

**ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE DE ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL
PACÍFICO COLOMBIANO, POR MEDIO DE *CLUSTERS* PROTOTIPO DE SISTEMAS
HÍBRIDOS SOLAR-EÓLICO-HIDRO-DIÉSEL OPTIMIZADOS CON HOMER**

Yurani Puertas González

Director: Ph.D. Hernán Carvajal Osorio



**Pontificia Universidad Javeriana
Facultad de Estudios Ambientales y Rurales
Maestría en Gestión Ambiental
Bogotá D.C.
2016**

**ELECTRIFICACIÓN SOSTENIBLE DE ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL
PACÍFICO COLOMBIANO, POR MEDIO DE *CLUSTERS* PROTOTIPO DE
SISTEMAS HÍBRIDOS SOLAR-EÓLICO-HIDRO-DIÉSEL OPTIMIZADOS CON
HOMER**

Presentado por:
Yurani Puertas González

Trabajo de grado para optar al título de Magister en Gestión Ambiental

Director:
Ph.D. Hernán Carvajal Osorio



Pontificia Universidad Javeriana
Facultad de Estudios Ambientales y Rurales
Maestría en Gestión Ambiental
Bogotá D.C.
2016

Contenido

Resumen.....	1
Introducción	2
1. Planteamiento del problema.....	6
2. Justificación	9
3. Antecedentes	12
4. Objetivos	16
4.1. Objetivo General	16
4.2. Objetivos Específicos.....	16
5. Marco teórico	17
5.1 Marco Referencial.....	17
5.1.1 Descripción y caracterización de las ZNI.....	17
5.1.1.1. Litoral Pacífico	18
5.1.1.2. Caracterización ambiental	19
5.1.2 Sistema eléctrico del Pacífico colombiano.....	20
5.1.3 Generación diésel	22
5.1.4 Factores obstaculizadores y contaminantes asociados a la implementación de energía en ZNI del Pacífico	23
5.1.5 Consideraciones económicas en la implementación de ZNI del Pacífico	24
5.1.6. Energías Renovables	26
5.1.6.1. Energía solar.....	26
5.1.6.2 Energía eólica	28
5.1.6.3 Energía hidráulica.....	30
5.1.7 Perspectivas de solución y aplicación de energía en ZNI	31
5.1.7.1 Paneles Fotovoltaicos.....	32
5.1.7.2 Aerogenerador	33
5.1.7.3 Generador eléctrico	35

5.1.7.4	Baterías.....	35
5.1.7.5.	Inversor.....	35
5.1.7.6.	Regulador de carga.....	36
5.2	Herramienta de simulación HOMER.....	36
6	Metodología.....	38
6.1	Proceso del Diseño Metodológico.....	38
6.1.1	Caracterización del sumisito eléctrico en las ZNI.....	38
6.1.1.1	Actividad 1: Identificación de localidades en las ZNI del Pacífico colombiano.....	38
6.1.1.2	Actividad 2: Determinar el estado del sistema eléctrico en las localidades Tipo 1 y Tipo 2 en las ZNI del Pacífico colombiano.....	39
6.1.1.3	Actividad 3: Ubicación de las localidades.....	41
6.1.1.4	Actividad 4: Determinación del recurso de energía-solar.....	41
6.1.1.5	Actividad 5: Determinación recurso energético eólico.....	42
6.1.1.6	Actividad 6: Determinación de viabilidad ambiental.....	44
6.1.1.7	Actividad 7: Determinación de la viabilidad para el desarrollo sostenible.....	44
6.1.1.8	Actividad 8: Determinación del potencial hidroenergético.....	45
6.1.1.9	Actividad 9: Abastecimiento de diésel en el Pacífico colombiano.....	47
6.1.1.10	Actividad 10: Filtro por restricciones.....	48
6.1.1.11	Actividad 11: Construcción Cluster.....	48
6.1.1.12	Actividad 12: Selección de localidades:.....	48
6.1.1.13.	Actividad 13: Determinación de demanda para cada cluster prototipo.....	49
6.1.1.14.	Actividad 14: Selección del software.....	49
6.1.1.15.	Actividad 15: Diseño de prototipo hibrido.....	50
6.1.1.16	Actividad 16: Determinación de perfil de carga.....	51
6.1.1.17	Actividad 17: Determinación de disponibilidad de recursos.....	51
6.1.1.18	Actividad 18: Selección de costos.....	52
6.1.1.19	Actividad 19: Simulación.....	53
7	Resultados.....	54

7.1	Caracterización de las localidades	54
7.1.1.	Departamento del Cauca	55
7.1.2	Departamento del Chocó	56
7.1.3	Departamento de Nariño	58
7.1.4	Departamento de Valle del Cauca	59
7.2	Estado del sistema eléctrico en las localidades tipo 1 y tipo 2 en ZNI del Pacífico	63
7.3	Determinación del recurso solar	68
7.4	Determinación del recurso eólico.....	70
7.4.1	Velocidad del viento	70
7.5	Determinación de viabilidad ambiental	72
7.6	Determinación de la viabilidad para desarrollo sostenible	74
7.7	Abastecimiento de diésel en el Pacífico colombiano.....	75
7.8	Resultado global de recursos y potenciales energéticos identificados.....	76
7.9	Construcción de cluster hidráulico.....	79
7.10	Construcción De Cluster Eólico.....	84
7.11	Construcción de cluster solar	85
7.12	Simulación prototipo de hibridación D-FV	87
7.12.1	Perfil de Carga.....	88
7.12.2	Disponibilidad de recursos	89
7.12.3	Costos empelados en simulación.....	90
7.12.4	Resultados simulación sistema D-FV prototipo	90
7.12.5	Comportamiento del sistema D-FV.....	91
7.13	Simulación Prototipo de hibridación D-FV-E	92
7.13.1	Perfil de Carga	93
7.13.2	Resultados simulación sistema D-FV-E.....	95
7.13.3	Comportamiento del sistema D-FV-E.....	95
7.14	Simulación Prototipo de hibridación D-FV-H.....	96
7.13	Resultados simulación sistema D-FV-H	98

7.14	Comportamiento del sistema D-FV-H	98
8.	Discusión de resultados.....	100
8.1.	Horarios y duración de servicio eléctrico en ZNI; una propuesta acorde con las condiciones de desarrollo en consideración	100
8.2.	Comportamiento del potencial solar con viabilidad de aplicación	102
8.3.	Comportamiento del potencial eólico con viabilidad de aplicación	102
8.4.	Análisis del comportamiento del potencial hidroenergético con viabilidad de aplicación	103
8.5	Análisis de selección de cluster	105
8.6	Simulación	107
8.6.1	Prototipo de hibridación D-FV.....	108
8.6.2	Prototipo de hibridación D-FV-E.....	112
8.6.3	Prototipo de hibridación D-FV-H	116
8.7	Validación de Resultados.....	120
9	Conclusiones	122
10	Recomendaciones	128
11.	Lista de Referencias	131

Lista de tablas

Tabla 1. Clasificación general de las localidades en ZNI.....	22
Tabla 2: Aprovechamiento de energía eólica en función de la velocidad del viento	28
Tabla 3: Clasificación de plantas hidráulicas	30
Tabla 4. Horarios y duración de servicio eléctrico en ZNI; una propuesta acorde con las condiciones de desarrollo en consideración	40
Tabla 5. Fuente costos para simulación.....	52
Tabla 6: Caracterización del servicio eléctrico en las localidades tipo 1 y tipo 2 en ZNI del Pacífico	63
Tabla 7: Costos de unidades constructivas y centrales hidráulicas	74
Tabla 8: Potencial identificado por localidad.....	77
Tabla 9. Criterios base para cálculo de distancia máxima del cluster	79
Tabla 10: localidades sin potencial hidráulico	82
Tabla 11: Localidades con potencial eólico	85
Tabla 12: Localidades susceptibles para construcción de Cluster solar.....	86
Tabla 13: Variables cluster prototipo D-FV.....	86
Tabla 14. Costos de simulación diseño D-FV	90
Tabla 15. Variables cluster prototipo D-FV-E	92
Tabla 16. Costos de simulación diseño D-FV-E	92
Tabla 17. Variables cluster prototipo D-FV-H.....	96
Tabla 18. Costos de simulación diseño D-FV-H.....	97

Lista de figuras

Figura 1. Caracterización ambiental en las ZNI del país.....	20
Figura 2. Caracterización de los municipios en ZNIs	21
Figura 3. Diagrama de bloques de un sistema híbrido	32
Figura 4. Partes de un Aerogenerador	34
Figura 5. Ubicación de las localidades Tipo 1 y Tipo 2 en el pacífico colombiano.....	54
Figura 6. Mapa radiación solar diaria horizontal en las localidades tipo I y II del pacífico colombiano	69
Figura 7. Variación de velocidad a 20m de altura en las localidades tipo 1 y 2 del pacífico.....	71
Figura 8. Viabilidad ambiental en las localidades tipo 1 y tipo 2 del Pacífico colombiano.....	73
Figura 9. Localización plantas diésel Vs localidades tipo 1 y tipo 2.....	75
Figura 10: Cluster hidráulicos identificados en la zona objeto de estudio	81
Figura 11: Filtro de cluster hidráulicos.....	83
Figura 12: Cluster hidráulico seleccionado como prototipo D-FV-H	84
Figura 13 Diseño de simulación D-FV	87
Figura 14. Perfil de carga prototipo D-FV	88
Figura 15. Recurso solar prototipo D-FV	89
Figura 16. Resultados simulación Bellavista-Pulbuza	91
Figura 17. Resultados generación de energía eléctrica Bellavista-Pulbuza	91
Figura 18. Diseño de simulación D-FV-E	93
Figura 19. Perfil de carga prototipo D-FV-	94
Figura 20. Resultados de simulación sistema D-FV-E.....	95
Figura 21. Resultados generación de energía eléctrica Capurganá	96
Figura 22: Diseño de simulación D-FV-H.....	97
Figura 23: Resultados de simulación sistema D-FV-H	98
Figura 24: Resultados generación de energía eléctrica Currupi y Taparral	99
Figura 25. Comportamiento del valor presente neto del prototipo D-FV	109
Figura 26. Comportamiento del flujo de caja del prototipo D-FV	110
Figura 27. Comportamiento del generador diésel prototipo D-FV	111
Figura 28. Comportamiento esquema financiero con préstamo D-FV.....	111

Figura 29. Comportamiento del valor presente neto del prototipo D-FV-E.....	113
Figura 30. Comportamiento del flujo de caja del prototipo D-FV-E	114
Figura 31. Comportamiento del generador diésel prototipo D-FV-E.....	115
Figura 32. <i>Comportamiento esquema financiero con préstamo D-FV-E</i>	116
Figura 33. Comportamiento del valor presente neto del prototipo D-FV-H	117
Figura 34. Comportamiento del generador diésel prototipo D-FV-H	118
Figura 35. Comportamiento del valor presente neto del prototipo D-FV-H	118
Figura 36. Comportamiento esquema financiero con préstamo D-FV-H	119

Lista de Gráficas

Gráfica 1: Caracterización de las localidades en el Departamento del Cauca.....	55
Gráfica 2 : Estado de prestación del servicio en el departamento del Cauca	56
Gráfica 3: Caracterización de las localidades en el departamento del Chocó	57
Gráfica 4: Estado de prestación de servicio en el departamento del Chocó.....	57
Gráfica 5: Caracterización de las localidades en el departamento de Nariño	58
Gráfica 6. Estado de prestación de servicio en el departamento de Nariño	59
Gráfica 7. Caracterización de las localidades en el departamento del Valle del Cauca	60
Gráfica 8. Estado de prestación de servicio en el departamento del Valle del Cauca.....	60
Gráfica 9. Clasificación de las localidades del Pacífico Colombiano	61
Gráfica 10. Estado de la prestación de servicio en ZNI del Pacífico Colombiano.....	62
Gráfica 11. localidades ZNI sin prestación de servicio a nivel departamental.....	63
Gráfica 12. Consumo de diésel a nivel departamental de las ZNI	76

Lista de Anexos

Anexo A. Descripción detallada HOMER.....	CD
Anexo B. Matriz Cluster	CD
Anexo C. Radiación Solar.....	CD
Anexo D. Corrección de altura.....	CD
Anexo E. Resumen recursos por localidad.....	CD

Resumen

Esta investigación gira en torno a la electrificación sostenible en las zonas no interconectadas del Pacífico colombiano a partir de su geolocalización, mediante la información basada en los datos reportados por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas-IPSE y Centro Nacional de Monitoreo CNM, de las cuales se seleccionaron las localidades Tipo I y Tipo II. Teniendo en cuenta esta información, se diseñaron cluster¹ prototipo a partir de sistemas híbridos que combinan energía solar-eólica-hidráulica-y diésel. Finalmente, mediante la implementación del software HOMER, se simularon estos cluster con el fin de identificar sus características y nivel de usabilidad.

