las tasas de cambio, donde por ejemplo en los últimos 5 años se ha presentado un incremento superior al 65% y en lo que va corrido del año en el periodo comprendido entre enero y octubre de 2022, se observa un incremento en el valor promedio de alrededor de \$680 COP, lo que es equivalente a un 17%.

Entre tanto, con la finalidad de tener una visión conservativa de los costos necesarios para la implementación de las SSFV, se calculará un sobrecosto del 50% al valor cotizado en el mercado en los materiales e insumos antes descritos, que corresponden al rubro de “suministro”. Del mismo modo, teniendo en cuenta el incremento de la inflación y el tiempo que puede transcurrir antes de la ejecución de las SSFV, se estimará un sobrecosto del 20% para los ítems de “Diseño”, “Logística y transporte”, “instalación, pruebas y puesta en marcha” y “certificación RETIE”.

Finalmente, para instalaciones de este tipo los ítems de Administración, Imprevistos y Utilidad – AIU, tienen valores correspondientes al 5%, 5% y 10%, respectivamente.

**Tabla 7-5:** Resumen de costos SSFV 3 kWp

Item	Valor	%
Diseño	\$6.000.000,00	12,2
Suministro	\$15.212.650,50	31,0
Logística y transporte	\$1.692.000,00	3,4
Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha	\$12.000.000,00	24,4
Certificación RETIE	\$6.000.000,00	12,2
<b>Subtotal</b>	<b>\$40.904.650,50</b>	<b>83,3</b>

---

<sup>8</sup> <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm>

Item	Valor	%
Administración	\$2.045.232,53	4,2
Imprevistos	\$2.045.232,53	4,2
Utilidad	\$4.090.465,05	8,3
<b>Total</b>	<b>\$49.085.580,60</b>	<b>100,0</b>
<b>Precio/kwp instalado</b>	<b>\$16.361.860,20</b>	<b>33,3</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

### Solución a mediana escala - SSFV 50 kWp

**Tabla 7-6:** Detalle elementos necesarios para el suministro SSFV 50 kWp

MATERIALES	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Panel Solar 550W 24V Monocristalino PERC Eco Green	100	UNIDAD	\$1.051.738	\$105.173.800
INV GROWATT MAC 50KTL3-XL 3MP / 440Vac /3L+N+T	1	UNIDAD	\$14.500.000	\$14.500.000
Cable Unifilar de 6 mm2 SOLAR PV 1,5kV Rojo	180	METRO	\$7.027	\$1.264.860
Cable Unifilar de 6 mm2 SOLAR PV 1,5kV Negro	180	METRO	\$7.027	\$1.264.860
Cable verde 8 AWG	40	METRO	\$8.279	\$331.160
Conectores RETIE MC4	16	UNIDAD	\$11.251	\$180.016
Conectores Paralelo 2 Paneles FV MC4 Flexible	6	UNIDAD	\$36.618	\$219.708
Fusible 63A 22x58 1000 VDC	6	UNIDAD	\$38.462	\$230.772
Portafusible 125A 22x58 1000 VDC	6	UNIDAD	\$51.194	\$307.164
Breaker DC 4P 1000VDC 32A FEEO	6	UNIDAD	\$152.889	\$917.334
DPS Clamper Solar 1040V 40kA Clase II	6	UNIDAD	\$173.660	\$1.041.960
Caja de Proteccion IP65 60x40x25	4	UNIDAD	\$371.429	\$1.485.716
Totalizador Tripolar 100A	2	UNIDAD	\$207.236	\$414.472
Interruptor Diferencial TRIF. 100A 30mA 4P STECK	2	UNIDAD	\$452.953	\$905.906
Bandeja Metálica Calibre 18 10x12x1.2m	4	UNIDAD	\$98.258	\$393.032
Canaleta Ranurada Gris 40X60 Dexon x1m	4	UNIDAD	\$21.429	\$85.716
Riel Din x 20cm	4	METRO	\$1.846	\$7.384
Smart Energy Manager Growatt 100K / 3W+N+PE	1	UNIDAD	\$5.227.273	\$5.227.273
Medidor bidireccional ISKRA MT-174 (ENERCA)	1	UNIDAD	\$842.615	\$842.615
Riel de 3.6 aluminio anodizado	40	UNIDAD	\$117.185	\$4.687.400
U Clamp Falcat (Unión)	60	UNIDAD	\$10.759	\$645.540
M Clamp falcat (Intermedio)	180	UNIDAD	\$6.152	\$1.107.360
F Clamp falcat (Final)	40	UNIDAD	\$6.728	\$269.120
Soporte de teja trapezoidal metálica	180	UNIDAD	\$26.586	\$4.785.480
<b>TOTAL</b>				<b>\$146.288.648</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

**Tabla 7-7:** Ítem adicionales para la implementación de SSFV 50 kWp

Item	Valor
Diseño	\$20.000.000
Logística y transporte	\$6.000.000
Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha	\$30.000.000
Certificación RETIE	\$20.000.000

Fuente: Elaboración propia, 2022

Utilizando los criterios de AIU y sobrecostos expuestos en el detalle de la SSFV a baja escala, se tiene:

**Tabla 7-8:** Resumen de costos SSFV 50 kWp

Item	Valor	%
Diseño	\$24.000.000,00	6,4
Suministro	\$219.432.972,00	58,9
Logística y transporte	\$7.200.000,00	1,9
Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha	\$36.000.000,00	9,7
Certificación RETIE	\$24.000.000,00	6,4
<b>Subtotal</b>	<b>\$310.632.972,00</b>	<b>83,3</b>
<b>Administración</b>	<b>\$15.531.648,60</b>	<b>4,2</b>
<b>Imprevistos</b>	<b>\$15.531.648,60</b>	<b>4,2</b>
<b>Utilidad</b>	<b>\$31.063.297,20</b>	<b>8,3</b>
<b>Total</b>	<b>\$372.759.566,40</b>	<b>100,0</b>
<b>Precio/kwp instalado</b>	<b>\$7.455.191,33</b>	<b>2,0</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

### Solución a gran escala – SSFV 144 kWp

**Tabla 7-9:** Detalle elementos necesarios para el suministro SSFV 144 kWp

MATERIALES	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Panel Solar 550W 24V Monocrystalino PERC Eco Green	273	UNIDAD	\$1.051.738	\$287.124.474
INV GROWATT MAC 50KTL3-XL 3MP / 220Vac /3L+N+T	3	UNIDAD	\$18.363.419	\$55.090.257
Cable Unifilar de 6 mm2 SOLAR PV 1,5kV Rojo	380	METRO	\$7.027	\$2.670.260
Cable Unifilar de 6 mm2 SOLAR PV 1,5kV Negro	380	METRO	\$7.027	\$2.670.260
Cable verde 8 AWG	150	METRO	\$8.279	\$1.241.850
Conectores RETIE MC4	15	UNIDAD	\$11.251	\$168.765
Conectores Paralelo 2 Paneles FV MC4 Flexible	15	UNIDAD	\$36.618	\$549.270
Fusible 63A 22x58 690VAC	12	UNIDAD	\$38.462	\$461.544
Portafusible 125A 22x58 690VAC	12	UNIDAD	\$51.194	\$614.328
Breaker DC 4P 1000VDC 32A FEE0	12	UNIDAD	\$152.889	\$1.834.668

MATERIALES	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
DPS Clamper Solar 1040V 40kA Clase II	12	UNIDAD	\$173.660	\$2.083.920
Caja de Protección IP65 60x40x25	4	UNIDAD	\$371.429	\$1.485.716
Totalizador Tripolar 100A	4	UNIDAD	\$207.236	\$828.944
Interruptor Diferencial TRIF. 100A 30mA 4P STECK	4	UNIDAD	\$452.953	\$1.811.812
Bandeja Metálica Calibre 18 10x12x1.2m	6	UNIDAD	\$98.258	\$589.548
Canaleta Ranurada Gris 40X60 Dexon x1m	4	UNIDAD	\$21.429	\$85.716
Riel Din x 20cm	4	METRO	\$1.846	\$7.384
Smart Energy Manager Growatt 100K / 3W+N+PE	1	UNIDAD	\$5.227.273	\$5.227.273
Medidor bidireccional ISKRA MT-174 (ENERCA)	1	UNIDAD	\$842.615	\$842.615
Riel de 3.6 aluminio anodizado	168	UNIDAD	\$117.185	\$19.687.080
U Clamp Falcat (Unión)	112	UNIDAD	\$10.759	\$1.205.008
M Clamp falcat (Intermedio)	448	UNIDAD	\$6.152	\$2.756.096
F Clamp falcat (Final)	112	UNIDAD	\$6.728	\$753.536
Soporte de teja trapezoidal metálica	448	UNIDAD	\$26.586	\$11.910.528
<b>TOTAL</b>			<b>\$401.700.852</b>	

Fuente: Elaboración propia, 2022

**Tabla 7-10:** Ítem adicionales para la implementación de SSFV 144 kWp

Item	Valor
Diseño	\$50.000.000
Logística y transporte	\$18.000.000
Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha	\$60.000.000
Certificación RETIE	\$45.000.000

Fuente: Elaboración propia, 2022

Utilizando los criterios de AIU y sobrecostos expuestos en el detalle de la SSFV a baja escala previamente mencionados, se tiene:

**Tabla 7-11:** Resumen de costos SSFV 144 kWp

Item	Valor	%
Diseño	\$60.000.000,00	6,2
Suministro	\$602.551.278,00	62,0
Logística y transporte	\$21.600.000,00	2,2
Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha	\$72.000.000,00	7,4
Certificación RETIE	\$54.000.000,00	5,6
<b>Subtotal</b>	<b>\$810.151.278,00</b>	<b>83,3</b>
<b>Administración</b>	<b>\$40.507.563,90</b>	<b>4,2</b>
<b>Imprevistos</b>	<b>\$40.507.563,90</b>	<b>4,2</b>
<b>Utilidad</b>	<b>\$81.015.127,80</b>	<b>8,3</b>
<b>Total</b>	<b>\$972.181.533,60</b>	<b>100,0</b>
<b>Precio/kwp instalado</b>	<b>\$6.751.260,65</b>	<b>0,7</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

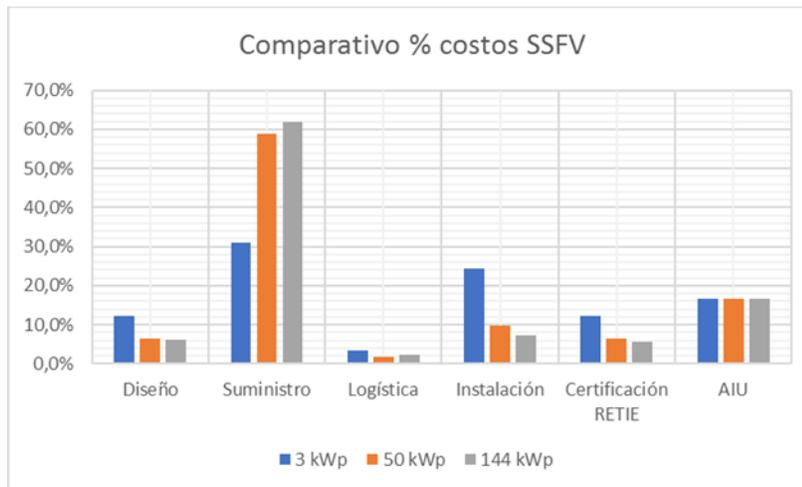
A continuación, se efectuará la comparación de los componentes de costo de implementación de las 3 SSFV propuestas para ejemplificar las escalas de generación:

**Tabla 7-12:** Ponderación comparativa de costos de SSFV según su escala

	Diseño	Suministro	Logística	Instalación	Certificación RETIE	AIU
3 kWp	12,2%	31,0%	3,4%	24,4%	12,2%	16,7%
50 kWp	6,4%	58,9%	1,9%	9,7%	6,4%	16,7%
144 kWp	6,2%	62,0%	2,2%	7,4%	5,6%	16,7%

Fuente: Elaboración propia, 2022

**Figura 7-5:** Ponderación comparativa de costos de SSFV según su escala



Fuente: Elaboración propia. 2022

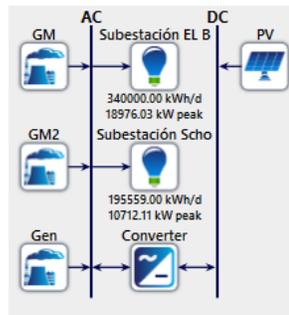
Como se puede observar, en las SSFV a baja escala, ítems como el diseño y la certificación RETIE de la instalación tienen un peso importante sobre el total de las soluciones (alrededor del 25% entre ambos), siendo porcentualmente comparable con el costo de las tecnologías (31,0%) y la instalación, pruebas y puesta en marcha (24,4%).

A medida que la escala de la SSFV aumenta, tales valores tienden a tener una ponderación menor sobre el total; por ejemplo, para las soluciones a mediana escala la sumatoria de Diseño y Certificación RETIE es de 12,8%, mientras que para las soluciones a gran escala es del 11,8%.

Como era de esperarse, cuanto más grandes son las soluciones, menor resulta siendo el costo unitario del kWp instalado, con valores de \$16.361.860,20; \$7.455.191,33 y \$6.751.260,65 para las soluciones de 3 kWp, 50 kWp y 144 kWp, respectivamente. Adicionalmente, se observa que, a mayor tamaño de la SSFV mayor es el costo del suministro, entendido como las tecnologías, materiales e insumos necesarios para la instalación.

Una vez estimados los costos se procede a efectuar la simulación del Escenario B, utilizando el software HOMER Pro.

**Figura 7-6:** Diagrama esquemático Escenario B en el software HOMER Pro



Fuente: Elaboración propia. HOMER Pro 2022

Adicionalmente, se utilizan como parámetros de entrada los datos de radiación solar pico de la isla de San Andrés de 6,7 kWh/m<sup>2</sup>/día, obtenidos del National Renewable Energy Laboratory, disponibles en el software y que fueron validados con la información obtenida del IDEAM.

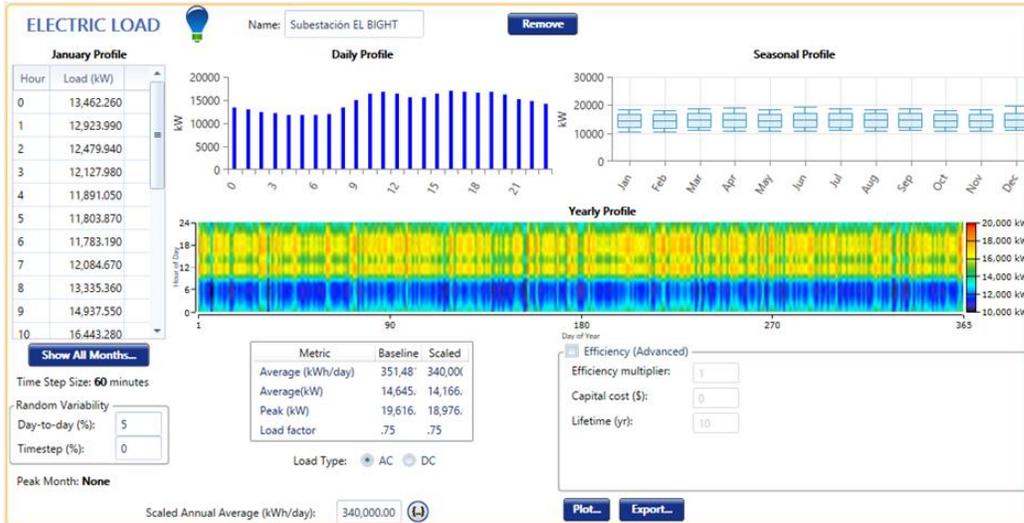
**Figura 7-7:** Valores mensuales de radiación solar diaria en la isla de San Andrés



Fuente: Elaboración propia, HOMER Pro 2022

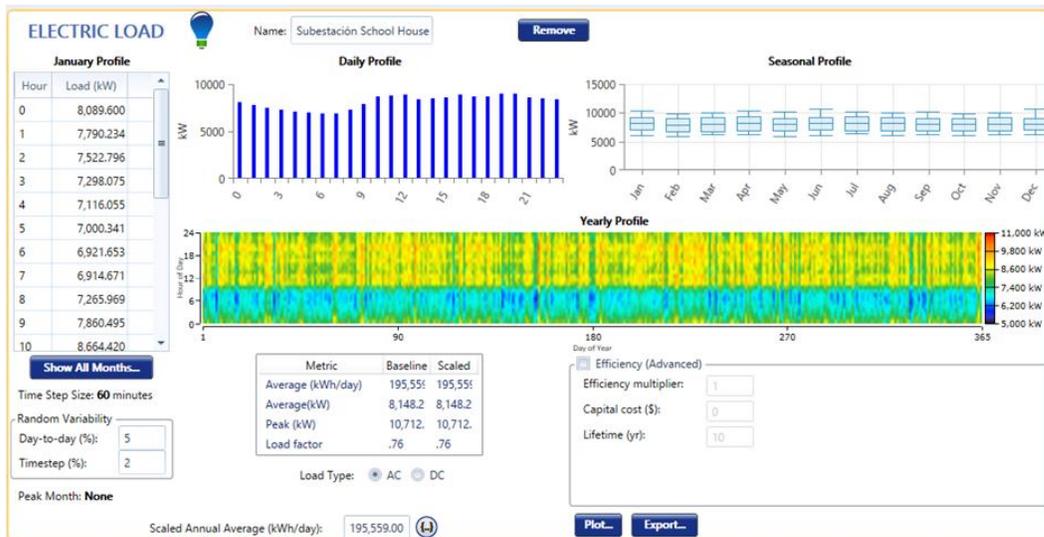
Los perfiles de las subestaciones El Bight y School House, se observan a continuación:

**Figura 7-8:** Perfil subestación El Bight en el software HOMER Pro



Fuente: Elaboración propia, HOMER Pro 2022

**Figura 7-9:** Perfil subestación School House en el software HOMER Pro



Fuente: Elaboración propia, HOMER Pro 2022

Como resultado de la simulación, se puede observar el comportamiento de los sistemas en un periodo de 25 años, tiempo estimado de vida útil de las SSFV. Entre los parámetros

más importantes, se encuentra la generación de energía de las SSFV del orden de 51.578.000 kWh. Se evidencia además que la energía no consumida es de 4.78 %.

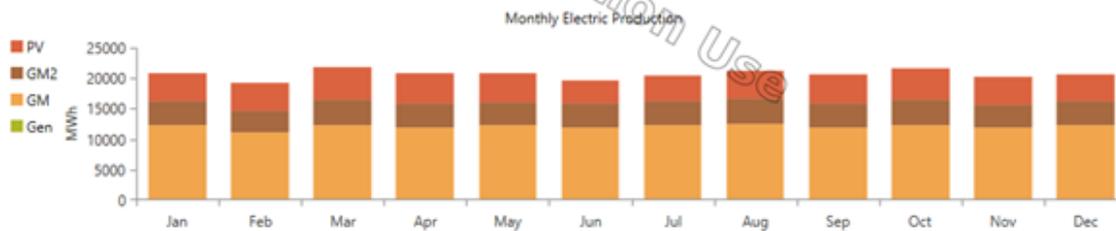
**Figura 7-10:** Resultado simulación Escenario B en el software HOMER Pro

Production	kWh/yr	%
generación centralizada	51,578,000	22.5
GMAN	145,309,543	58.5
GMAN2	47,075,511	19.0
Autosize Genset	0	0
Total	248,199,897	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	195,479,035	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	195,479,035	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	52,558,021	21.2
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	1.60	%
Max. Renew. Penetration	135	%



Fuente: Elaboración propia, HOMER Pro 2022

Esta información obtenida en la herramienta, permitirá calibrar el modelo de optimización que se propondrá en uno de los capítulos del presente estudio.

### 7.3 Costos Administración, Operación y Mantenimiento de SSFV en la isla de San Andrés

Para la determinación de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de las SSFV en la isla de San Andrés, se utilizarán los resultados obtenidos de la hoja de cálculo “Renewable simulator\_SGT.xls”, desarrollada por EEDAS S.A. E.S.P., teniendo en cuenta que la misma fue elaborada en el contexto de la SSFV instalada en el jardín botánico de San Andrés, propiedad de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Caribe, y cuya administración fue ejecutada por EEDAS en el período 2014 - 2018.

La hoja de cálculo usa como variables de entrada el tipo de usuario (que para el caso del jardín botánico de San Andrés hacen referencia a aulas académicas, por cuanto se trata

de tipo educativo), el perfil de consumo del usuario - diferenciando entre el consumo de lunes a viernes y el consumo del fin de semana-, las áreas utilizadas con la implementación de SSFV, la cantidad de paneles, la energía consumida por la entidad, la energía generada por la SSFV, la energía aprovechable por mes y la vida útil de la solución estimada en 20 años.

**Figura 7-11:** SSFV en Jardín Botánico de San Andrés



Fuente: Agencia de Noticias UNAL, 2014<sup>9</sup>

Además de la SSFV instalada con una capacidad de 22 kWp, el modelo incorpora dentro del análisis la generación producida por un pequeño generador eólico de 4kW, comparando los requerimientos de energía del usuario con la energía generada y aprovechable por las FNCER.