Palabras clave: Sistemas híbridos, ZNI, *Clusters*, electrificación y HOMER.

Abstract

This research tells about sustainable electrification in the non-interconnected zones of the colombian Pacific starting from its geolocalization by using data reported by the Planification and Promotion of Energetic Solutions Institute (IPSE) and Monitoring National Center (CNM). From those data, were obtained two kinds of locations (Type I and Type II). Taking into account these information, it was designed cluster prototype from hybrid systems whom combines solar-eolic-hydraulic and diesel energy. Finally, by using the software HOMER, the clusters were simulated in order to identify its characteristics and use level.

¹ Cluster: Conjunto de actividades similares delimitadas geográficamente, con activos canales de transacciones comerciales, comunicación y diálogo, que comparten infraestructura especializada, mercado de trabajos y de servicios, y que enfrentan oportunidades y amenazas comunes (Vera Garnica, 2007).

Introducción

La carencia de creación de escenarios de alternativas de electrificación con el fin de alcanzar la universalización del servicio eléctrico ha sido una barrera fundamental a la hora de impulsar el desarrollo regional y, por lo tanto, del país. En consecuencia, y teniendo en cuenta que en Colombia existen regiones que aún no cuentan con servicio eléctrico, o este es insuficiente y de baja calidad, las regiones se han visto altamente afectadas en su desarrollo, lo que lleva generalmente a altos índices de pobreza y serias dificultades para superarse. Lo anterior a pesar de contar en muchos casos con recursos energéticos locales suficientes y la tecnología adecuada. Sin embargo, al ser altos los costos de inversión, y limitado el número de usuarios, las posibilidades de implementación son bajas, generalmente requiriendo intervención importante de entidades gubernamentales y de organizaciones especializadas y de ayuda, en situación común actualmente para las ZNI. Al mismo tiempo, por ser economías de menor escala, existe poco interés y muy bajo atractivo de inversión y poca oportunidad de negocio.

Es aquí donde este proyecto ha querido intervenir, entrando a estudiar la situación buscando un aporte positivo a la electrificación de las ZNI, con una aproximación a la metodología de *cluster* (término en inglés por ‘agrupación’, en este caso de localidades cercanas con características similares o cierto grado de homogeneidad) para facilitar y mejorar el aprovechamiento del recurso natural energético existente en el sitio, a la vez, optimizando costos con cierta economía de escala al proponer implementar mini-redes de suministro eléctrico. A su vez, este suministro se consideró hacerlo con sistemas híbridos según los recursos energéticos existentes localmente: solar-eólico-hidroenergético y potencial diésel; este último incluido por su amplia utilización en las poblaciones no interconectadas al sistema eléctrico nacional.

De entre todas las regiones no interconectadas de Colombia, se escogió el litoral Pacífico, en los Departamentos Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño, quedando incluida la costa Caribe del Chocó. La escogencia se hizo con base en la necesidad de contar, para el desarrollo de este proyecto, con una zona limitada pero que tuviera características variadas, a la vez, representativas de las ZNI en cuanto a pobladores y situación energética, adicionalmente a lo importante de esta región, para el debido análisis con la metodología propuesta de electrificación.

Esta metodología *cluster*, tomada aquí en aproximación a la situación en estudio, posiblemente por primera vez en Colombia para sistemas aislados pequeños, como los considerados en este proyecto, tuvo como determinante el hecho de haber incluido ahora, dentro del grupo de energías en consideración para el sistema híbrido, el recurso hidroenergético; recurso que usualmente ha sido tomado por separado de los otros recursos energéticos, dadas sus características muy particulares principalmente de construcción, con altos e inciertos costos de capital que inciden notoriamente en las estimaciones económicas. Se resalta también, que es uno de los primeros estudios que se realizan aprovechando el recientemente editado Atlas hidroenergético de Colombia (UPME, PUJ, IGAC 2015).

De esta manera, se lograría el objetivo central de un aumento en la calidad del servicio, valiéndose de la combinación más adecuada de las fuentes energéticas existentes en el sitio o sus cercanías. Se escogió del software HOMER, especializado para tratar sistemas híbridos, para facilitar considerablemente la tarea, analizando y optimizando los costos de las posibles combinaciones de las energías renovables disponibles, según disponibilidad de los recursos existentes y las limitaciones propias de la región.

Se lograría así, en caso de implementarse los resultados aquí obtenidos, contar con un servicio eléctrico más asequible y, por lo tanto, beneficioso en las actuales circunstancias de regiones marginadas del desarrollo, y con reducidas oportunidades para sus pobladores.

Además, con este proyecto, al dar prioridad al empleo de recursos renovables, se está trabajando a favor del medio ambiente, por la reducción de-emisiones contaminantes y desmotivando la deforestación, desplazando dependencias de otras fuentes de energía menos convenientes, como las derivadas de combustibles fósiles.

Así pues, para desarrollar este trabajo se realizó en primera instancia una caracterización tanto geográfica como del estado del servicio eléctrico de cada una de las localidades categorizadas como tipo I y tipo II, ubicadas en el Pacífico colombiano. En segunda instancia, se hizo una escala de valorización del servicio y de la suficiencia eléctrica para un mejoramiento sustancial de las condiciones de la población en estudio. En tercera instancia, se identificó para cada una de ellas el potencial eólico, solar e hidráulico existentes en la zona, teniendo en cuenta la disponibilidad del recurso natural en el sitio, así como del potencial útil de sistemas diésel, a la vez, de situaciones sociales y ambientales de la región, especialmente en el caso de posibilidades de hidrogenación, donde se tuvieron en cuenta restricciones por existencia de resguardos indígenas, parques naturales (RUNAP) y hallazgos arqueológicos, identificados por superposición de su ubicación geográfica, con georreferenciación de los proyectos que impliquen centrales hidráulicas mayores.

Con base en lo anterior se implementaron las unidades funcionales denominadas *cluster*, estableciendo un alcance (radio de círculo) según costos de transmisión desde la hidroeléctrica cercana a las poblaciones comprendidas en el *cluster*. Para este fin, luego de un estudio superficial de las demandas típicas de electricidad de la zona en consideración, se consideró el potencial hidroeléctrico de sólo 500 kW, escogido entre las opciones del Atlas correspondiente.

Luego, se seleccionaron tres prototipos de acuerdo a condiciones específicas determinadas por factores técnicos, económicos y ambientales de las regiones en estudio, los cuales fueron analizados con HOMER herramienta especializada en este tipo de procesos, con el fin de seleccionar la combinación de mejor aprovechamiento de los recursos energéticos locales identificados para cada cluster seleccionado y buscando disminuir la dependencia del diésel.

1. Planteamiento del problema

En la actualidad, el escenario eléctrico colombiano se encuentra dividido en dos conjuntos, el primero conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este sistema cuenta con plantas de generación despachadas centralmente y con redes de transmisión que llevan la energía generada a gran parte del territorio nacional. En el segundo conjunto se localizan las Zonas No Interconectadas (ZNI) que, como su nombre lo indica, no se encuentran articuladas al SIN (UPME, 2013). Estas cubren cerca de 2/3 del área del país, y el gobierno actúa directamente en la prestación del servicio de energía eléctrica y en el suministro de combustibles (Benavides, 2011). A diferencia del SIN, en las ZNI no existe un mecanismo de mercado mayorista en donde se fije el precio de electricidad mediante una bolsa de energía. No obstante, existen reglamentaciones en cuanto a costos y tarifas, las cuales son establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

El aislamiento energético en ZNI se debe a que estas presentan una accidentada geografía, diversidad de climas y selva tropical, lo que dificulta la expansión de redes eléctricas, y por consiguiente, la conexión al SIN se hace dispendiosa y costosa. Además, dichas zonas son consideradas de alta importancia ecológica y cultural debido a la presencia de parques y reservas naturales, así como comunidades étnicas y afro. Todo lo anterior disminuye la viabilidad ambiental para la ejecución de proyectos de energización.

Otros factores que inciden en esta problemática son las particularidades socio-económicas propias de la región Pacífica: la baja densidad poblacional, el débil nivel de recaudo y el bajo consumo promedio. En conjunto, estas características dificultan la prestación del servicio de energía eléctrica a través del SIN, pues no es una oferta atractiva ni financiera para los operadores de red, ni ambientalmente sostenible, como lo asegura el estudio “Análisis costo beneficio de energías renovables” elaborado por FEDESARROLLO en el año 2013 (FEDESARROLLO, 2013).

Históricamente, según el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas no Interconectadas (IPSE), la prestación del servicio eléctrico en algunas ZNI del Pacífico es menor a 24 horas, incluso para algunas poblaciones la disponibilidad del energético se encuentra en un rango de entre 6 a 0 horas al día. Además, dichas zonas no cuentan con la infraestructura convencional necesaria para la distribución y comercialización de combustible, como los gasoductos y poliductos. Siendo esto un factor significativo en el incremento del costo total del servicio y en el aumento de la incertidumbre del suministro del mismo. En consecuencia, el servicio de energía eléctrica en dichas zonas es escaso, deficiente y de alto costo. Por otra parte, las políticas gubernamentales no están enfocadas en la ampliación de la cobertura nacional, dado que se concentran en cabeceras municipales y departamentales, lo cual desampara sectores con menor densidad poblacional. Además, existen vacíos legales, técnicos y financieros que actúan como barreras para el óptimo desarrollo competitivo de fuentes no convencionales de energía.

Así las cosas, el suministro tradicional de energía eléctrica no es viable en términos de costo-beneficio; tampoco la implementación de sistemas no convencionales, dada su desventaja en términos de mercado. En este contexto, la caracterización de la región Pacífica colombiana impide que la población residente adquiera acceso a energía eléctrica constante y de calidad.

Por consiguiente, se restringen las oportunidades de educación y de productividad en esta zona, lo que impide el desarrollo regional, y en consecuencia, se incrementa la desigualdad social. Esto debido a que se potencializan las brechas sociales y económicas en algunos municipios del Pacífico que carecen del servicio de energía eléctrica, tal como lo asegura Sousa Santos en su libro *De las dualidades a la ecología* (Santos, 2012).

La falta de proyectos que busquen alternativas de generación local, con espacio a nuevas tecnologías que posean un menor impacto socio-ambiental, y que además sean atractivas financieramente tanto para inversión privada como pública, fragmenta el progreso energético de la región. Si a esto se le adiciona la falta de priorización de planes de energización dirigidos a centros poblados pequeños, la escasa capacidad técnica humana y la pausada capacitación por parte del estado a la población residente, se desencadena en insostenibilidad de los sistemas energéticos instalados. Además, los estudios que no consideren las particularidades de la zona del Pacífico, como son las demandas, el potencial energético renovable (fotovoltaico, eólico e hidráulico), los costos de operación, el mantenimiento, entre otros factores, crean escenarios de alternativas de electrificación errónea. En consecuencia, se originan despilfarros económicos y se generan falsas expectativas dentro de la población.

2. Justificación

La necesidad de buscar alternativas de generación eléctrica en las zonas que no han sido atendidas por redes interconectadas en el Pacífico colombiano, que ofrezcan un servicio que asegure el abastecimiento energético de calidad es de considerable interés. Debido a que la energización se concibe como el soporte y motor de las actividades productivas, domésticas y comerciales de una comunidad, pues su implementación es transversal a las dimensiones económicas, sociales y culturales de la sociedad. Por lo tanto, es primordial plantear soluciones de energización que mejoren el desarrollo estructural de la región Pacífica, y de esta manera, aumenten significativamente la obtención de oportunidades para el mejoramiento de la calidad de vida y el desarrollo de las ZNI en dicha región.

La falta de servicios básicos, en ese caso de electricidad, ha significado la prolongación del subdesarrollo de las zonas del País que no los tienen en forma suficiente, agravada la situación por la presencia de fuerzas irregulares que han dificultado por muchos años la intervención del Gobierno y de entidades sociales, además de la corrupción que ha hecho fracasar muchas iniciativas con importantes recursos económicos, produciendo desplazamientos de población. La muy reciente acción del acuerdo de paz con el principal grupo guerrillero, ha creado la esperanza de un mejor futuro para el País y de mayor significado para dichas regiones, con promesas de inversiones de variado tipo, sobre todo en educación, agricultura, salud y seguridad.

Todo lo anterior exige contar con electricidad suficiente, como medio para mejorar la calidad de vida en el contexto de la modernidad; a la vez, de utilidad para impulsar acciones de emprendimiento para reducir el desempleo con la posible creación de pequeñas empresas, muchas de ellas, por el tipo de región que se estudia aquí, relacionadas con el turismo, dadas

las características ambientales ricas en biodiversidad de esta zona del Pacífico colombiano.

En la actualidad, Colombia ha avanzado en el proceso de identificación y reconocimiento de la potencialidad de algunos recursos renovables para uso energético en la región Pacífica, como solución a la falta de energización por tendido eléctrico. Allí el desarrollo e implementación de tecnologías limpias de tipo eólico, hídrico o fotovoltaico aparece como una salida energética regional. Aunque cabe anotar como una aclaración que la alternativa hidroeléctrica, que ha sido altamente implementada en Colombia, no siempre ha arrojado los mejores resultados. Esto debido a la variabilidad en el recurso hídrico por el efecto del cambio climático y fenómenos como “el Niño” y “la Niña”. Dichos factores generan constantes cambios en la disponibilidad del recurso, y, por lo tanto, se convierten en una barrera de aplicabilidad.

Debido a esto, y puesto que se han realizado avances tecnológicos en estas áreas, las alternativas solar y eólica se transforman, cada vez más, en opciones viables de energización para las ZNI del Pacífico. Más aún, el cambio climático que afecta a la opción hidroeléctrica puede llegarse a considerar una fortaleza para estas opciones. Además, están claramente favorecidas por la posición geográfica del país en el globo, debido a que, para dar un ejemplo, Colombia goza de energía solar durante todo el año.

En consecuencia, el estudio y posterior implementación de un esquema conjunto de generación y distribución adecuada, que aproveche los recursos energéticos disponibles en la zona, busca encontrar un punto intermedio que minimice costos de prestación del servicio y emisiones de gases contaminantes. Esto resulta de especial relevancia en el país, dado que generaría oportunidades y condiciones de estabilidad en las ZNI del Pacífico, puesto que incrementaría la demanda interna, que a su vez genera condiciones económicas positivas.

Con lo anterior se logra la presencia de los sectores productivos del país en esta región, y además se eliminan los generadores privados de contaminación, como plantas eléctricas basadas en combustibles fósiles, tan comúnmente utilizadas en las ZNI. Es así que los sistemas híbridos surgen como una solución sostenible para producir energía a partir de la adopción de mecanismos de desarrollo limpios desde el punto de vista de la gestión ambiental. Además, presentan una propuesta económica viable para suplir las necesidades energéticas en la región Pacífica. Más aún porque la generación en sitio lleva a la disminución en los costos correspondientes a los materiales para la construcción y mantenimiento del sistema.

Todo lo anterior representa una oportunidad para desmotivar tanta dependencia de los combustibles fósiles, y para motivar el uso de energías renovables que reducen considerablemente el impacto ambiental. Por otra parte, la evaluación de las alternativas de generación promueve la auto sostenibilidad y la autosuficiencia energética como mecanismos de crecimiento económico y social en el mediano y largo plazo. Además diversifica la canasta energética nacional y fomenta el uso adecuado de los diferentes recursos naturales, tal como menciona el estudio *“Acciones y retos para energización de las ZNI en el país”* (UPME, 2012).

Así las cosas, la importancia de este proyecto es particularmente relevante, puesto que brinda un modelo de simulación de electrificación para las localidades tipo 1 y tipo 2 de las ZNI de la región Pacífica del país, generando soluciones de tipo alternativo que permitan articular variables intrínsecas al proceso de energización empleando sistemas híbridos. Además de estar enmarcado en una implementación ambientalmente limpia, que desliga en gran medida el uso de fuentes de energía basadas en combustibles fósiles.

3. Antecedentes

En el año 2001 la Unidad de Planeación Minero energética (UPME), mediante un consorcio con Hagler Bailly Services y Aene Consultoría S.A., desarrolló el estudio “Establecimiento de un Plan Estructural, Institucional y Financiero, que permita el astecimiento energético de las Zonas No Interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado”. El objetivo de este trabajo fue caracterizar cada una de las ZNI, identificar su potencial energético, además de investigar escenarios legales y suministrar recomendaciones a nivel financiero, tecnológico e institucional (UPME, Hagler Bailly Services y AENE, 2001).

Posteriormente, hacia el año 2009 se formula la investigación *Sistemas híbridos eólico-solar y eólico-diesel (ES/ED)* (Gómez & Mora, 2009). El fin de esta investigación es analizar cada uno de los sistemas, su impacto en el sector social e industrial desde una perspectiva mundial y nacional, así como también indagar en la incidencia que tiene la hibridación en ZNI de Colombia (Gómez & Mora, 2009). Más adelante, en el año 2011, la tesista javeriana Natalia Gómez planteó el proyecto *Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica*. Allí se investigaron las alternativas de generación solar y eólica como soluciones de energización para centros poblados pequeños (menos de 500 habitantes) de 49 municipios que pertenecen a las zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia. Así mismo se indicó la conveniencia de la implementación de sistemas híbridos solar-diésel-GLP en 28 municipios, y sistemas híbridos hídrico-diésel (Esteve, 2011).

Alrededor del año 2012, la UPME, con el apoyo de la Corporación Energía y Medio Ambiente (CORPOEMA), realizó un estudio denominado “Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en ZNI utilizando recursos renovables”.

En dicho documento se analiza la posibilidad de emplear sistemas híbridos compuestos por plantas diésel o plantas de GLP y sistemas solares. Para tal efecto, se tomó como ejemplo la hibridación de una planta diésel existente, empleada por la comunidad Termales en la costa pacífica colombiana, más específicamente en el departamento de Chocó. Al respecto se realizó un análisis de costos desde el sistema de montaje hasta el sostenimiento, se realizaron simulaciones y se plantearon diferentes escenarios de hibridación. Finalmente, el estudio concluye que los sistemas híbridos permiten incrementar en un 120.5% la generación eléctrica (CORPOEMA, 2012).

En el cumplimiento de las propuestas para alcanzar la expansión de la cobertura, el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013 (PIEC) investiga la estructuración de soluciones híbridas con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Esto con el objetivo de viabilizar soluciones híbridas sostenibles económica, ambiental y socialmente, para las zonas en que sea posible aplicar este tipo de alternativas energéticas (UPME, 2013). Por otra parte, desde el año 2011 la Unidad Administrativa de Consolidación Territorial (UACT) ha venido elaborando un diagnóstico para la gestión de proyectos eléctricos en algunos municipios de los departamentos de Cauca, Norte de Santander, Putumayo, Caquetá, Antioquia y Nariño, pertenecientes a ZNI. En dicho plan se da prioridad a la etapa de evaluación y asignación de recursos con el fin de apoyar la energización en las zonas no interconectadas.

El Plan de Energización Rural Sostenible (PERS) es una iniciativa conjunta del sector eléctrico colombiano a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE) y el programa de Energías Limpias Para Colombia (CCEP). En dicho plan se analizan los elementos regionales relevantes en materias de energización, productividad y

emprendimiento. Además, se establecen lineamientos de política pública energética para identificar, formular y estructurar proyectos integrales y sostenibles para generar energía, con el fin de apoyar el crecimiento y el desarrollo de las comunidades rurales de las regiones objetivo (UPME, 2013).

Al ahondar en un contexto latinoamericano, particularmente en Chile se realizó el denominado *Factibilidad técnico/económica de un sistema híbrido de generación de energía eléctrica para escuelas de Quinchao* (Guerra, 2013). Allí se elaboró una simulación de sistemas híbridos de generación denominado *Homer Energy*, con el fin de obtener una alternativa de electrificación técnica y económicamente viable para trece escuelas ubicadas en el Archipiélago de Chiloé. Es importante mencionar que dicha región se encuentra energéticamente aislada, es una zona de difícil acceso y se abastece a partir de motores diésel. Al analizar las diferentes variables y consideraciones, el estudio determina que la configuración híbrida fotovoltaica diésel y eólica, y fotovoltaica diésel, reducen los costos totales de generación en dichas escuelas (Guerra, 2013).

Así mismo, en Perú se elaboró una investigación denominada *Estudio de campo de la generación híbrida diésel/renovable para electrificación rural*. (Díaz, Peña, Arias, & Sandoval 2010). En este trabajo se realizó un análisis comparativo de tres tecnologías de generación aislada utilizadas para la electrificación de aldeas rurales ubicadas en la provincia de Jujuy, al noroeste de Argentina. Allí se estudiaron 16 localidades que generan con sistemas diésel, hidro-diésel y fotovoltaico-diésel, asociándolas al aumento de la confiabilidad del abastecimiento eléctrico (Díaz, et al 2010).

DEUMAN Ingenieros elaboró una investigación denominada *Transferencia de tecnología para el cambio climático, tecnologías para reducir las emisiones de GEI en el sector generación eléctrica* (2003), en el cual se señaló que las fuentes de energía no convencionales pueden contribuir al abastecimiento y sustentabilidad ambiental de las políticas energéticas, pero la dimensión de su contribución y viabilidad económica de implementación dependen de las particularidades de cada país, como lo son el potencial explotable de los recursos renovables, su localización geográfica y las características de los mercados energéticos en los cuales competirían.

4. Objetivos

4.1. Objetivo General

Establecer la viabilidad de electrificación en Zonas No Interconectadas (ZNI) del Pacífico colombiano y del sector Caribe del Chocó, mediante aplicación del programa HOMER a clusters de poblaciones, en estimación de la mejor combinación de sistema híbrido solar-eólico-hidro-diésel, bajo consideraciones técnico-económicas y de sostenibilidad.

4.2. Objetivos Específicos

- Identificar, mediante información secundaria, recursos locales de energías solar y eólica, potencial hidroenergético y abastecimiento de electro-diésel, junto con demanda eléctrica, en las localidades no interconectadas del Pacífico colombiano y costa Caribe de los Departamentos de Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño.
- Determinar la viabilidad de electrificación sostenible en poblaciones no interconectadas del Pacífico colombiano y sector Caribe del Chocó, según localización, condiciones socioeconómicas, población, demanda eléctrica y disponibilidad local de recursos energéticos renovables.
- Determinar, mediante análisis con el programa HOMER la combinación más adecuada de sistemas híbridos solar-eólico-hidro-diésel, en el desarrollo de prototipos de electrificación en configuración de *clusters* de los centros poblados no interconectados seleccionados de acuerdo a las condiciones locales y disponibilidad de recursos energéticos.