Un aspecto importante, es que para la definición de los valores de AOM de la hoja de cálculo desarrollada por EEDAS S.A. E.S.P., se toma como referencia el documento generado por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME “*Comparación de alternativas para la generación de energía eléctrica en la isla de San Andrés, Colombia, 2014*”, concluyendo como resultado que para el caso de SSFV los costos de AOM son

---

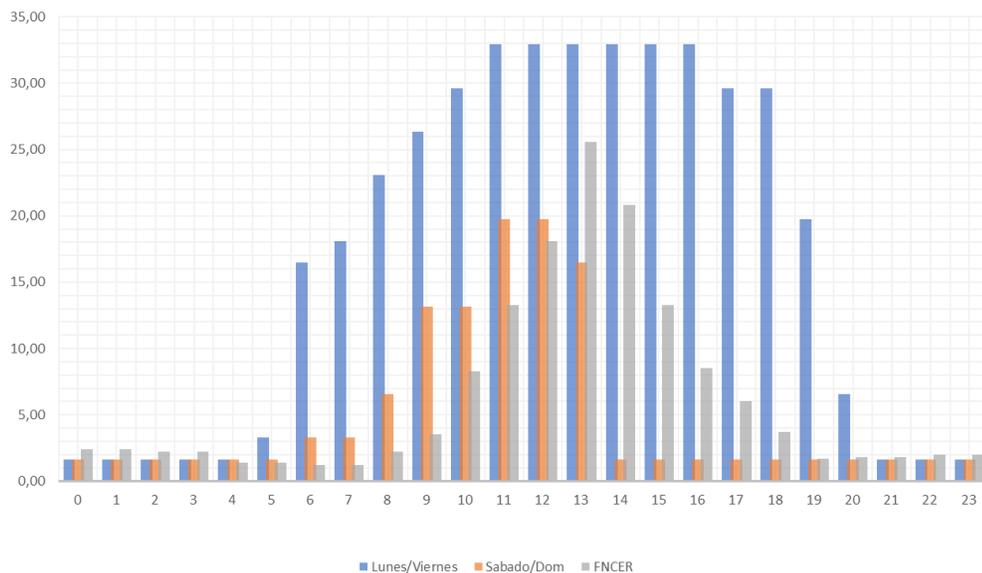
<sup>9</sup> Tomado de [https://agenciadenoticias.unal.edu.co/fileadmin/legacy/AgenciaUN\\_0311\\_1\\_42.jpg](https://agenciadenoticias.unal.edu.co/fileadmin/legacy/AgenciaUN_0311_1_42.jpg)

anualmente del 2% del valor de la solución, y para la tecnología eólica, el AOM es del 4% al año del valor de la inversión.

Al respecto, cabe aclarar que el AOM sobre las SSFV, soluciones eólicas y cualquier FNCER a implementar en San Andrés es un parámetro de alto interés para propender por la duración de las nuevas fuentes de generación, teniendo en cuenta su condición de insularidad, lo que redundaría en alta temperatura ambiente, alta humedad, salinidad, corrientes de viento de gran velocidad, etc., que de no disponer de apropiadas rutinas de mantenimiento, se ven reflejadas en un deterioro acelerado de los elementos tanto eléctricos como mecánicos de las instalaciones.

A continuación, se observa el resultado de una gráfica obtenida en la hoja de cálculo desarrollada por EEDAS S.A. E.S.P. que incluye el consumo en kWh de cada hora tanto en la jornada laboral de lunes a viernes, como los fines de semana, además de la generación de las FNCER que incluye las soluciones solar y eólica implementadas en el jardín botánico de San Andrés.

**Figura 7-12:** Energía consumida en Jardín Botánico de San Andrés y generación FNCER



Fuente: Renewable simulator\_SGT.xls, EEDAS

Finalmente, de acuerdo a lo indicado por EEDAS, en relación a los costos de Administración, Operación y Mantenimiento de SSFV para la isla de San Andrés, donde se mencionó que dicho valor corresponde al 2% del valor total de la solución por año, se tiene que:

- a. AOM SSFV 3 kWp: \$981.711,612/año
- b. AOM SSFV 50 kWp: \$7.455.191,33/año
- c. AOM SSFV 144 kWp: \$19.443.630,672/año

## 7.4 Modelo de optimización

El modelo propuesto corresponde a una optimización de tipo entera, donde se determina la combinación óptima de soluciones solares fotovoltaicas a pequeña, mediana y gran escala que se diseñaron y que fueron presentados previamente en el presente documento, y que estarían en capacidad de complementar la matriz energética de la isla de San Andrés con un valor de generación equivalente al límite técnico.

Se obtiene también información de interés como el ahorro en combustible derivado de la energía suministrada a partir de SSFV que desplaza generación a partir de diésel como fuente primaria y los correspondientes costos asociados.

Como insumos para el cálculo de la solución se encuentran tanto los costos iniciales, como la AOM de cada tipo de SSFV, el costo del combustible, los costos inherentes a la operación de la tecnología de generación actual, y la AOM de la generación diésel.

El resultado obtenido está condicionado por el valor de potencia máximo admisible por la red eléctrica de la isla de San Andrés, proveniente de energías renovables, y es de naturaleza entero.

El software utilizado para su planteamiento y resolución es MATLAB, y se consideran como elementos de entrada los parámetros previos obtenidos en NEPLAN y HOMER Pro, y que fueron presentados con antelación.

A continuación, se indican las variables del modelo de optimización:

$f_p$  Precio combustible (\$/gal)

$P_{dg}$  Potencia de salida del generador diésel (kW)

$f_{Cd}$  Tasa de consumo de combustible del generador diésel (gal/kW)

$\eta_{SAI}$  Eficiencia consumo de combustible San Andrés (gal/kWh)

$C_f$  Precio del consumo de combustible (\$/gal)

$N$  Tiempo de vida del proyecto

$IC_{dg}$  Costo de inversión del generador diésel (\$)

$OMC_{dg}$  Costo de operación y mantenimiento del generador diésel (\$)

$RC_{dg}$  Costo de reemplazo del generador diésel (\$)

$TNPC$  Costo actual neto total del sistema híbrido (\$)

$CT_{PV}$  Cantidad de sistemas fotovoltaicos (vector de tres soluciones)

$\eta_{pv}$  Eficiencia del panel fotovoltaico

$\eta_{inv}$  Eficiencia del inversor

$OMC_{PV}$  Costo anual de operación y mantenimiento de PV (\$)

$IC_{pv}$  Costo de inversión del sistema fotovoltaico (vector de tres soluciones) (\$)

$OMC_{dg}$  Costo de operación y mantenimiento del generador diésel (\$/h)

A continuación, se describe el modelo de optimización que incluye un sistema fotovoltaico y un generador diésel para suplir la demanda de total de la isla.

### **Sistema fotovoltaico**

El panel solar convierte directamente la luz solar en electricidad. La potencia de CC de salida del panel fotovoltaico depende de la intensidad radiante solar, la capacidad de absorción, el área del panel y la temperatura de la celda, y se describe de la siguiente manera:

$$P_{PV-OUT} = P_{R-PV} \times \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) \times [1 + K_T(T_c - T_{ref})]$$

donde PPV-out es la potencia de salida generada por el panel fotovoltaico, PR-PV es la potencia nominal en condiciones de referencia, G es la radiación solar correlacionada en (W/m<sup>2</sup>) teniendo en cuenta la superficie inclinada, Gref es la radiación solar en condiciones de referencia y es igual a 1000 W/m<sup>2</sup>, Tref es la temperatura de la celda en condiciones de referencia y es igual a 25 °C, KT es el coeficiente de temperatura del panel fotovoltaico y es igual a  $-3,7 \times 10^{-3}$  (1/°C) para silicio mono y policristalino. Para calcular la temperatura de la celda Tc tal que:

$$T_c = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \times G$$

NOCT es la temperatura normal de operación, donde Tamb es la temperatura del aire ambiente en °C y NOCT es la temperatura normal de funcionamiento de la celda en °C. Es una de las especificaciones del módulo fotovoltaico y dada por el fabricante. La potencia nominal PR-PV se puede calcular mediante la ecuación, esta potencia es multiplicada por el número de paneles del sistema fotovoltaico a implementar y la eficiencia de los inversores.

Para el sistema fotovoltaico, el valor del costo actual neto (NPC) se calcula utilizando el costo de inversión de cada solución (ICPV) por la cantidad de sistemas de cada solución (CTpv) y se suma a la operación anual y costo de mantenimiento (OMCPV) de la siguiente manera, siendo npv el valor presente neto:

$$IC_{PV} = CT_{PV} \times IC_{PV}$$

$$NPC_{PV} = ICT_{PV} + OMC_{PV,npv}$$

Es fundamental tener en cuenta que los valores nominales de potencia de los módulos solares son propuestos por el fabricante ante su operación en condiciones normales estándar (Irradiancia 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura de 25°C y A.M. - Distribución de energía espectral - 1,5); esto es:

Dimensiones: 2279x1134x35mm

Peso: 29 kg

Potencia pico (P<sub>MAX</sub>): 550W

Voltaje a máxima potencia (V<sub>MP</sub>): 40,98V

Intensidad a máxima potencia (I<sub>MP</sub>): 13,42A

Voltaje en circuito abierto (V<sub>OC</sub>): 49,68V

Corriente en cortocircuito (I<sub>SC</sub>): 14,01A

No obstante, para el caso de San Andrés, las condiciones normales estándar distan de la realidad en la que operarán las SSFV, por lo cual en el modelo de optimización se incluyen también como vectores los intervalos de temperatura, irradiancia y demanda, según las curvas horarias previamente presentadas, de modo que se tenga una aproximación más cercana a la realidad. Lo anterior, es tomado en cuenta por el modelo a través de iteraciones que efectúan un barrido en dichos parámetros, aportando para la obtención de la solución óptima.

A continuación, se relacionan las curvas suministradas por el fabricante en relación al desempeño de los módulos ante variaciones en los parámetros antes descritos, y que también fueron contempladas en el modelo planteado en el presente estudio.