5. Marco teórico

5.1 Marco Referencial

5.1.1 Descripción y caracterización de las ZNI

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) corresponden al 66% del país, y están conformadas por 17 departamentos, 5 capitales, 39 cabeceras municipales, 112 municipios y 1441 localidades (Toledo, 2013). La población en estos territorios es de 1'524.304 personas, quienes en su mayoría, 88%, se encuentran en localidades y áreas rurales, y solamente el 12% reside en las capitales y cabeceras municipales. La densidad poblacional correspondiente es de 2 habitantes/km², cifra muy inferior al promedio nacional de 38 habitantes/km². Comprenden en su totalidad a los departamentos de Amazonas, Guainía, Vaupés y Vichada, y parte de los departamentos de Antioquia, Arauca, Atlántico, Bolívar, Casanare, Cauca, Cesar, Chocó, Guaviare, Magdalena, Meta, Nariño, Guajira, Putumayo, Sucre y Valle del Cauca. Además, son consideradas de alta importancia ecológica dado que de los 56 Parques Nacionales que conforman el sistema de áreas protegidas en Colombia 26 se encuentran ubicados allí. Existe presencia de grupos étnicos, en total 544 resguardos indígenas con aproximadamente 60 dialectos, 950.295 personas de población afrocolombiana, 122 gitanos y Comunidad Raizal localizada en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina (IPSE, 2014).

El departamento con mayor número de municipios con ZNI es Chocó, 28,6%; seguido de Nariño, con el 14,3%, y Caquetá, con el 12,1%. En contraste, el mayor número de localidades con ZNI se invierte: Nariño ocupa el primer lugar, con el 38,8%; seguido de Chocó, con el 20,1%. El volumen de usuarios se distribuye en correlación con las localidades así: Nariño presenta el mayor nivel, con 38,1%; seguido de Chocó, con el 11,4%, y Cauca, con un 11,4%

(Flórez, Tobón, & Castillo, 2009). Su generación en términos de capacidad instalada es de 118 MW, de los cuales entre el 8% y el 10% son producidos por Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), así: el 92%, 108,5 MW, corresponde a generación con plantas diésel, y el 8% restante corresponde a generación con “PCH’s” (Pequeña Central Hidroeléctrica), sistemas fotovoltaicos y generación con biomasa (Prias Caideco, 2010). Por otra parte, en el año 2000 la mayor contribución de emisiones por generación de energía eléctrica en ZNI se atribuyó a combustibles líquidos como el ACPM y combustóleo (MINAMBIENTE & IPSE, 2007).

5.1.1.1. Litoral Pacífico

La región del Pacífico colombiano constituye el costado occidental del país y se extiende desde la frontera con Panamá hasta la frontera con Ecuador, alcanzando una extensión de 1.300 kilómetros de longitud. En alineación oriente-occidente, ésta se extiende desde el Océano Pacífico hasta la Cordillera Occidental, presentando un área aproximada de 71.000 Km² (Banco de la República, 2012). Cubre en total el 7% del territorio nacional. Le corresponden administrativamente a esta región los departamentos de Chocó (única jurisdicción con costas sobre los dos océanos), Cauca, Nariño y Valle del Cauca.

En lo que a hidrografía se refiere, los afluentes más relevantes que presenta esta región son los ríos San Juan y Baudó (Chocó), Patía y Mira (Nariño). Presenta precipitaciones anuales de 5.000/10.000 mm, registrando en promedio 277 días de lluvia en Chocó, 238 en Buenaventura y 153 en Tumaco. Su temperatura oscila entre 24° a 28°C, y su humedad presenta promedios de 91% en Bahía Solano, 87% en Buenaventura, y 84 % en Tumaco. Además, se caracteriza por presentar dos tipos distintos de tierras, hacia el norte experimenta tierras altas y accidentadas dada su cercanía al Baudó, y al sur tierras bajas e inundables (Gómez, 2010).

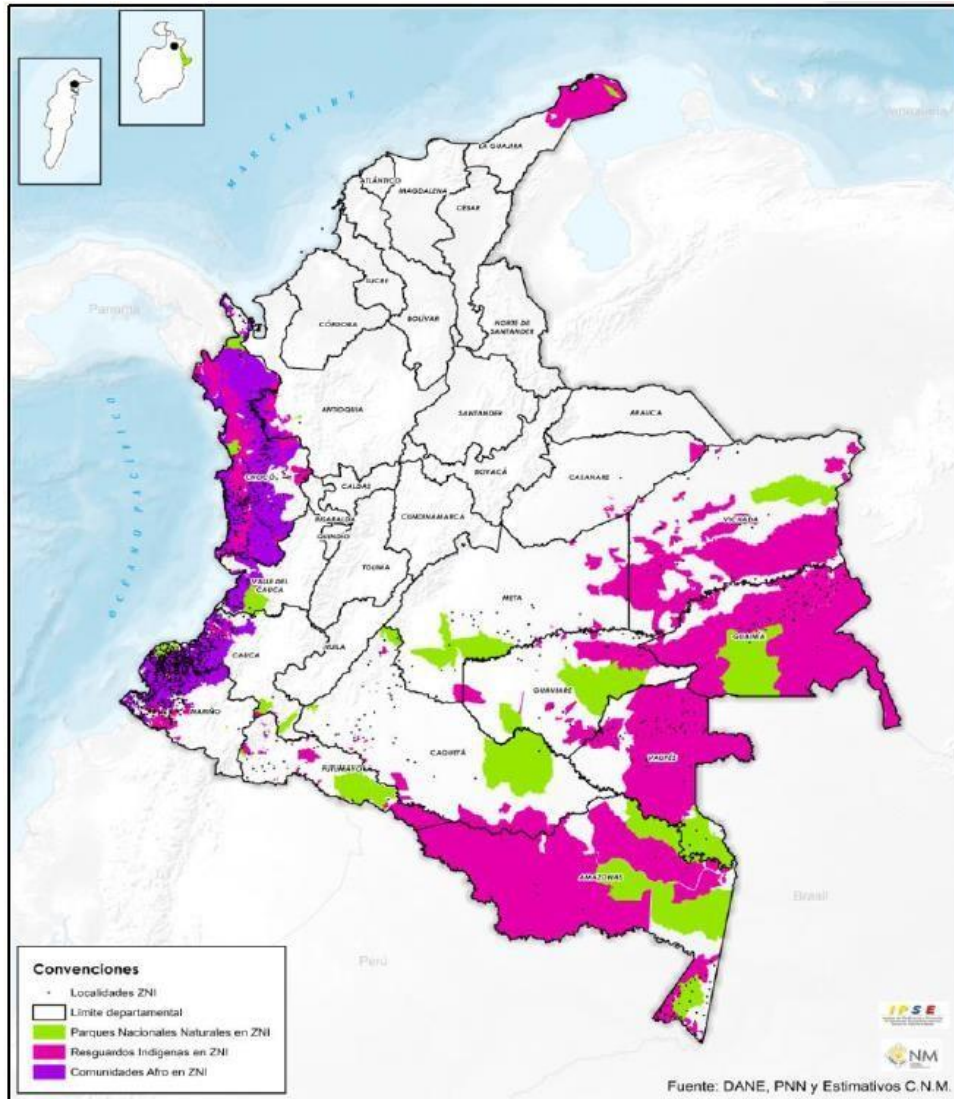
El Pacífico colombiano no solo es catalogado como una de las zonas más húmedas del mundo, sino que su multiplicidad de vegetación y fauna lo han clasificado como una de las regiones con mayor biodiversidad del planeta (Banco de la República, 2012).

5.1.1.2. Caracterización ambiental

En cuanto a las características ambientales y sociales, en el litoral Pacífico predominan las comunidades afrodescendientes, distribuidas en 769 localidades, alcanzando una extensión de 48.656 Km² del total del área de las ZNI (IPSE, 2015). De igual forma, y teniendo en cuenta el censo general elaborado por el DANE en el 2005, el departamento con mayor población afrocolombiana es Chocó, pues 82,12% de su población pertenece a dicho grupo étnico. En el Valle del Cauca y en el Cauca se identifica que el 27,20% y el 22,20% son afros. Finalmente, en el departamento de Nariño solo el 18,80% del total de su población se autodenomina afrodescendiente. Por otra parte, los departamentos que tienen mayor porcentaje de población indígena en su orden son Cauca con 21,55%, Chocó con 12,67%, Nariño con 10,79% y Valle del Cauca con 0,56%, los cuales pertenecen a las etnias Embera, Waunan, Eperara-Shapidara, Tule y Awa (DANE, 2005).

A esto se añade que de los 56 Parques Nacionales Naturales (PNN) identificados en Colombia, cinco se encuentran ubicados en las ZNI de la región Pacífica, distribuidos de la siguiente manera: Utría y Los Katíos en Chocó, Uramba, Bahía, Málaga y los Farallones de Cali en el Valle del Cauca, Sanquianga en Nariño (PNN, 2015). En este contexto, a continuación se presenta la distribución espacial de las comunidades afro, resguardos indígenas y PNN identificados por el Centro de Monitoreo IPSE en las ZNI del país.

Figura 1. Caracterización ambiental en las ZNI del país



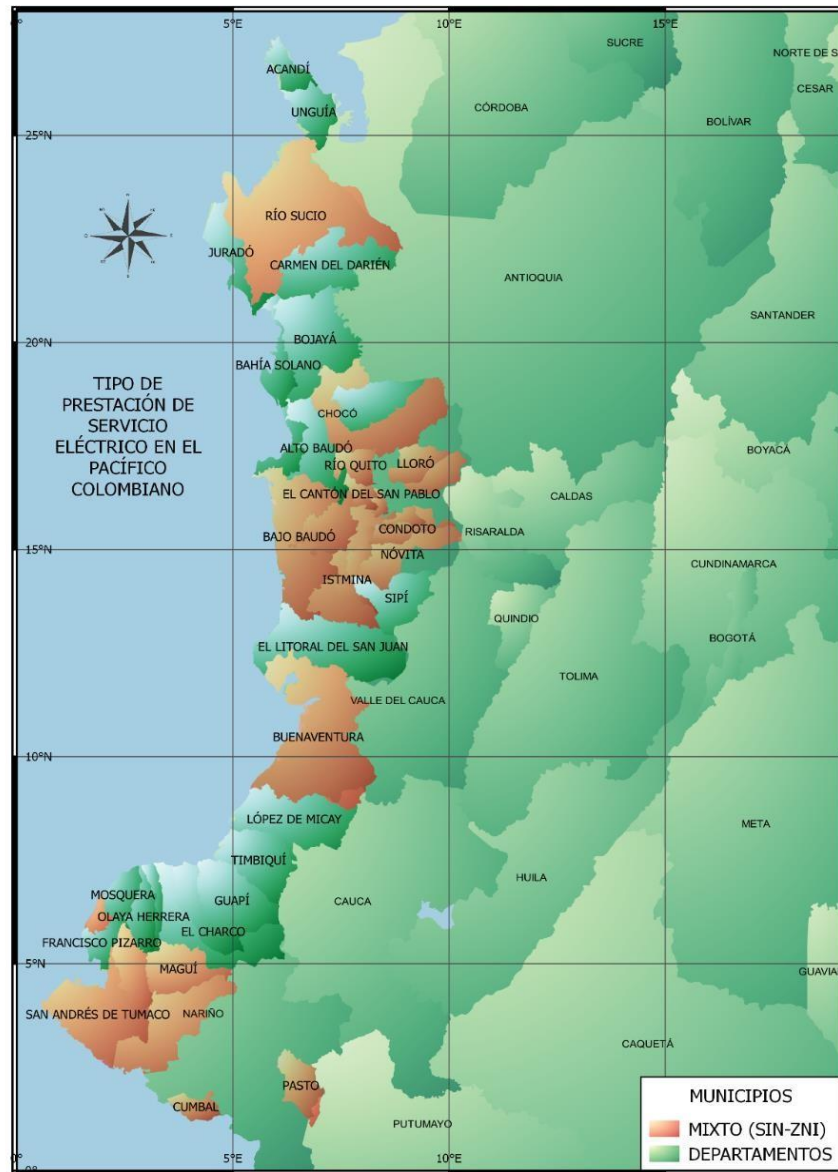
Fuente: (IPSE, 2014)

5.1.2 Sistema eléctrico del Pacífico colombiano

La Figura 1 ilustra la distribución de la presentación del servicio de energía eléctrica en ZNI. Allí se puede identificar que para el caso de la región Pacífica colombiana existen dos tipos diferentes de suministro eléctrico: mixtos y no interconectados.

Los primeros se caracterizan por tener áreas conectadas y no conectadas al SIN, mientras que los segundos, como su nombre lo indica, no obtienen energía eléctrica a través del sistema nacional. De esta forma, se establece un prototipo de servicio para cada uno de los municipios que conforman las ZNI.

Figura 2. Caracterización de los municipios en ZNIs



Fuente: Adaptado por el autor (IPSE-CNM, 2014)

Dentro de este marco, es importante considerar que las ZNI se organizaron teniendo en cuenta el comportamiento de diferentes parámetros como demanda, consumo, necesidad de servicio, capacidad de pago, ubicación geográfica, número de usuarios, entre otros (CONPES 3108, 2001). Como resultado de este análisis, y con el fin de aumentar las horas de prestación de servicio, hacia el año 2007 el Ministerio de Minas y Energía, mediante resolución 182172, generó una nueva categorización en estas zonas que se describe a continuación:

Tabla 1. Clasificación general de las localidades en ZNI

LOCALIDAD	NÚMERO DE USUARIOS
Tipo 1	Más de 300 y/o Cabecera municipal
Tipo 2	Entre 151 y 300
Tipo 3	Entre 51 y 150
Tipo 4	Hasta 50

Fuente: (Minminas, 2011).

5.1.3 Generación diésel

En primera instancia, es importante conocer el funcionamiento operativo de la red de comercialización del ACPM en el país. Después de terminado el proceso de refinación, el combustible es enviado por diferentes medios hasta las plantas de abasto, las cuales son operadas por empresas catalogadas como distribuidores mayoristas. Desde allí el energético es transportado a los centros de consumo, ya sea por vía fluvial, terrestre o marítima, según sea el caso (UPME, 2014). Después de contextualizar cómo se realiza el abastecimiento de diésel en el país, se describe a continuación la forma como se genera electricidad con este tipo de combustible.

La generación de electricidad inicia al combinar un motor diésel con un generador eléctrico. El motor es un dispositivo de “*combustión interna alternativo de encendido por compresión. Allí la combustión de la mezcla se inicia por el autoencendido del combustible que tras ser inyectado en la cámara de combustión al final de la fase de compresión se ha evaporado y mezclado con el aire*” (Castillejo, 2014). En este sentido, al pasar a un contexto nacional se establece que hacia el año 2012 existían en todas las ZNI del país 1.438 plantas instaladas con este tipo de generación.

5.1.4 Factores obstaculizadores y contaminantes asociados a la implementación de energía en ZNI del Pacífico

Estas zonas están aisladas energéticamente del resto del territorio nacional debido a que sus características propias condicionan la no viabilidad ambiental y financiera de la expansión del SIN. Por tal razón, la prestación del servicio energético es escaso, deficiente y de alto costo. Los departamentos de las ZNI pertenecen a regiones del país con baja densidad poblacional (DANE, 2015). Además, la información de dotación de recursos es muy limitada, debido en parte a la baja densidad de estaciones de medición de radiación solar y viento en estas regiones. Es importante añadir que las ZNI no cuentan con técnicos capacitados que puedan participar en la ejecución de proyectos de FNCE (Fuentes No Convencionales de Energía) (CORPOEMA, 2010). Un nuevo aspecto a considerar son las estrategias de planeación y enfoques gubernamentales de energización que se han establecido hasta el momento, debido a que éstas están dirigidas hacia cabeceras municipales y departamentales (Esteve, 2011). Agregado a lo anterior, es importante mencionar que en dichas zonas el servicio mediante generadores diésel tiene un alto costo debido al valor del transporte del energético, al mantenimiento de los generadores y a la baja calidad del combustible empleado (FEDESARROLLO, 2013).

Por otra parte, es necesario mencionar que muchas de las poblaciones que viven en las ZNI tienen cosmovisiones diferentes a las del desarrollo convencional, en las que las prioridades para su bienestar se centran en otros aspectos y no en el acceso a servicios públicos como la energía eléctrica. Algunas comunidades consideran que los modelos de vida diferentes a los propuestos en la cultura occidental contrastan con el bienestar propuesto por los modelos de desarrollo tradicionales (Santos, 2012). En un contexto ambiental, los departamentos que más contribuyen al aumento de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) por suministro de energía eléctrica en ZNI, en su orden son: Amazonas, Guaviare, Putumayo y Vichada. Esto se debe a la combustión de ACPM y combustóleo en electro-generadores (MINAMBIENTE & IPSE, 2007).

5.1.5 Consideraciones económicas en la implementación de ZNI del pacífico

La metodología empleada para el cálculo de la fórmula tarifaria en las ZNI la determina la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la resolución 114 de 1996. Básicamente, el valor total de la prestación del servicio se calcula a partir de la suma de los costos de generación, comercialización y distribución. En consecuencia, la CREG expidió la resolución 082 de 1997, mediante la cual establece los costos máximos de prestación del servicio por departamento. En cuanto a financiación de proyectos de energización en ZNI, básicamente existen dos fondos: El primero es denominado “Apoyo financiero para la energización de ZNI” (FAZNI). Éste fue creado mediante la ley 633 del 2.000, y sus recursos provienen de las transacciones realizadas entre los mercados mayoristas.

El segundo fondo de inversión es el “Fondo Nacional de Regalías” (FNR), creado en 1994 mediante la ley 141, en el cual se estableció que el 15% de los recursos deben ser destinados exclusivamente para proyectos energéticos regionales, y que de este porcentaje el 40% debe destinarse a ZNI (Ferreira Castro, 2010). Adicionalmente, la Ley 117 del 2006 establece dos formas para otorgar subsidios a usuarios de energía eléctrica. La primera se enfoca en la disminución del cobro de la tarifa, y la segunda está dirigida a prestadores de servicio, mediante la asignación de recursos para la adquisición de combustibles destinados a generación (Ruiz & Rodríguez, 2006).

Por otra parte, dentro de la Ley 1715 de 2014 se plantean incentivos de inversión, entre los que se encuentra la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), que financia programas de FNCE y gestión eficiente de energía. Se podrán financiar proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3 que tengan el alcance de autogeneración a pequeña escala y eficiencia energética, así mismo, se podrán financiar “los estudios, auditorías energéticas, adecuaciones locativas, disposición final de equipos sustituidos y costos de administración e interventoría de los programas y/o proyectos” (Ley, 2014). Adicionalmente a la creación de este fondo se crean los siguientes estímulos tributarios, que aplican exclusivamente a proyectos con FNCE.

- Exención de aranceles de importación de maquinaria, equipos, materias e insumos para este fin.
- La tasa de depreciación anual para maquinas, equipos y obras civiles no será mayor al 20%.
- Hasta un 50% del valor total de la inversión realizada será deducible de su renta en años.

- Exención de IVA para maquinaria, equipos, materias, elementos y servicios nacionales o importados que se destinen para este tipo de proyectos.
- Prórroga de la vigencia de FAZNI hasta el 31 de diciembre de 2021 (IPSE, 2014).

5.1.6. Energías Renovables

Es la energía obtenida mediante el uso de recursos naturales que se encuentran disponibles permanentemente, y que están relacionados con ciclos naturales como el sol, el viento, cuerpos hídricos, vegetación o calor emitido por la tierra. Estas energías se clasifican en seis grupos según el recurso utilizado, y se conocen comúnmente como “energía solar”, “energía eólica”, “energía de la biomasa”, “energía hidráulica”, “energía de los océanos” y “energía de la geotermia” (UPME, 2003). Es importante resaltar que la energía obtenida a partir de fuentes orgánicas debe estar articulada con la explotación sostenible (biomasa) (FAO, 2008). Así las cosas, y teniendo en cuenta el objeto de este estudio, se profundiza en las siguientes energías:

5.1.6.1. Energía solar

Es la “[e]nergía producida por reacciones nucleares al interior del sol, que son transmitidas en forma de ondas electromagnéticas a través del espacio” (UPME, 2003). Su cuantificación se realiza a través de la medición de la radiación solar en un punto objeto de estudio. Este tipo de energía se aprovecha empleando diferentes tipos de tecnología, como solar fotovoltaica, solar térmica y solar pasiva, la cual se capta por diferentes dispositivos según la tecnología a utilizar. En este proyecto solo se trabaja con sistemas de celdas fotovoltaicas (FV) que convierten la radiación electromagnética, principalmente en el rango visible, directamente a electricidad.

El recurso solar se determina de acuerdo a la irradiación solar recibida a nivel del suelo, la cual tiene una potencia promedio de 1 kW por cada metro cuadrado de terreno plano, siendo importante tener en cuenta el ángulo de inclinación de los paneles de celdas FV captadoras de la radiación solar. Sin embargo, en las zonas intertropicales cercanas al Ecuador como en Colombia, usualmente los paneles solares son colocados horizontales o con ángulos pequeños (recomendados iguales a la latitud del lugar), pero, debido a la gran variación angular de la posición del sol durante el día, la máxima captación se logra con paneles seguidores de la dirección de incidencia de la luz solar, lográndose con sistemas electromecánicos automatizados, lo cual aumenta los costos de inversión.

La cantidad de energía solar que incide en el sistema FV diariamente, se mide en kilovatios-hora (kWh) por cada metro cuadrado durante un día, o $\text{kWh/m}^2/\text{d}$, dependiendo, así, del número de horas que brilla el sol. Dado que la irradiación solar es de 1 kW/m^2 , para los cálculos se define el término de Horas de Sol Pico (HSP), correspondiente al número de horas al día equivalentes a si se contase con dicho potencial máximo de 1 kW/m^2 en el lugar; por lo que dependerá en gran medida por condiciones climáticas y la nubosidad del sitio. Es así como la energía diaria promedio ($\text{kWh/m}^2/\text{d}$) disponible en el lugar es dada por el producto: $\text{HSP (h/d)} \times 1 \text{ kW/m}^2$ (Esteve, N., 2011, p. 58).

Al pasar a un contexto nacional, y teniendo en cuenta el estudio “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” (UPME, BID, 2015), el país cuenta con un promedio de irradiación solar de $4,5 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$, cifra que supera significativamente el promedio mundial, estimado en $3,9 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$, lo cual representa una ventaja por su localización geográfica para utilización del recurso solar.

La energía generada por su sistema FV para satisfacer cierta demanda (E_d), en kWh/d, dependerá también de las eficiencias de los sistemas de inversión de corriente (para conversión de corriente DC generada por el panel la CA usual en los electrodomésticos e iluminación), así como la eficiencia de almacenamiento y suministro del banco de baterías que se requiere (en sistemas autónomos) para contar con electricidad en ausencia de energía solar.

5.1.6.2 Energía eólica

Se produce a partir del movimiento de la masa del aire (energía cinética del viento), y su aprovechamiento depende fuertemente de la velocidad del viento en sitio. A continuación se presentan los diferentes eventos en los cuales se puede emplear este tipo de energía.