**Figura 7-13:** Curvas de operación de los paneles solares suministradas por el fabricante

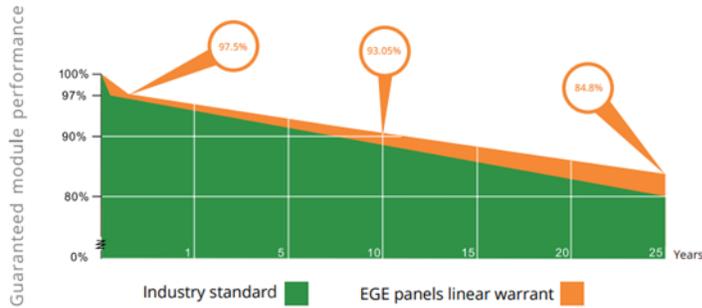
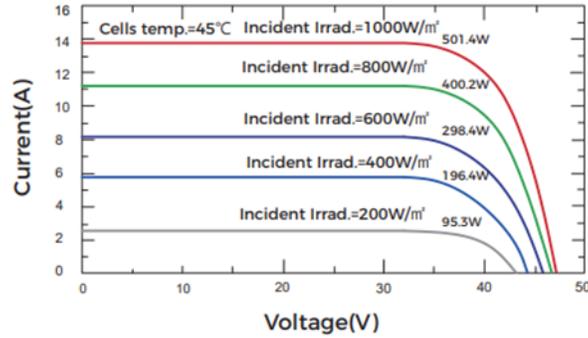
**ELECTRICAL DATA AT STC\***

Power output (P <sub>max</sub> )	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Power tolerance	0~+5 W				
Module efficiency	20.51 %	20.70 %	20.89 %	21.09 %	21.28 %
Maximum power voltage (V <sub>mp</sub> )	40.58 V	40.68 V	40.79 V	40.89 V	40.98 V
Maximum power current (I <sub>mp</sub> )	13.06 A	13.15 A	13.24 A	13.33 A	13.42 A
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> )	49.29 V	49.39 V	49.49 V	49.59 V	49.68 V
Short circuit current (I <sub>sc</sub> )	13.64 A	13.73 A	13.83 A	13.92 A	14.01 A

\*Standard Test Conditions: Irradiance: 1 000 W / m<sup>2</sup> • Cell temperature: 25°C • AM: 1.5

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

NOCT	45°C ±2 °C
Temperature coefficient of Pmax	-0.35%/°C
Temperature coefficient of Voc	-0.28%/°C
Temperature coefficient of Isc	+0.048%/°C



Fuente: PERC ECOGREEN, 2022

**Sistema diésel**

El generador diésel también se considera como un respaldo del sistema híbrido. Parte de los costos del generador diésel es el costo del combustible, que depende de la cantidad de producción del generador diésel en cada hora y del precio del combustible. La cantidad de combustible consumido se calcula de la siguiente manera:

Para la estimación de costos del consumo de combustible se utilizan datos suministrados por EEDAS S.A. E.S.P., donde se indica qué:

$$\eta_{SAI} = \text{Eficiencia unidades de generación en San Andrés} = 0,0622 \text{ gal/kWh}$$

$$\eta_{PVA} = \text{Eficiencia unidades de generación en Providencia} = 0,0793 \text{ gal/kWh}$$

Lo que es equivalente a:

$$\text{Consumo de combustible en San Andrés} = \frac{1}{\eta_{SAI}} = \frac{1}{0,0622 \text{ gal/kWh}} = 16 \text{ kWh/gal}$$

$$\text{Consumo de combustible en Providencia} = \frac{1}{\eta_{PVA}} = \frac{1}{0,0793 \text{ gal/kWh}} = 12,6 \text{ kWh/gal}$$

$$FC_G = 1/\eta_{SAI} (P_{R-G})$$

donde  $P_G$ ,  $P_{R-G}$  son la potencia de salida y la potencia nominal del generador diésel en (kW) respectivamente

Para el generador diésel, el valor del costo actual neto (NPC) es calculado por el costo de inversión del generador diésel ( $IC_{dg}$ ), costo de combustible ( $FC_{dg}$ ), costo de operación y mantenimiento ( $OMC_{dg}$ ) y reemplazo costo ( $RC_{dg}$ ) de la siguiente manera:

$$NPC_{dg} = IC_{dg} + FC_{npv} + OMC_{dg,npv} + RC_{dg,npv}$$

donde npv denota el valor presente neto.

$$IC_{dg} = \alpha_{dg} X P_{dgn}$$

Es importante aclarar, que para el esquema de generación propuesto no se contempla efectuar reinversión de recursos en las plantas diésel, por cuanto  $IC_{dg} = 0$ .

Entre tanto, el costo  $NPC_{dg}$  estaría dado por:

$$NPC_{dg} = FC_{dg} \times FC_G^{10}$$

### **Función de costos**

NPC total (TNPC) del sistema híbrido, definido por la ecuación, es seleccionada como la función objetivo para dimensionar el sistema híbrido.

---

<sup>10</sup> Para el mes de noviembre del año 2022, EEDAS S.A. E.S.P. informa que el valor del galón de combustible diésel para generación puesto en la isla de San Andrés tiene un costo de \$6.800 COP.

TNPC es una función de las variables de decisión. En el problema de dimensionamiento, las variables de decisión son la cantidad de sistemas a implementar de cada tipo de generación solar. El optimizador debe ajustar de manera óptima las variables de decisión para que el valor TNPC sea se minimiza y se cumplen las restricciones del problema.

$$TNPC(CT_{PV}) = NPC_{PV} + NPC_{dg}$$

Disponiendo de los valores de cada una de las soluciones, se introducen tales costos en el modelo de optimización, como se presenta a continuación:

```

1 - steelprob = optimproblem;
2 - CTpv = optimvar('CTpv', 3, 'Type', 'integer', 'LowerBound', 0 );
3 - ICpv = [49085580.6, 372759566.4, 972181533.6];
4 - Fpv = [3, 50, 144];
5 - OMCpv = [0.02, 0.02, 0.02];
6 - ni = [0.98, 0.96, 0.94];
7 - npv = [0.98, 0.98, 0.98];
8 - OMCdg=3000000;
9 - RCDg=5000000;
10 - Gref=1000;
11 - Tref=25;
12 - Kt=-3.7*0.01;
13 - PD = 32000;
14 - Fng=35000;
15 - Ag=0.246;

15 - Ag=0.246;
16 - Bg=0.08145;
17 - OMCtpv=OMCpv.*ICpv*CTpv
18 - ICTpv=ICpv*CTpv;
19 - FTpv=Fpv*CTpv;
20 - Fpv_out=Fpv.*ni*CTpv
21 - Pdg=PD-Fpv_out;
22 - FCD=Ag*Pdg+Bg*Fng
23 - cost = ICTpv+OMCtpv+FCD+OMCdg+RCDg;
24 - Fpv_out=Fpv*(G/Gref)*(1+Kt*(Tc-Tref));
25 - Tc=Tamb+(NOCT-20)/800.*G;
26 - steelprob.Objective = cost;
27 - steelprob.Constraints.conswt = FTpv == 28000;
28 - [sol,fval] = solve(steelprob);
29 - sol.CTpv

Command Window
New to MATLAB? See resources for Getting Started.

ans =

    36.0000
     2.0000
    193.0000

fx >>
    <
    
```

Entre tanto, 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 7-13:** Ponderación comparativa de costos de SSFV según su escala

Capacidad	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
<b>3 kWp</b>	36	\$49.085.580,60	\$1.767.080.901,60
<b>50 kWp</b>	2	\$372.759.566,40	\$745.519.132,80
<b>144 kWp</b>	193	\$972.181.533,60	\$187.631.035.984,80
<b>Total</b>			<b>\$190.143.636.019,20</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

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

Ahora bien, 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 FNCER hagan evidente una tendencia decreciente en el costo de las SSFV en un horizonte de corto y mediano plazo.

Un ejemplo claro de lo anterior, son los recientes estudios adelantados por la Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables – EERE por sus siglas en inglés, 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<sup>11</sup>.

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 3kWp, 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 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;

---

<sup>11</sup> 2030 Solar Cost Targets, Energy Efficiency and Renewable Energy, 2021. <https://www.energy.gov/eere/about-office-energy-efficiency-and-renewable-energy>

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:

### SSFV 3 kWp

**Tabla 7-14:** 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
<b>Subtotal</b>	<b>\$42.767.601,29</b>	<b>83,3</b>
<b>Administración</b>	<b>\$2.138.380,06</b>	<b>4,2</b>
<b>Imprevistos</b>	<b>\$2.138.380,06</b>	<b>4,2</b>
<b>Utilidad</b>	<b>\$4.276.760,13</b>	<b>8,3</b>
<b>Total</b>	<b>\$51.321.121,55</b>	<b>100,0</b>
<b>Precio/kwp instalado</b>	<b>\$17.107.040,52</b>	<b>33,3</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

### SSFV 50 kWp

**Tabla 7-15:** 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
<b>Subtotal</b>	<b>\$234.529.983,40</b>	<b>83,3</b>
<b>Administración</b>	<b>\$11.726.499,17</b>	<b>4,2</b>
<b>Imprevistos</b>	<b>\$11.726.499,17</b>	<b>4,2</b>
<b>Utilidad</b>	<b>\$23.452.998,34</b>	<b>8,3</b>
<b>Total</b>	<b>\$281.435.980,08</b>	<b>100,0</b>
<b>Precio/kwp instalado</b>	<b>\$5.628.719,60</b>	<b>2,0</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

**SSFV 144 kWp**

**Tabla 7-16:** Proyección de costos a 2030 SSFV 144 kWp

Item	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
<b>Subtotal</b>	<b>\$585.390.573,86</b>	<b>83,3</b>
<b>Administración</b>	<b>\$29.269.528,69</b>	<b>4,2</b>
<b>Imprevistos</b>	<b>\$29.269.528,69</b>	<b>4,2</b>
<b>Utilidad</b>	<b>\$58.539.057,39</b>	<b>8,3</b>
<b>Total</b>	<b>\$702.468.688,64</b>	<b>100,0</b>
<b>Precio/kwp instalado</b>	<b>\$4.878.254,78</b>	<b>0,7</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

A continuación, se efectúa un análisis comparativo de la variación porcentual de costos en el escenario 2022 vs el escenario 2030 para cada una de las SSFV propuesta:

**Figura 7-14:** Ponderación comparativa de costos de SSFV 3 kWp 2022 vs 2030



Fuente: Elaboración propia, 2022

**Figura 7-15:** Ponderación comparativa de costos de SSFV 50 kWp 2022 vs 2030



Fuente: Elaboración propia, 2022

**Figura 7-16:** Ponderación comparativa de costos de SSFV 144 kWp 2022 vs 2030



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 7-17:** Análisis comparativo Costo/kWp instalado 2022 vs 2030

	Costo kWp 2022	Costo kWp 2030	Variación (\$)	Variación (%)
<b>SSFV 3 kWp</b>	\$49.085.580,60	\$51.321.121,55	\$2.235.540,95	4,55
<b>SSFV 50 kWp</b>	\$372.759.566,40	\$281.435.980,08	-\$91.323.586,32	-24,50
<b>SSFV 144 kWp</b>	\$972.181.533,60	\$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. Los resultados se presentan a continuación:

The image shows three screenshots from a MATLAB Editor window. The top screenshot displays the initial parameter definitions for an optimization problem. The middle screenshot shows the objective function and constraints being defined. The bottom screenshot shows the Command Window output, which includes a message about MATLAB resources and the numerical results of the optimization.

```

1 - steelprob = optimproblem;
2 - CTpv = optimvar('CTpv',3,'Type','integer','LowerBound',0);
3 - ICpv = [51321121.55,281435980.08,702468688.64];
4 - Ppv = [3,50,144];
5 - OMCpv = [0.02,0.02,0.02];
6 - ni = [0.98,0.96,0.94];
7 - npv = [0.98,0.98,0.98];
8 - OMCdg=3000000;
9 - RCdg=5000000;
10 - Gref=1000;
11 - Tref=25;
12 - Kt=-3.7*0.01;
13 - PD = 32000;
14 - Png=35000;
15 - Ag=0.246;

15 - Ag=0.246;
16 - Bg=0.08145;
17 - OMCtpv=OMCpv.*ICpv*CTpv
18 - ICTpv=ICpv*CTpv;
19 - Ptpv=Ppv*CTpv;
20 - Ppv_out=Ppv.*ni*CTpv
21 - Pdg=PD-Ppv_out;
22 - Fcd=Ag*Pdg+Bg*Png
23 - cost = ICTpv+OMCTpv+Fcd+OMCdg+RCdg;
24 - Ppv_out=Prpv*(G/Gref)*(1+Kt*(Tc-Tref));
25 - Tc=Tamb+((NOCT-20)/800)*G;
26 - steelprob.Objective = cost;
27 - steelprob.Constraints.conswt = Ptpv == 28000;
28 - [sol,fval] = solve(steelprob);
29 - sol.CTpv
  
```

Command Window

New to MATLAB? See resources for [Getting Started](#).

```

ans =

    36.0000
     2.0000
    193.0000

fx >>
  
```

Como era de esperar, la combinación óptima de SSFV de 3 kWp, 50 kWp y 144 kWp, proyectada a 2030 es la misma que para el año 2022, pues las variaciones de disminución en los costos de la tecnología del 50% y el incremento en los demás ítem necesarios para

la implementación de las SSFV del 20%, previamente indicados, tienen las mismas proporciones para los 3 tipos de SSFV.