Tabla 2: Aprovechamiento de energía eólica en función de la velocidad del viento

Promedio anual de velocidad a 10 metros de altura	Posibilidad de uso de energía eléctrica
Menor a 3 m/s	Usualmente no es viable, a menos que existan circunstancias especiales para una mejor evaluación
3 - 4 m/s	Puede ser una buena opción para equipos de aerobombeo, poco viable para aerogeneración eléctrica
4 - 5 m/s	Las aerobombas son competitivas económicamente con respecto a los equipos diesel, el bombeo aero-eléctrico es viable (tendencia actual)
Más de 5 m/s	Viable para aerobombeo y aerogeneración eléctrica
Más de 6 m/s	Viable para aerobombeo, aerogeneración con sistemas autónomos y para sistemas conectados a la red eléctrica

Fuente: (UPME, S.F)

Es importante mencionar que este tipo de energía ha incrementado significativamente, pues de los 7.5 GW instalados en el 1997 a nivel mundial, se ha pasado a 371 GW en el 2014 (IRENA, 2016). En el territorio nacional actualmente se cuenta con una capacidad instalada de 19,5 MW, cifra que ha permanecido constante desde el 2003 (UPME-BID, 2015).

Para el aprovechamiento de la energía eólica, su potencial lo determina la capacidad de la turbina aerogeneradora (o molino de viento), compuesta de las aspas acopladas a un rotor que mueve el generador de electricidad, para convertir la energía cinética del viento en electricidad. Esto depende del área de barrido de las aspas y en gran medida de la velocidad del viento en el sitio, además de la capacidad del aparato de aprovechar al máximo dicha energía cinética. Así, la potencia disponible (P) viene dada por (Esteve, N., 2011, p 60)

$$P = C_p \frac{1}{2} \rho v^3 A$$

Donde:

P: potencia, en kW, del aerogenerador

C_p : Coeficiente de potencia, que depende de las características del aerogenerador y la limitación teórica dada por el factor de Betz, encontrándose valores usuales alrededor de $C_p = 0,4$

ρ : Densidad del aire, que varía ligeramente con la altitud, a nivel del mar: $\rho = 1,23 \text{ kg / m}^3$

v : Velocidad del viento en el sitio, en m/s

A: Área de barrido de las aspas del aerogenerador, en m^2

El número de aerogeneradores requerido para atender cierta demanda eléctrica total está dado (aproximando al número entero más cercano superior) por dicha demanda dividida por la potencia que genera cada uno.

Es importante anotar que dado que la potencia presenta fuerte dependencia de la velocidad de viento (a la tercera potencia), es importante tener en cuenta en los cálculos las variaciones de dicha velocidad con la altura, así como la topografía del terreno y/o presencia de obstáculos (arboledas, edificios, etc.). Es por lo tanto necesario aplicar un factor de corrección por altura (explicado más adelante en la Metodología) para calcular el recurso eólico a diferente altura o para cuando su aprovechamiento va a realizarse con aerogeneradores de alturas bastante diferentes a las del nivel al cual se hicieron las mediciones de velocidad del viento.

5.1.6.3 Energía hidráulica

Esta energía al ser generada por el movimiento del agua, se “manifiesta como energía cinética en el caudal de las corrientes, y como energía potencial en la altura de las caídas de los ríos” (UPME, 2003). Es transformada en electricidad por medio de centrales o plantas hidráulicas que contienen turbinas hidráulicas y generadores eléctricos acoplados las cuales se clasifican según su capacidad, de la siguiente manera (Tabla 3):

Tabla 3: Clasificación de plantas hidráulicas

TIPO DE CENTRAL	RANGO DE POTENCIA
Picocentrales	0,5 - 5 kW
Microcentrales	5 -50 kW
Minicentrales	50 - 500 kW
Hidroeléctricas (PCH)	500 -20.000 kW*
Centrales hidroeléctricas (CH)	mayor de 20 MW

Fuente: UPME-PUJ-IGAC, 2015

*A partir de 10.000 kW poseen la posibilidad de participar en despacho eléctrico

Es importante resaltar que las centrales pico, micro y mini con operación a filo de agua, son aplicadas principalmente en zonas no interconectadas, y su funcionamiento se basa en aprovechar la energía hidráulica en el momento en que se dispone de ella, por lo que se caracterizan por no contar con una reserva de agua (UPME, PUJ, IGAC, 2015). De esta manera, se reduce considerablemente su impacto ambiental².

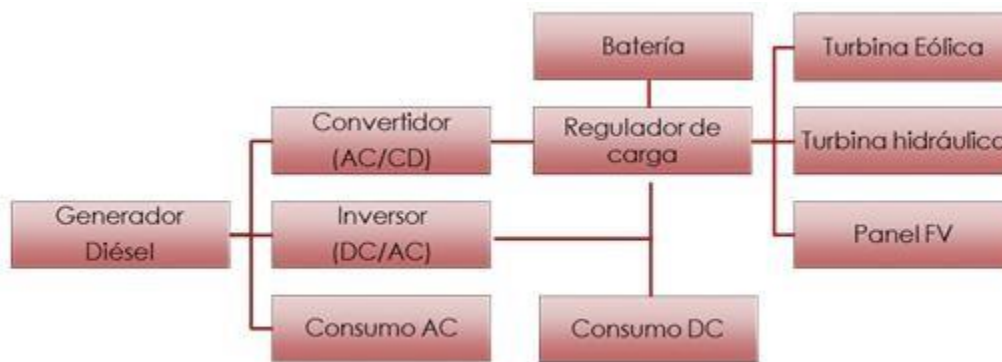
5.1.7 Perspectivas de solución y aplicación de energía en ZNI

En este sentido, los sistemas híbridos para generación eléctrica se fundamentan en aprovechar cualquier combinación de fuentes de energía, ya sea convencional o no convencional, que pueden generar de manera aislada o conectada a la red. Dependiendo de la fuente energética y la configuración de diseño a emplear, este tipo de tecnologías contienen combinación variada de los siguientes equipos de generación: módulos fotovoltaicos, aerogenerador, turbina hidráulica; además de un generador AC (corriente alterna), un regulador de carga para las baterías, un inversor y un rectificador para la corriente generada, tal como se puede observar en la Figura 3 (Guerra, 2013). En este caso se indica generación eólica e hidráulica en DC (corriente directa), pero lo más usual es que estos generadores produzcan corriente alterna, por lo que irían conectados al barraje AC.

² El reciente Atlas Hidroenergético de Colombia (UPME, PUJ, IGAC, 2015), considera potencial de los recursos hidroenergéticos solo para sistemas a filo de agua. Han existido estudios anteriores que indican el potencial en el País de grandes centrales con embalses.

Además, pueden operar bajo dos condiciones, la primera, como el caso indicado en el párrafo anterior, emplea dos mecanismos energéticos, uno no alternativo, como por ejemplo el diésel, y otro no convencional, como energía eólica y solar, siendo estas últimas las que aportan en ciclos de demanda baja. La segunda condición se da cuando la generación es enfocada principalmente a las energías alternativas, siendo la no convencional como la diésel la energía de respaldo (Manrique, 2012).

Figura 3. Diagrama de bloques de un sistema híbrido



Fuente: Adaptado por el autor (Guerra, 2013)

A continuación se describen cada uno de los componentes de un sistema híbrido con generación diésel:

5.1.7.1 Paneles Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son aquellos que convierten la energía solar en energía eléctrica de forma directa. Están compuestos básicamente por células fotovoltaicas, cuya característica semiconductor permite transformar este tipo de energía alternativa en corriente continua. La interconexión de células forma los denominados paneles o módulos solares, y su montaje depende del voltaje que se requiera obtener.

Estas celdas son construidas en diferentes tipos de materiales, siendo el más común es el Silicio Monocristalino, cuya estructura uniforme facilita la transferencia de electrones. Los equipos que incorporan este tipo de materiales han llegado a reportar eficiencias hasta de un 17%. Otro compuesto empleado es el Silicio Policristalino, que presenta una ventaja económica de producción con respecto al Monocristalino. No obstante, dada su naturaleza, crea una resistencia al flujo de partículas conductoras. En el mercado se encuentran eficiencias cercanas al 14%. Un tercer Silicio es el Amorfo, que tiene la particularidad de absorber eficientemente la radiación solar, además es producido a temperaturas bajas, y presenta rendimientos de hasta del 10%. Existen otros materiales en la confección de celdas como Telurio de Cadmio, Selenurio de Cobre e Indio, Arsénico de Galio, entre otros (Valenciaga, 2001).

5.1.7.2 Aerogenerador

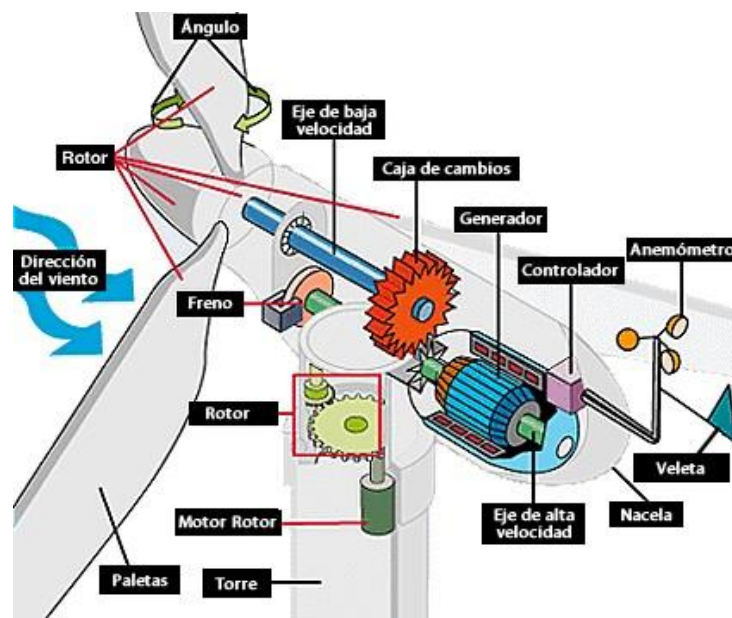
Son aquellos dispositivos que generan energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía cinética del viento. Los principales componentes de un aerogenerador son (Hulshorst, 2011):

- **Rotor:** Está compuesto por palas giratorias con superficies aerodinámicas, generalmente elaboradas en fibra de vidrio o plástico reforzado, y por un buje, el cual une las palas del rotor con el eje de baja velocidad. El rotor con mayor utilidad para generación eléctrica es el rotor tipo hélice y debido a su estructura y funcionamiento es análogo a mecanismos aeronáuticos.
- **Caja de cambios:** Trasmisión que aumenta la velocidad de giro para obtener una velocidad adecuada para entregar al generador.
- **Góndola:** Dispositivo de protección de los mecanismos internos.

- **Sistema de orientación:** Ubica la turbina eólica con el viento para el máximo aprovechamiento
- **Torre:** Dispositivo soporta la turbina con altura que varía dependiendo de los requerimientos de diseño. Es importante señalar que el viento es menos turbulento al aumentar su altura con respecto al suelo, por lo que puede aprovecharse más.
- **Sistemas de protección y control:** Comprende aquellos dispositivos que brindan soporte en caso de contingencias, entre ellos se encuentran los fusibles y reguladores de la carga de baterías, etc.

Existen varios criterios para clasificar los aerogeneradores: la disposición del eje de rotación (horizontal o vertical) con respecto al suelo, la orientación respecto al viento, según su potencia suministrada, su velocidad de arranque y la posición del rotor (Gómez, 2013).

Figura 4. Partes de un Aerogenerador



Fuente: (Massa, 2010)

Como se mencionó anteriormente, complementario a los equipos descritos, los sistemas híbridos necesitan dispositivos adicionales para integrar todo el sistema, tales como:

5.1.7.3 Generador eléctrico

Dispositivo que transforma la energía mecánica en energía eléctrica. Su funcionamiento se basa en la ley Faraday, la cual establece que “la variación de un flujo magnético a través de un circuito origina una fuerza electromotriz” (Halliday, 1980). Los generadores operados con un motor diésel responden a la demanda energética y son altamente empleados en zonas aisladas.

5.1.7.4 Baterías

Artefactos encargados de almacenar la energía eléctrica con rápida disponibilidad, lo que resulta de gran interés en zonas aisladas. Existen varios tipos de baterías electroquímicas como plomo-ácido, níquel-cadmio (Ni-Cd), níquel-metal híbrido (Ni-MH), siendo las primeras (ciclo profundo) las más utilizadas, dado que se adaptan fácilmente a sistemas híbridos aislados y son de fácil mantenimiento (Guerra, 2013).

5.1.7.5 Inversor

Son los encargados de convertir la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC), conversión necesaria dado que los sistemas híbridos emplean energías alternativas que funcionan con corrientes continuas bajas, mientras que los electrodomésticos empleados en hogares operan generalmente con corrientes alternas (Guerra, 2013).

5.1.7.6. Regulador de carga

El “regulador de carga protege la batería frente a situaciones de riesgo como sobrecargas y sobredescargas”, dentro de sus características predominan la tensión nominal, la intensidad máxima, la tensión de corte por sobrecarga y la tensión de corte por sobre descarga (Guasch, 2003). Al aplicarlos en sistemas que emplean energías renovables, como por ejemplo paneles solares, genera un estado de aislamiento de la batería, ya sea completa o parcialmente, lo que permite la protección del panel a sobrecorrientes.

5.2 Herramienta de simulación HOMER

HOMER-es un software diseñado para simular y analizar sistemas híbridos de generación eléctrica mediante la articulación de componentes asociados a fuentes de energía renovable y no renovable (HOMER, 2003) escogido por sus características apropiadas para el tipo de análisis requerido en este proyecto, además por ser un software ampliamente utilizado mundialmente. Ha sido producido y mantenido por los laboratorios NREL de los Estados Unidos, con disponibilidad gratuita. En cuanto a funcionamiento se refiere, básicamente esta herramienta computacional realiza tres procesos fundamentales, los cuales permiten proporcionar la opción técnica- económica de hibridación con mayor viabilidad. En este contexto, a continuación se describe cada uno de ellos. (Lambert, Gilman, & Lilienthal, 2006).

El primer proceso aplicado por HOMER, denominado Simulación, calcula si la configuración del sistema de hibridación ingresado satisface o no la demanda eléctrica. Adicionalmente, en esta etapa el *software* calcula, para el caso de incluir generación térmica, el consumo de combustible, las horas en operación del generador y los costos anualizados del proyecto híbrido, entre estos, los costos -de inversión, operación y mantenimiento (AOM) y remplazo

La optimización es el segundo proceso empleado por el *software* para simular, donde la herramienta muestra una serie de configuraciones híbridas que satisfacen las restricciones aplicadas. Sin embargo, estas son ponderadas en forma ascendente teniendo en cuenta el valor presente neto (VPN), permitiendo realizar un análisis comparativo entre las varias opciones presentadas por HOMER.

Finalmente, en el tercer proceso, la herramienta permite realizar análisis de sensibilidad el cual consiste en realizar variaciones en los datos de entrada de la simulación, permitiendo así ingresar un rango de fluctuaciones de una variable requerida, pudiendo asociar tantas variables sensibles se requieran. Estos resultados se pueden analizar mediante las herramientas gráficas que ofrece el *software* para cada caso en particular (Andrade, 2010).

Por otra parte, HOMER es una herramienta que ofrece diferentes ventajas operacionales y de accesibilidad, debido a que es de licenciamiento gratuito y de funcionamiento sencillo y manejo amigable con el usuario; además, permite realizar procesos tanto de optimización económica como de análisis de sensibilidad. Sin embargo, la herramienta presenta algunas dificultades, dado que a la hora de simular, ésta emplea tiempos de modelación prolongados al ingresar diversas variables de entrada. Además, tiende a hacerse compleja la manipulación de los variados componentes híbridos dado que los cálculos realizados por el sistema no son visibles y, por lo tanto, se dificulta su análisis (OLADE, 2012).

En el Anexo A se presenta una descripción detallada (en inglés) de este *software*, incluyendo listados de las variables a introducir y de los resultados que entrega, entre otros.

6 Metodología

El enfoque de esta investigación es cuantitativo; debido a que se basa en la obtención y análisis de datos a través de estructuración de variables con el propósito de crear escenarios para inferir resultados numéricos de sistemas híbridos para las ZNI objeto de estudio.

Así mismo, este trabajo de investigación es de tipo deductivo, dado que se aborda un panorama general de las condiciones y las problemáticas asociadas a la falta de interconexión eléctrica regional, teniendo en cuenta la conceptualización teórica referente a la estructuración de sistemas híbridos de generación eléctrica, se propone dar una posible alternativa de sistema híbrido como solución particular para las ZNI del Pacífico.

Además, esta investigación es de tipo aplicado y exploratorio, dado que se generan diferentes posibilidades de modelos de sistemas duales en las zonas que permiten vislumbrar una solución teórica antes de su aplicación real en el terreno con la posibilidad de realizar investigaciones posteriores en este aspecto.

6.1 Proceso del Diseño Metodológico

Para el desarrollo metodológico de este estudio se tienen en cuenta las siguientes actividades, de acuerdo con los objetivos propuestos en el trabajo:

6.1.1 Caracterización del suministro eléctrico en las ZNI

6.1.1.1 Actividad 1: Identificación de localidades en las ZNI del Pacífico colombiano

En esta actividad de identificación de las localidades a tener en cuenta, se aplicó un filtro para seleccionar solo las localidades Tipo 1 y Tipo 2, de los cuatro existentes en la clasificación dada por el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas, 2011) (Tabla 1), consistentes en poblaciones de 150 a 300 usuarios y los de más de 300, respectivamente se

trabajaron solo estos dos tipos de localidades en vista de la consideración principal de este proyecto cual es lograr un desarrollo sostenible y mejora sustancial de la calidad de vida, lo cual tiene mejores posibilidades en poblaciones que, por tener mayor número de habitantes, poseen más altas posibilidades de sostenibilidad económica, creando negocios atractivos, incluso sacando provecho de la operación y abastecimiento de sistemas diésel. Posteriormente, se realizó una clasificación en cada uno de los dos tipos según número de usuarios, estado de prestación del servicio eléctrico y horas deseadas de prestación de servicio.

6.1.1.2 Actividad 2: Determinar el estado del sistema eléctrico en las localidades Tipo 1 y Tipo 2 en las ZNI del Pacífico colombiano

Con base en la disponibilidad de recursos y sistemas apropiados, se establecen horarios de servicio eléctrico en consideración de un mejoramiento sustancial de las condiciones de la población en estudio. Es así como en este caso, apostando a la meta de la superación socioeconómica de la región, se tienen en cuenta, de acuerdo con condiciones específicas, cuatro horarios posibles de suministro eléctrico, como indica la Tabla 4.

En este sentido, se registró, de acuerdo con los horarios previstos, el número de horas diarias de prestación del servicio, agregando una valoración de cada rango relativa a su suficiencia, así como una descripción de las condiciones consideradas para cada categoría que justificarían en buena parte el alcance indicado del servicio eléctrico.

De la misma manera, se realizó una cuantificación similar de horarios de suministro eléctrico establecida por reglamentaciones del Ministerio de Minas y Energía, relacionándola directamente con el número de usuarios de los tipos de población definidos; en ese caso, como parte de las herramientas para establecer los subsidios establecidos por el Gobierno para las ZNI. Sin embargo, para este estudio se consideró más conveniente priorizar propósitos de desarrollo

de la comunidad, tal como se dejan entrever en las condiciones indicadas en la Tabla 4. Dado que es posible ajustar dichos rangos de horarios de acuerdo con condiciones particulares de cada región. Por esta razón, la operación del sistema híbrido se pudo ajustar a horarios diferentes según la disponibilidad de los recursos y las condiciones del sitio o poblado.

Tabla 4. Horarios y duración de servicio eléctrico en ZNI; una propuesta acorde con las condiciones de desarrollo en consideración

Horario de servicio	Duración de servicio (horas)	Valorización	Condición
0:00 a 24:00 (Continuo)	24	Excelente	Meta para cumplimiento de objetivos de desarrollo pleno de la localidad; con máximo aprovechamiento de recursos energéticos, principalmente en abundancia de componente hidroenergético. Este suministrará carga base con otras fuentes abasteciendo altas demandas y picos, según costos y disponibilidad de recursos económicos. Atractivo para negocio.
4:00 a 22:00	18	Suficiente	Buen servicio de electricidad al cubrir el periodo de mayor actividad humana, sin embargo, exigiendo complementación diésel en sitios que requieran operación continua (centros de salud, estaciones de policía, hoteles, etc.). Opción con recursos energéticos limitados y dificultades para mayor inversión y cubrimiento de costos operacionales, aunque con buenas perspectivas de negocio.
6:00 a 18:00 5:00 -11:00 y 15:00 – 21:00	12	Deficiente	Servicio de electricidad que limita el desarrollo de la localidad, pero alternativa válida para donde los recursos energéticos y económicos son reducidos, de menor interés de negocio, usualmente requiriendo subsidios.
----	< 12	Insuficiente	Opción de beneficio social en comparación con localidad sin electricidad, frente a condiciones de escasez del recurso energético, elevados costos y reducida capacidad de pago del servicio. Usualmente posible con altos subsidios y con poco potencial para desarrollo significativo y generación de negocio.

Fuente: Elaboración Propia

6.1.1.3 Actividad 3: Ubicación de las localidades

En esta actividad se pretendió identificar la localización geográfica en la zona del pacífico colombiano de cada una de las localidades Tipo 1 y Tipo 2 objeto de estudio, con el fin de conocer su distribución y localización espacial. Para ello, se consultó la información reportada por IPSE y el CNM, y se alimentó mediante coordenadas espaciales geográficas en la versión gratuita de Información Geográfica QGIS (2.8 bits) (QGIS, 2016). Es de anotar que el Departamento del Chocó quedó incluido de manera completo en el estudio; ya que se tuvo en cuenta la porción de la costa del Caribe (extremo norte, limítrofe con Panamá).

6.1.1.4 Actividad 4: Determinación del recurso de energía-solar

Con el fin de obtener el nivel de la radiación solar en cada una de las localidades objeto de estudio, se consultaron los datos procesados por el Centro de Investigación Langley de la NASA, mediante su aplicación “Surface meteorology and Solar Energy” (NASA, 2016), los cuales fueron los utilizados por la versión del programa HOMER aquí utilizado. Esta aplicación proporciona información basada en recolección de información por medio de satélites geoestacionarios, con actualización muy frecuente y estudios de-validación, indicándose este caso en particular que se tomaron los valores promedios³ mensuales de la radiación solar incidente sobre superficie horizontal en un periodo de 22 años (julio 1983-junio 2005)(NASA, 2016).

³ “Cada valor promedio mensual se evalúa como la media numérica de los valores de cada 3 horas durante el mes dado” <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/text/definitions.html#swvdownco>

Aunque se cuenta con el Atlas de Energía Solar de Colombia (IDEAM, 2015), se consideró más conveniente y suficiente para este proyecto usar la base de datos de la NASA indicado, al cual HOMER está directamente ligado. Este tipo de datos de origen satelital es considerado como alternativa aceptable, al ser recomendado contar con mediciones frecuentes como las provistas por medios satelitales, en vista de las variaciones continuas que la irradiación solar presenta (WB-ESMAP, 2015; Vaisala, 2015), Además, se sabe que el Atlas Solar del IDEAM presenta la información por niveles de irradiación y no da los valores por localidades (actualmente en proceso de digitalización), lo cual hace más dispendiosa la extracción de los datos.

Es importante mencionar también que para especificar la irradiación asociada a cada localidad y cumplir con los parámetros de entrada al HOMER, fue necesario identificar las coordenadas geográficas (longitud y latitud), se tomó como referencia la codificación de la división político-administrativa de Colombia (Divipola), reportada en los informes estadísticos del DANE (Ver anexos radiación solar).