El costo total de la implementación a 2030, se muestra a continuación:

**Tabla 7-18:** Análisis comparativo Costo/kWp instalado 2022 vs 2030

Capacidad	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
3 kWp	36	\$51.321.121,55	\$1.847.560.375,80
50 kWp	2	\$281.435.980,08	\$562.871.960,16
144 kWp	193	\$702.468.688,64	\$135.576.456.907,52
<b>Total</b>			<b>\$137.986.889.243,48</b>

Fuente: Elaboración propia, 2022

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 Assesment San Andrés and Providencia<sup>12</sup>” 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

---

<sup>12</sup> Solar Resource Assesment San Andrés and Providencia, RMI – CWR, 2017.

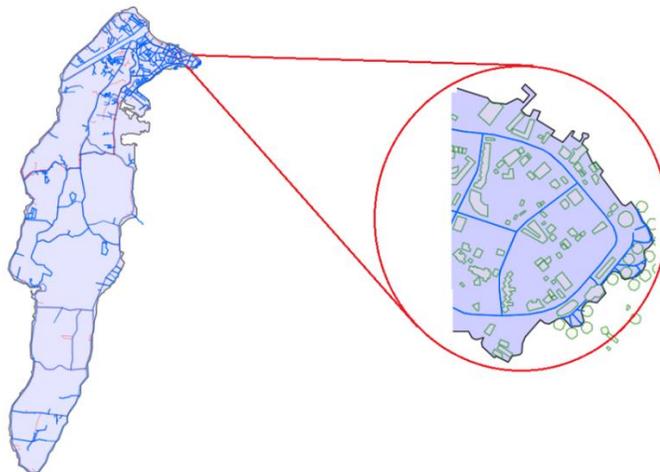
tierra, ambos elementos que tienen alta relevancia si se considera que lo que se desea es la sostenibilidad en el tiempo de las inversiones a efectuar en la instalación de SSFV.

En el año 2017, las estimaciones de potencial de generación de energía solar fotovoltaica “instalable” en techos de edificaciones de la isla de San Andrés eran de 158,47MW. Lo anterior, tiene como referencia el uso de 9.964 cubiertas con un área aproximada total de 1.226.920,91 metros cuadrados.

No obstante, 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 resistir el peso de las instalaciones solares. Aunque estos aspectos no son considerados por la herramienta desarrollada, es una aproximación bastante buena para la estimación de espacios potencialmente aprovechables para la instalación de SSFV, cuyo objeto se enmarca dentro del presente estudio.

Esta primera aproximación de potencial de generación determinada por SpatialEdge, se puede observar a continuación:

**Figura 7-17:** Ampliación de zona de San Andrés para observar las cubiertas con la herramienta SpatialEdge



Fuente: Elaboración propia, SpatialEdge 2022

**Tabla 7-19:** Potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés sin restricciones año 2017

No.	Área de la azotea (m2)	Número de azoteas	Potencial de generación (MW)	Área total disponible (m2)
1	Menos de 5	8	Menos de 1MW	26,94
2	Entre 5 y 10	50	0,05	383,5
3	Entre 10y 15	79	0,13	1.026,99
4	Entre 15 y 20	143	0,32	2.507.,61
5	Entre 20 y 50	1.649	7,84	60.693,86
6	Entre 50 y 100	3.569	34,19	264.683,31
7	Entre 100 y 200	3.223	57,28	443.481,23
8	Más de 200	1.246	58,66	454.202,46
<b>Total</b>		<b>9.967</b>	<b>158,47</b>	<b>1.226.978,96</b>

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de SpatialEdge sin restricciones.

Ahora bien, considerando las edificaciones ubicadas en áreas con baja o nula susceptibilidad a inundaciones y deslizamientos de tierra, la tabla anterior se transforma de la siguiente manera:

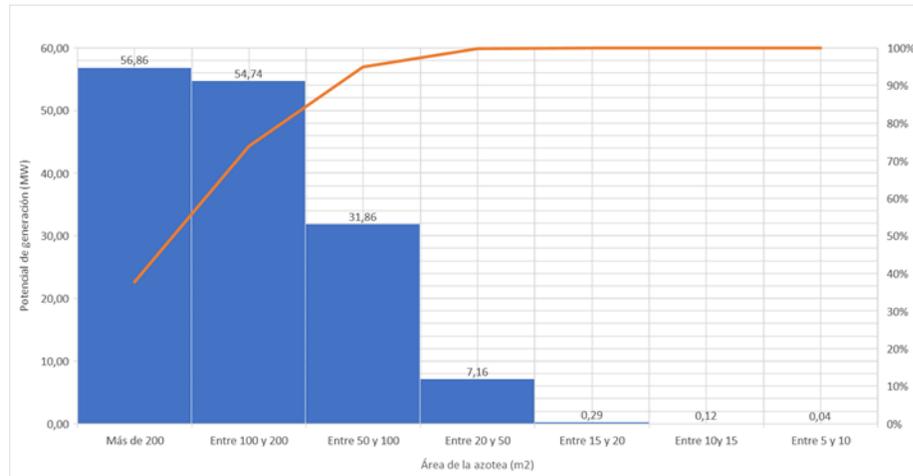
**Tabla 7-20:** Potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés con restricciones año 2017

No.	Área de la azotea (m2)	Número de azoteas	Potencial de generación (MW)	Área total disponible (m2)
1	Menos de 5	8	Menos de 1MW	26,94
2	Entre 5 y 10	45	0,04	344,36
3	Entre 10y 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
<b>Total</b>		<b>9.361</b>	<b>151,07</b>	<b>1.169.789,13</b>

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de SpatialEdge, para predios con baja o nula susceptibilidad a inundaciones y deslizamientos de tierra

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 100m<sup>2</sup>, se considera que los más de 31 MW que se podrían generar en las 3.320 cubiertas con áreas de entre 50 y 100m<sup>2</sup> no son para nada despreciables y pueden aportar información relevante en futuros análisis.

**Figura 7-18:** Diagrama de Pareto potencial de generación vs área de azoteas



Fuente: Elaboración propia, 2022

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 (m<sup>2</sup>) por 130 W/m<sup>2</sup>.

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 tienen 2279mm x 1134mm, lo que equivale a un área aproximada de 2,56m<sup>2</sup>. Entre tanto, con los parámetros de las soluciones propuestas en el presente estudio, se tendría una potencia aproximada de 205 W/m<sup>2</sup>.

A continuación, se presenta el potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés para predios con baja o nula susceptibilidad a inundaciones y deslizamientos de tierra, para el caso de los módulos usados como referencia para el cálculo de las SSFV propuestas:

**Tabla 7-21:** Potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés con restricciones año 2022

No.	Área de la azotea (m2)	Número de azoteas	Potencial de generación (MW)	Área total disponible (m2)
1	Menos de 5	8	0,01	26,94
2	Entre 5 y 10	45	0,07	344,36
3	Entre 10y 15	71	0,19	928,41
4	Entre 15 y 20	130	0,47	2.275,68
5	Entre 20 y 50	1.506	11,37	55.466,73
6	Entre 50 y 100	3.320	50,57	246.705,99
7	Entre 100 y 200	3.075	86,88	423.796,80
8	Más de 200	1.206	90,25	440.244,22
<b>Total</b>		<b>9.361</b>	<b>239,81</b>	<b>1.169.789,13</b>

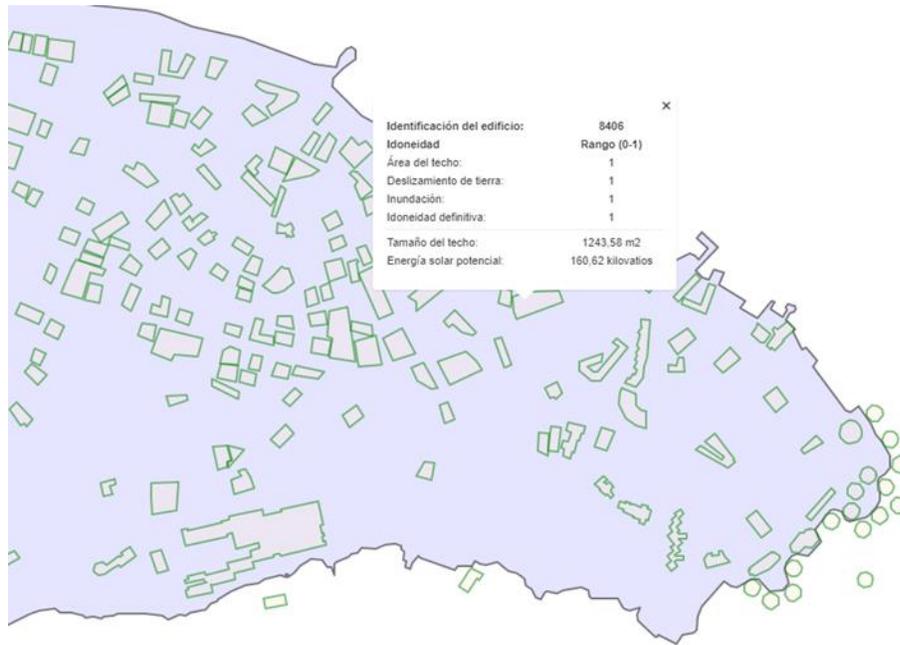
Fuente: Elaboración propia con datos tomados de SpatialEdge, para predios con baja o nula susceptibilidad a inundaciones y deslizamientos de tierra

Para el caso de las capacidades de las SSFV propuestas (3 kWp, 50 kWp y 144 kWp), las áreas requeridas son de 16 m<sup>2</sup>, 259 m<sup>2</sup> y 706 m<sup>2</sup>, 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 m<sup>2</sup>.

En relación a 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 m<sup>2</sup> y 706 m<sup>2</sup>, la herramienta desarrollada por la consultoría no permite hacer filtros por intervalo para valores superiores a 200 m<sup>2</sup> 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.

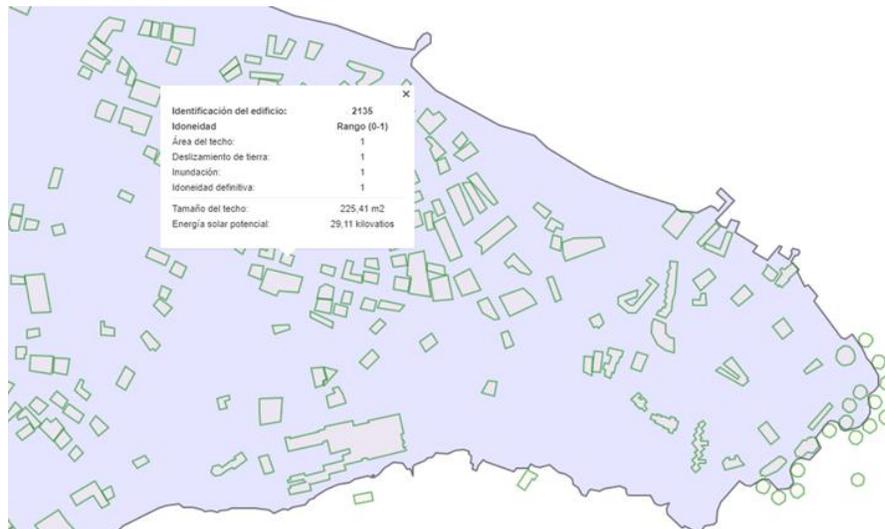
Un ejemplo de lo anterior, se puede observar en las siguientes gráficas, donde se amplía la cubierta de un par de edificaciones con áreas aproximadas de 1243,56 m<sup>2</sup> y 225,41 m<sup>2</sup>, que puede brindar un estimado para el potencial de localización de las SSFV a mediana y gran escala propuestas.

**Figura 7-19:** Ejemplo 1 - Área disponible y potencial de generación en cubierta de la isla de San Andrés en el año 2017



Fuente: Elaboración propia, SpatialEdge 2022

**Figura 7-20:** Ejemplo 2 - Área disponible y potencial de generación en cubierta de la isla de San Andrés en el año 2017



Fuente: Elaboración propia, SpatialEdge 2022

Una vez efectuado el conteo manual de las edificaciones con un área de al menos 200 m2, se encontró la siguiente distribución:

**Tabla 7-22:** Detalle potencial de generación a partir de energía solar fotovoltaica en San Andrés con restricciones año 2022 para cubiertas con 200 m<sup>2</sup> o más

No.	Área de la azotea (m <sup>2</sup> )	Número de azoteas	Potencial de generación (MW)	Área total disponible (m <sup>2</sup> )
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
<b>Total</b>		<b>1.206</b>	<b>90,25</b>	<b>440.244,22</b>

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de SpatialEdge, para predios con baja o nula susceptibilidad a inundaciones y deslizamientos de tierra

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 m<sup>2</sup>, 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  $10 \text{ kg/m}^2$  de peso que agregarían los paneles solares sin contrapeso a instalar en las estructuras.



## **8. Capítulo 8: Consideraciones específicas de la implementación de la solución propuesta**

En el presente capítulo se abordarán algunos aspectos importantes de la implementación de la propuesta de solución obtenida con el modelo de optimización con las SSFV previamente descritas.

### **8.1 Posible fuente de financiación de la solución óptima**

#### **Sistema General de Regalías**

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 8-1:** 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)
<b>2021</b>	\$ 87.187.815	\$ 2.784.381.201	\$ 12.926.292.267	\$ 6.336.417.778	\$ 770.974.773
<b>2022</b>	\$ 106.317.885	\$ 3.285.116.906	\$ 15.236.647.396	\$0	\$ 908.703.749
<b>2023</b>	\$ 129.775.588	\$ 2.522.539.547	\$ 17.888.731.282	\$0	\$ 1.025.878.988
<b>2024</b>	\$ 126.083.138	\$ 2.457.708.622	\$ 17.394.890.103	\$0	\$ 998.931.597
<b>2025</b>	\$ 135.221.565	\$ 2.096.253.984	\$ 18.079.000.460	\$0	\$ 1.023.646.051
<b>2026</b>	\$ 128.345.311	\$ 1.974.662.012	\$ 16.980.633.644	\$0	\$ 963.829.471
<b>2027</b>	\$ 114.689.146	\$ 1.777.528.213	\$ 15.257.178.571	\$0	\$ 867.273.365
<b>2028</b>	\$ 114.990.619	\$ 1.769.230.670	\$ 15.127.244.424	\$0	\$ 858.614.988
<b>2029</b>	\$ 110.690.495	\$ 1.702.430.195	\$ 14.529.326.239	\$0	\$ 823.311.871
<b>2030</b>	\$ 133.662.559	\$ 1.968.532.035	\$ 16.720.474.506	\$0	\$ 946.285.169
<b>Subtotal</b>	\$1.186.964.121	\$22.338.383.385	\$160.140.418.892	\$6.336.417.778	\$9.187.450.022
<b>Total</b>	<b>\$199.189.634.198</b>				

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de [https://sicodis.dnp.gov.co/Reportes/Rep\\_PlanDeRecursos.aspx](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.

## **8.2 Retorno de la inversión a la implementación de la solución óptima**

### **Subsidios**

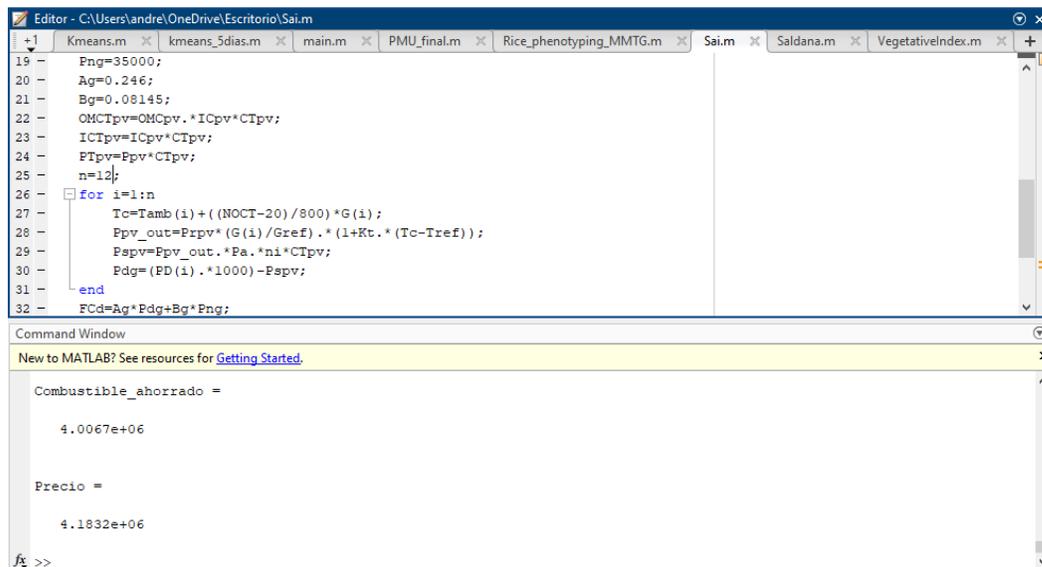
Según el documento CONPES 3855 de 2016 “Concepto favorable a la nación para contratar una operación de crédito externo hasta por USD 10 millones, o su equivalente en otras monedas, destinados a financiar el programa de gestión eficiente de la demanda de energía en zonas no interconectadas: proyecto piloto 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, representan un ahorro de \$37.136.160.000 COP/año, con una tasa de cambio de \$4.800 COP/USD.

### **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.



```
Editor - C:\Users\andre\OneDrive\Escritorio\Sai.m
+1 kmeans.m x kmeans_5dias.m x main.m x PMU_final.m x Rice_phenotyping_MMTG.m x Sai.m x Saldana.m x VegetativeIndex.m x
19 - Png=35000;
20 - Ag=0.246;
21 - Bg=0.08145;
22 - OMCtpv=OMCpv.*ICpv*CTpv;
23 - ICTpv=ICpv*CTpv;
24 - FTpv=Ppv*CTpv;
25 - n=12;
26 - for i=1:n
27 -     Tc=Tamb(i)+((NOCT-20)/800)*G(i);
28 -     Ppv_out=Ppv*(G(i)/Gref).*(1+Kt.*(Tc-Tref));
29 -     Pspv=Ppv_out.*Pa.*ni*CTpv;
30 -     Pdg=(PD(i).*1000)-Pspv;
31 - end
32 - FCd=Ag*Pdg+Bg*Png;

Command Window
New to MATLAB? See resources for Getting Started.

Combustible_ahorrado =

    4.0067e+06

Precio =

    4.1832e+06

fx >>
```

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 oscila 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.

### Bonos de carbono

Un bono de carbono es equivalente a la reducción de 1 tonelada de CO<sub>2</sub> o CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>/año.

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

En consecuencia, al sumar los ahorros de subsidios desembolsados por el Estado, combustible diésel no utilizado y potencial de bonos de carbono obtenidos por CO<sub>2</sub> 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.

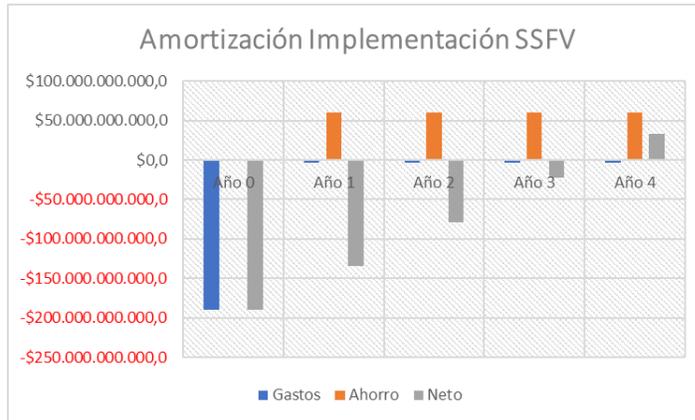
Si se tiene en cuenta que el costo de AOM de las SSFV es de aproximadamente \$3.802.872.720 COP/año, la inversión se recuperaría en un tiempo estimado de 3.18 años. Lo anterior, se observa a continuación:

**Tabla 8-2:** Detalle asignación de regalías para el Departamento Archipiélago en el período 2021 – 2030

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
<b>Gasto</b>	-\$190.143.636.019,2	-\$3.802.872.720,4	-\$3.802.872.720,4	-\$3.802.872.720,4	-\$3.802.872.720,4
<b>Ahorro</b>	\$0	\$59.631.795.097,0	\$59.631.795.097,0	\$59.631.795.097,0	\$59.631.795.097,0
<b>Neto</b>	-\$190.143.636.019,2	-\$134.314.713.642,6	-\$78.485.791.266,0	-\$22.656.868.889,4	\$33.172.053.487,3

Fuente: Elaboración propia, 2022

**Figura 8-1:** Amortización implementación SSFV Óptima



Fuente: Elaboración propia, 2022

### 8.3 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 CO<sub>2</sub>/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.

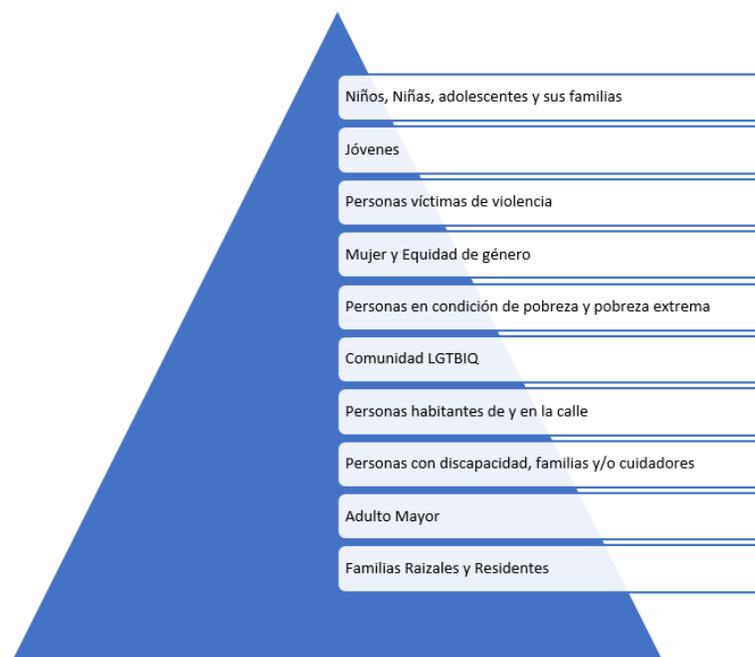
Al respecto, se encuentran análisis locales recientes que estiman de manera cuantitativa y cualitativa la mencionada población.

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.

En la siguiente gráfica se listan los grupos poblacionales identificados en el análisis territorial como vulnerables o susceptibles a condiciones de vulnerabilidad:

**Figura 8-2:** Grupos vulnerables o potencialmente vulnerables del Departamento Archipiélago



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de: 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

A continuación, se dará un breve contexto de cada uno de los grupos poblacionales antes descritos:

a. Niños, niñas y adolescentes

Al año 2019 existían 16.794 jóvenes en el rango de 0 a 17 años. 5.814 pertenecientes a primera infancia (0 a 5 años), 5.500 entre 6 a 11 años y los restantes 5.480 son jóvenes entre los 12 y 17 años de edad.

b. Jóvenes

Población entre 18 y 28 años que a 2019 ascendía a 10.731 personas.

Se relacionan como principales dificultades en este rango de edad conflictos familiares internos, falta de interés por parte del Estado, delincuencia juvenil que trae consigo inseguridad y genera temor en la población, embarazos no deseados, prostitución, trastornos alimenticios, drogadicción y violencia.

c. Personas víctimas de la violencia

Se incluyen al año 2019 440 víctimas de la violencia entre cuyos causales se encuentran homicidio, amenazas, desplazamiento forzado, reclutamiento de menores de edad y otros hechos victimizantes.

d. Mujer y equidad de género

Al año de elaboración del estudio, se reportaban 32.316 mujeres, correspondientes al 51.72% del total de la población del departamento. Entre las principales causales se encuentran violencia intrafamiliar, inequidades y desigualdades entre hombres y mujeres.

e. Personas en condición de pobreza y pobreza extrema

El índice de pobreza multidimensional – IPM es un aspecto de preocupación mayor en el territorio insular. Mientras que en el año 2018 era del 8,9%, para el 2020 estaba alrededor del 16.8%, evidenciando un crecimiento sustancial.

En relación a la dimensión educativa en la incidencia sobre el IPM, se encuentra que el 2.7% de la población se encuentra en condiciones de analfabetismo y el 24.7% de los estudiantes presentan un bajo logro educativo, derivado según el informe de la ausencia de condiciones adecuadas y que en gran parte de los casos conduce a la deserción escolar.

El 2.5% de los niños y niñas en edad escolar no logran acceder a una institución educativa, el 2,87% de los niños presenta inasistencia y el 8,7% tiene rezago escolar. Lo anterior, acompañado del índice de trabajo infantil que en las zonas rurales dispersas corresponde al 1.2%.

Sin embargo, el nivel de escolaridad no es el único factor influyente, pues aspectos como vivienda y servicios públicos son factores de mayor preocupación en términos de vulnerabilidad de los habitantes del Archipiélago.

Para el año 2020 alrededor del 8.3% de la población; es decir, unas 6.562 personas presentaban condiciones de hacinamiento crítico. Además, el 49.2% de la población no tiene acceso a un buen sistema de alcantarillado y el 65% de la población carece de acceso a un sistema de acueducto de calidad.

Adicionalmente, alrededor del 16% de la población presenta un alto grado de dependencia, derivado de ser ciudadanos en edad improductiva (0 a 14 años y mayores de 65 años).

f. Comunidad LGTBIQ

Aunque no se reportan cifras concretas, sí se tienen identificados patrones de violación de derechos humanos. Por ejemplo, se indica que las personas de este grupo poblacional no hacen uso de los servicios de salud, aduciendo discriminación o exclusión y falta de un protocolo de atención adecuado, sobre todo en el caso de las mujeres trans y sus transformaciones físicas y las personas que viven con VIH- SIDA.

g. Personas habitantes de y en la calle

Para el caso del departamento Archipiélago, se identifican como principales causas asociadas al problema de habitantes de calle el consumo de drogas, alcohol (primer puesto a nivel nacional con consumo de riesgo perjudicial) y violencia intrafamiliar.

h. Personas con discapacidad, familias y/o cuidadores

Según la herramienta de Registro para la Localización y Caracterización de Personas con Discapacidad – RLCPD, del Ministerio de Salud y Protección social, el 2.29% de las personas del Archipiélago tenían factores de discapacidad para el año 2020, lo que es equivalente a 1807 personas.

Entre los principales factores de discapacidad se encuentran alteraciones en el movimiento del cuerpo, alteraciones del sistema nervioso, dificultades visuales, problemas en el sistema de defensas y cardio respiratorio, dificultades del habla y dificultades de audición, entre otros.

i. Adulto mayor

El documento presenta resultados del Modelo de Determinantes Sociales para el año 2019, con el fin de analizar la situación de salud en los indicadores de envejecimiento y vejez.

El 11% de la población del Archipiélago se encuentra en el rango de 60 años o más, con un índice de envejecimiento de 39.61, lo que significa que por cada 100 menores de 15 años hay 39 personas con edades de 65 años y más.

Las principales dificultades de este grupo poblacional están asociadas a atención primaria por enfermedades no transmisibles, lesiones, aspectos nutricionales y condiciones mal clasificadas. Las principales causas de consulta están asociadas a trastornos mentales y del comportamiento. Alrededor del 18% de los adultos mayores se encuentra en condición de discapacidad.

j. Familias raizales y residentes

No se están considerando ni analizando en su totalidad las nuevas tipologías de familia en la población étnica como raizales, indígenas, afrodescendientes y palenqueros. No hay articulación intersectorial ni programática, por lo que la mayoría de acciones son de atención y no de prevención.

La atención institucional desconoce la realidad de la diversidad de las formas de la organización familiar en el Archipiélago.

Entre tanto, 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.

Con el objetivo de abordar estos aspectos, se propuso desde el gobierno local una serie de estrategias cuyo detalle puede ser consultado en el mencionado documento de referencia y cuyos correspondientes costos necesarios para su implementación como se muestran a continuación:

**Tabla 8-3:** Costos de estrategias de atención a población vulnerable en el Departamento Archipiélago

Grupo Poblacional	Objetivo	Valor implementación cuatrienio 2020 – 2023 (Cifras en millones de COP)
Niños, niñas y adolescentes	Garantizar los derechos de los niños, niñas de primera infancia a la vida y a la calidad de vida y un ambiente sano en condiciones de dignidad en el marco de la Política pública de Infancia y Adolescencia del Departamento de San Andrés.	443.91
	Garantizar el goce efectivo de los derechos a los niños y niñas del Departamento, aportando al mejoramiento de su calidad de vida y garantizando el restablecimiento cuando sus derechos sean vulnerados por el Estado o la sociedad.	
Jóvenes	Fortalecer las incidencias institucionales y la apropiación social de la política pública de juventud en el territorio.	443,91
Personas víctimas de la violencia	Garantizar la orientación eficaz y eficiente de atención a las poblaciones víctimas de la violencia (conflicto armado) y sus derechos, para cumplir con las competencias del departamento de san Andrés, providencia y santa catalina de manera incluyente.	493,28
Mujer y equidad de género	Garantizar el cumplimiento de los Derechos Humanos Integrales e Interdependientes de las Mujeres y la Igualdad de género.	724,55
	Implementar espacios y programas institucionales con organizaciones y grupos de niñas, jóvenes y mujeres para apoyar el fortalecimiento en el tema.	
Personas en condición de pobreza y pobreza extrema	Garantizar la atención de la población en condiciones de vulnerabilidad social y el funcionamiento de los programas sociales del estado (familias en acción).	3.888,88
Comunidad LGTBIQ	Implementar la política de respeto a la diversidad, derechos, participación y reconocimiento de la población LGTBIQ en el Departamento de San Andrés Islas.	508,62
Personas habitantes de y en la calle	Brindar estrategias de sensibilización comunitaria y atención desde promoción saludable y prevención de enfermedades psicosociales para la población Habitantes de la calle y en la calle periódicamente garantizando así sus derechos en salud.	522,64
	Garantizar, promocionar, proteger y restablecer los derechos de personas, habitantes de calle con el propósito de lograr su atención integral, rehabilitación e inclusión social.	

<b>Grupo Poblacional</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Valor implementación cuatrienio 2020 – 2023 (Cifras en millones de COP)</b>
Personas con discapacidad, familias y/o cuidadores	Hacer del Archipiélago de San Andrés Islas un territorio incluyente y accesible, garantes de los derechos de las personas con discapacidad, sus familias y cuidadores en articulación con los actores del sector público, social y comunidad en general.	1.400,54
Adulto mayor	Promover la atención integral de personas adultas mayores del departamento mediante diseño de programas y proyectos que aborden sus necesidades básicas insatisfechas, desde el trabajo y participación mancomunada de los diferentes actores a nivel local.	3.668,08
Familias raizales y residentes	Fortalecer las familias de la población Raizal y Residentes como institución fundamental de la sociedad.	554,04
<b>Total</b>		<b>12.648,44</b>

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de: 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

Como se puede observar, la implementación de las estrategias de atención a población vulnerable en el Departamento Archipiélago propuestas por el gobierno local para el presente cuatrienio 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 el impacto social de la reinversión de estos recursos en el territorio insular tendría un impacto altamente favorable.

# 9. Capítulo 9: Conclusiones y recomendaciones

## 9.1 Conclusiones

1. La tendencia incremental de la demanda energética en la isla de San Andrés, el alto volumen de CO<sub>2</sub> 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.
2. 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 económicamente 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.
3. Aunque la matriz energética del SIN del país es en general relativamente limpia en términos de emisiones de CO<sub>2</sub>, 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.

4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.

## 9.2 Recomendaciones

1. Con el fin de generar mayores impactos ambientales en la reserva de biósfera 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.
2. 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.
3. Se recomienda efectuar ejercicios participativos con líderes y representantes de las comunidades raizales presentes en el Archipiélago, de forma que dichos núcleos poblacionales pasen de ser oponentes a los proyectos, a convertirse en co autores y co creadores de las nuevas iniciativas a implementar en los territorios. Por ejemplo, a la fecha de elaboración del presente documento no ha sido posible la implementación de ningún piloto de generación a partir de energía eólica, que permita obtener información confiable de su potencial de escalabilidad de manera complementaria con tecnologías como la solar fotovoltaica y que diversifiquen la matriz energética, por no contar con el aval de los grupos étnicos locales.
4. Es indispensable el involucramiento de la cuádruple hélice (universidad, empresa, estado y sociedad civil), en la materialización de una transición energética responsable que permita obtener beneficios económicos, ambientales y sociales tanto a las comunidades locales, como a los turistas. Se recomienda aprovechar espacios de diálogo como las sesiones del Consejo Departamental de Ciencia, Tecnología e Innovación – CODECTI, para definir una hoja de ruta en estos temas estratégicos.

5. Propiciar la creación de sinergias entre actores locales y entidades académicas que tienen amplia experiencia y trayectoria, de forma que se pueda abordar el problema de las débiles capacidades locales en investigación e innovación en las temáticas energéticas, y que desbordan el alcance del presente documento.
6. Explorar posibles alternativas de financiación como instrumentos de cooperación internacional, involucramiento de actores privados o créditos multilaterales que puedan ser complementarias o suplementarias a la inversión propuesta desde el Sistema General de Regalías para la implementación de la solución óptima, dada la alta atractividad de la inversión, determinada en el análisis económico realizado.
7. Efectuar misiones tecnológicas con empresas como Caribbean Electric Utility Services Corporation (CARILEC), que opera en la industria eléctrica en el Caribe, América Central y América del Sur, donde se puedan ver las lecciones aprendidas en torno a la implementación de Soluciones Solares Fotovoltaicas – SSFV y FNCER en general, en donde sea posible observar el desempeño de las tecnologías en condiciones de operación similares a las del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
8. Generar políticas sectoriales que obliguen en un horizonte de tiempo específico a la diversificación de la matriz energética del Departamento Archipiélago con la penetración de FNCER en un porcentaje de participación importante, con el acompañamiento de acciones concretas del lado de la demanda como el Uso Racional y Eficiente de Energía y la Eficiencia Energética.

## A. Anexo: Código de programación entera desarrollado

A continuación, se presenta el código del modelo de optimización desarrollado en MATLAB y usado en el presente estudio:

### Definición del problema de optimización

```
steelprob = optimproblem;
```

### Definición de la variable a optimizar

```
CTpv = optimvar('CTpv',3,'Type','integer','LowerBound',0 );
```

### Definición de variables

```
ICpv = [51321121.55,281435980.08,702468688.64]; %Costo de inversión
```

```
Ppv = [3,50,144]; % Potencia pico sistema fotovoltaico
```

```
OMCpv = [0.02,0.02,0.02]; % Costo de operación y mantenimiento
```

```
ni = [0.98,0.96,0.94]; % Eficiencia inversor
```

```
npv = [0.975,0.975,0.975]; % Eficiencia paneles
```

```
Pa = [6,100,274]; % Cantidad de paneles
```

```
Tamb = [22,21,22,23,22,23,24,25,27,28,26,25,24,23,22,22,22,22,22,21,22,21,22,22]; %  
Temperatura promedio
```

```
PD=
```

```
[21551.86065,20714.22827,20002.73358,19426.05989,19007.10151,18804.20915,18704.  
.84284,18999.34403,20601.33226,22798.04661,25107.7006,25540.15373,25323.26189,  
23935.66811,24185.48699,24967.51596,25835.92901,25465.01429,25287.88997,25790.  
08477,25190.69929,23805.14897,23395.3489,22601.37299]; % Potencia demanda
```

```
M= [4850,5100,5000,5050,4890,4480,4530,4100,4750,5120,4750,4580]; % Radiación  
solar mensual
```

```
D= [31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31]; % Numero de dias por mes
```

```
NOCT=45;
```

OMCdg=3000000;

RCdg=5000000;

Gref=1000;

Tref=25;

Kt=-0.0035;

Png=35000;

Ag=0.246;

Bg=0.08145;

### **Calculo de la operación y mantenimiento sistemas PV**

OMCTpv=OMCpv.\*ICpv\*CTpv;

### **Calculo inversion sistemas pv**

ICTpv=ICpv\*CTpv;

### **Potencia total generada sistema pv**

PTpv=Ppv\*CTpv;

nh=24;

nm=12;

Pspv=0;

Pdg=0;

PTdg=0;

PDT=0;

PTspv=0;

### **Calculo anual del sistema**

for j=1:nm

G = [0,0,0,0,0,2,26,135,388,339,744,885,908,798,528,365,288,166,30,0,0,0,0,0];

Gd= G\*(M(j)/5120);

for i=1:nh

### **Calculo horario Sistema PV**

Tc=Tamb(i)+((NOCT-20)/800)\*G(i);

Ppv\_out=Prpv\*(G(i)/Gref).\*(1+Kt.\*(Tc-Tref));

Pspv=Ppv\_out.\*Pa.\*ni\*CTpv;

### **Potencia total sistemas PV**

PTspv=PTspv+Pspv.\*D(j);

### **Potencia total demanda**

```
PDT=PDT+(PD(i)*1000).*D(j);
```

**Potencia diesel requerida**

```
Pdg=(PD(i)*1000)-Pspv;
```

```
PTdg=PTdg+Pdg.*D(j);
```

```
end
```

```
end
```

**Consumo de combustible**

```
FCd=0.0622*(PTdg/1000);
```

```
cost = ICTpv+OMCTpv+FCd+OMCdg+RCdg;
```

```
steelprob.Objective = cost;
```

```
steelprob.Constraints.conswt = PTpv == 32000;
```

**Solución de la programación entera**

```
[sol,fval] = solve(steelprob);
```

**Visualización de las variables de la programación entera**

```
sol.CTpv
```

```
Energia_PV = evaluate(PTspv,sol)/1000
```

```
Energia_Diesel = evaluate(PTdg,sol)
```

```
PDT
```

```
Combustible_consumido = evaluate(FCd,sol)
```

```
Precio = Combustible_consumido*6800
```

```
Combustible_ahorrado = Energia_PV*0.0622
```

```
Precio_ahorrado=Combustible_ahorrado*6800
```



## 10. Bibliografía

- [1] M. Usman, M. T. Khan, A. S. Rana, and S. Ali, "Techno-economic analysis of hybrid solar-diesel-grid connected power generation system," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, no. 3, pp. 653–662, 2018, doi: 10.1016/j.jesit.2017.06.002.
- [2] T. Gonzáles, *Documento Ejecutivo Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia*. 2015.
- [3] Castillo-Forero, M. A. & Reyes-Hernández, A. M., (2017). 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.
- [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," *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/](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 . ii Table of content,” 2022.
- [12] Mohtasham, J. Review-Article—Renewable Energies. *Energy Procedia* 2015, 74, 1289–1297. [Google Scholar] [CrossRef][Green Version]
- [13] Jung, J.; Villaran, M. Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 75, 180–191. [Google Scholar] [CrossRef]
- [14] Al-Falahi, M.D.; Jayasinghe, S.; Enshaei, H. A review on recent size optimization methodologies for stand-alone solar and wind hybrid renewable energy system. *Energy Convers. Manag.* 2017, 143, 252–274. [Google Scholar] [CrossRef]
- [15] Erdinc, O.; Uzunoglu, M. Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2012, 16, 1412–1425. [Google Scholar] [CrossRef]
- [16] Bajpai, P.; Dash, V. Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2012, 16, 2926–2939. [Google Scholar] [CrossRef]
- [17] Sinha, S.; Chandel, S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2014, 32, 192–205. [Google Scholar] [CrossRef]
- [18] Weinand, J.; Scheller, F.J.; McKenna, R. Reviewing Energy System Modelling of Decentralized Energy Autonomy. *Energy* 2020, 203, 117817. [Google Scholar] [CrossRef]
- [19] Maleki, A.; Askarzadeh, A. 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. [Google Scholar] [CrossRef]
- [20] Dong, W.; Li, Y.; Xiang, J. Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system based on battery/hydrogen with an improved ant colony optimization. *Energies* 2016, 9, 785. [Google Scholar] [CrossRef]
- [21] Sawle, Y.; Gupta, S.; Bohre, A.K. Optimal sizing of stand-alone PV/Wind/Biomass hybrid energy system using GA and PSO optimization technique. *Energy Procedia* 2017, 117, 690–698. [Google Scholar] [CrossRef]
- [22] Singh, S.; Singh, M.; Kaushik, S.C. 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. [Google Scholar] [CrossRef]
- [23] Ma, T.; Yang, H.; Lu, L.; Peng, J. 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. [Google Scholar] [CrossRef]

- [24] Yimen, N.; Hamandjoda, O.; Meva'a, L.; Ndzana, B.; Nganhou, J. Analyzing of a photovoltaic/wind/biogas/pumped-hydro off-grid hybrid system for rural electrification in Sub-Saharan Africa—Case study of Djoundé in Northern Cameroon. *Energies* 2018, 11, 2644. [Google Scholar] [CrossRef][Green Version]
- [25] Kang, D.; Jung, T.Y. Renewable Energy Options for a Rural Village in North Korea. *Sustainability* 2020, 12, 2452. [Google Scholar] [CrossRef][Green Version]
- [26] Adaramola, M.S.; Agelin-Chaab, M.; Paul, S.S. Analysis of hybrid energy systems for application in southern Ghana. *Energy Convers. Manag.* 2014, 88, 284–295. [Google Scholar] [CrossRef]
- [27] Anastasopoulou, A.; Butala, S.; Patil, B.; Suberu, J.; Fregene, M.; Lang, J.; Wang, Q.; Hessel, V. Techno-economic feasibility study of renewable power systems for a small-scale plasma-assisted nitric acid plant in Africa. *Processes* 2016, 4, 54. [Google Scholar] [CrossRef][Green Version]
- [28] Rezk, H.; Alghassab, M.; Ziedan, H.A. An Optimal Sizing of Stand-Alone Hybrid PV-Fuel Cell-Battery to Desalinate Seawater at Saudi NEOM City. *Processes* 2020, 8, 382. [Google Scholar] [CrossRef][Green Version].
- [29]. Ini, Luis, 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 Assesment San Andrés and Providencia, 2017.