6.1.1.5 Actividad 5: Determinación recurso energético eólico

Similar al caso anterior, la base de datos que se utilizó del recurso eólico, como dato de entrada para HOMER, fue la de origen satelital de la NASA (2016) que viene ligada con dicho software, considerado así suficiente para los propósitos de este trabajo y con las mismas razones indicadas arriba (Sección 6.1.1.4. anterior), reconociendo también que hubiese sido válido también el Atlas de energía eólica en Colombia del IDEAM.

Se hizo necesario tener en cuenta el efecto de altura por la variación de velocidad indicado en el marco referencial (sección 5.1.6.2) pero con el único fin de determinar en este estudio las poblaciones a considerar con suficiente recurso eólico, dada la existencia de un

umbral por debajo del cual se considera inviable el aprovechamiento de la energía solar. De acuerdo a lo indicado en la Tabla 2, Sección 5.1.6.2 del Marco Referencial, se adoptó para este caso en particular el valor de 3 m/s como cifra indicativa de un poblado o región con un recurso eólico muy bajo no aprovechable, por lo cual no fue incluido en los análisis en las simulaciones aquí trabajadas.

La corrección de altura para establecer los poblados con opción eólica, se efectuó utilizando los valores dados por la base de datos misma provista por la NASA (2016) utilizada con HOMER, dado que dichas cifras están dadas para 50 m de altura, mientras que, considerando que el tipo de aerogeneradores a emplear serán pequeños y medianos para los tamaños de los poblados aquí en estudio, se consideró más adecuada una altura de 20 m. Así, que para definir cuáles poblados entrarían en consideración con suficiente recurso eólico, se hizo el cálculo de corrección de altura aplicando la ecuación (IDAE, 2006):

$$V_h = V_0 * \left[\frac{h}{h_0} \right]^\alpha$$

Donde:

V_h = Velocidad del viento a valorar a la altura h

V_0 = Velocidad del viento conocida a la altura h_0

h = Altura a valorar para recurso eólico (20m)

h_0 = Altura conocida

α = Rugosidad asociada al tipo de terreno

Para el valor de α , de acuerdo a las condiciones físicas dominantes en la zona del Pacífico, entre ellas el tipo de terreno y una vegetación de altura promedio de 10 m (FAO, 2002), se tomó un valor de $\alpha = 0,27$. (Ver anexo D. Corrección de Alturas). En el Anexo D. se indican tanto los valores de velocidades tomados de la base de datos de la NASA para 50 m, como los corregidos para 20 m. Esto último será la base para determinar los poblados con y sin recurso eólico para las simulaciones correspondientes.

6.1.1.6 Actividad 6: Determinación de viabilidad ambiental

Para establecer el desarrollo ambiental en la zona en consideración se identificaron las restricciones ambientales existentes. Para ello se emplearon los mapas de parques naturales, RUNAP (Geoportales, 2016)), resguardos indígenas y hallazgos arqueológicos, los cuales fueron sobrepuestos con el mapa correspondiente a la hidro-central identificada en la actividad 8 (Sección 6.1.1.8) para el sitio en consideración; con lo cual se consiguieron restricciones importantes para el aprovechamiento del recurso hidroenergético, como se indica en los Resultados

6.1.1.7 Actividad 7: Determinación de la viabilidad para el desarrollo sostenible

Ya establecidos los kilómetros de separación entre las localidades y las hidro-centales se aplicó el supuesto de que el costo de la red no puede superar el 20% del costo de la central hidroeléctrica dado que no sería económicamente viable que el costo del tendido desde la central hasta la localidad sea superior al costo de inversión de la hidroeléctrica en esta proporción.

Además, éste porcentaje se asumió asegurando la máxima cobertura posible sin desbordar el punto de equilibrio del ejercicio, debido a que los tendidos de red representan un costo importante dentro de la estructuración del sistema en sí.

Con estos datos, se realizó una matriz de comparación, “Matriz Cluster”, en la cual se identificó la mejor opción posible, teniendo en cuenta la distancia entre la localidad y la central y el costo de implementación de la red, contra el costo de inversión de la central como parámetros de viabilidad. Es importante mencionar que este ejercicio se realizó solamente para las mini centrales (500 kW) debido a que, teniendo en cuenta que la mayoría de los poblados están cercanos en tamaño para demandas eléctricas de este valor, se consideró que dadas las condiciones socioeconómicas generales de la región en estudio, se haría difícil por sus altos costos contar con centrales de mayor tamaño. De otro lado, no se tuvo en cuenta los recursos (dados por el Atlas Hidroenergético) de 50 kW y de 5 kW, al considerarse las dificultades para establecer un programa de energización de una región con base en la instalación de un número grande de mini y pico-centrales. Además de las dificultades de construcción en regiones apartadas, se harían difíciles también la operación y mantenimiento, poniendo en riesgo la sostenibilidad de los proyectos, como ha sido el caso en múltiples proyectos donde no se han tenido en cuenta apropiadamente este tipo de aspectos.

6.1.1.8 Actividad 8: Determinación del potencial hidroenergético

En general, dada la abundancia en el país del recurso con potencial hidroeléctrico, como se aprecia en el Atlas Hidroenergético de Colombia (UPME, PUJ, IGAC, 2015), y en particular en la región de la costa del Pacífico, se buscó su máximo provecho aplicando el método de *cluster* alrededor de los sitios identificados. Es así como el análisis desarrollado, se limitó a *cluster* asociados solo a sitios hallados en el rango de acción.

A manera de ejemplo o prototipo, con potencial hidráulico de 500 kW indicados en el Atlas Hidroenergético y con una extensión dada por los costos de las líneas de transmisión a cada localidad dentro del *cluster* definido con cierto radio de alcance. Sin embargo, es de aclarar que para la misma región, según como se ve en el Atlas, pueden existir recursos de origen hidráulico de variadas capacidades y muy cercanos, tanto para micro- y pico-centrales, como para centrales de 20 MW (a filo de agua) o mayores requiriendo embalses para su funcionamiento (no señaladas en el Atlas Hidroenergético).

Así pues, para el desarrollo de esta actividad se consultó el mencionado atlas, mediante el cual se identificaron los posibles sitios en donde se podrían ejecutar proyectos de centrales hidráulicas. En este caso, sin tener en cuenta dificultades topográficas y de suelos que podrían impedir su instalación; situación fuera del alcance de este proyecto.

Luego para cada caso en particular se calculó la distancia que existe entre la central y las localidades objeto de estudio, lo cual se realizó mediante el sistema de información geográfica (QGIS).

Posteriormente, y teniendo en cuenta un factor de capacidad de 0,8⁴, se estableció la potencia máxima de uso de la central. Proceso que se realizó mediante la multiplicación de este factor por la potencia identificada.

⁴ PCHs presentan valores de factor de capacidad bajos, usualmente de 0,5 a 0,6; lo cual tiene en cuenta, entre varias cosas, las variaciones naturales del caudal de la fuente hidráulica. Sin embargo, en este caso se toma el valor de 0,8 debido a que los potenciales del recurso dadas por el Atlas Hidroenergético han sido calculados para caudales mínimos

Luego se procedió a calcular la cantidad mínima de usuarios que alcanzó a cubrir dicha potencia. Para ello se tuvo en cuenta la “demanda de energía unitaria” calculada por la CREG en sectores residenciales de las ZNI; entidad que mediante el análisis del comportamiento real de usuarios con prestación de servicio en dichas zonas, determina un valor máximo por usuario de 0,6 kW. (CREG, 2007). Dicho valor es calculado para acceso a subsidio, ya que se tiene en cuenta el seguimiento al comportamiento eléctrico regional elaborado por XM, en donde a partir de la demanda comercial, se calculó hacia el año 2014 un incrementado del 14.4%, destacándose el departamento del Choco con 7.2%, y Valle del Cauca con 2.3%. Para este caso en particular se consideró un valor de 0.8 kW por usuario (XM, 2015).

Finalmente, mediante la división algebraica entre la potencia del recurso identificado para la centra y la potencia por usuarios, se determinó la cantidad de beneficiarios a atender por hidro-central.

6.1.1.9 Actividad 9: Abastecimiento de diésel en el Pacífico colombiano

De acuerdo con la información publicada en el Plan Indicativo de Expansión y Cobertura PIEC (2013-2017) (UPME 2014), específicamente el mapa de oferta de infraestructura, se procedió a sobreponer esta información con el mapa de localidades del estudio, con el fin de determinar si éstas adquieren dicho plan energético. Adicionalmente, se consultó el Sistema de Combustibles Líquidos SICOM (UPME 2016), mediante el cual se establecieron los volúmenes por día que consumen los departamentos que agrupan las ZNI del estudio, con esto se identificó que en dichas zonas existen abastecimiento de combustible fósil empleado para generación eléctrica.

6.1.1.10 Actividad 10: Filtro por restricciones

Con base en la información obtenida en las actividades metodológicas 4 y 5, se identificaron cuáles localidades reportan viabilidad ambiental y técnica, entendiéndose esta última como la suficiencia o no de los recursos eólico, solar, hidráulico, abastecimiento de diésel y económico.

Con esta información se elaboró una tabla denominada “Potencial identificado por localidad” (Tabla 8) que permitió analizar el sistema de hibridación que puede aplicarse en el sitio, teniendo en cuenta sus propias condiciones.

6.1.1.11 Actividad 11: Construcción Cluster

Para efectos de este ejercicio, y con el fin de configurar estratégicamente las variables que llegan a impactar un sistema de hibridación para su posterior selección con ayuda del software, a continuación se describe el proceso mediante el cual se seleccionaron los respectivos *cluster* que alimentaron la simulación.

6.1.1.12 Actividad 12: Selección de localidades:

En esta actividad se analizaron las localidades que estén ubicadas dentro de las ZNI y se excluyeron aquellas que están situadas en zonas catalogadas como mixtas (Ver Sistema eléctrico del Pacífico colombiano). Posteriormente, se ubicaron geográficamente mediante la herramienta QGIS aquellas que reportaron potencial hidráulico, y se seleccionaron según la capacidad de usuarios.

Con base en la magnitud de los recursos, tanto eólico como solar y para las localidades en las cuales no se identificó el recurso hidráulico, se tuvo en cuenta el valor más significativo en cada uno de estos para la simulación, además de considerar la presencia o no de combustible fósil en la zona.

6.1.1.13. Actividad 13: Determinación de demanda para cada cluster prototipo

Para establecer la demanda requerida para cada modelo se acudió al perfil de carga calculado por la CREG, que representa el comportamiento de una ZNI (CREG, 2007), el número de usuarios de cada *cluster* y el consumo mensual de una localidad ZNI (131 kWh/mes para cada usuario), con lo que se obtiene la demanda total característica del prototipo.

6.1.1.14. Actividad 14: Selección del software

Con el fin de obtener los sistemas híbridos requeridos para cada uno de los cluster objeto de estudio, se empleó un software de optimización de sistemas híbridos de generación eléctrica basada en energías renovables, denominado “HOMER” (Hybrid Optimization Model For Electric Renewable) versión Pro 3.6.1. (Homer Energy, 2015).

Este software está condicionado para emplear variables de entradas técnico-económicas, tales como: definición del perfil de carga; selección de equipos de hibridación, entre los cuales se encuentran aerogeneradores, sistemas fotovoltaicos, baterías, convertidores, generadores de combustión fósil, entre otros; selección de potencias requeridas; determinación de recursos naturales como radiación solar, velocidad del viento; y costos, tanto de combustible como de capital, AOM y reposición de equipos. En este contexto, a continuación se describen los métodos empleados para la construcción de las variables de entrada con el fin de alimentar los modelos de simulación.

6.1.1.15. Actividad 15: Diseño de prototipo híbrido

Se seleccionaron, como modo de limitar el número de análisis de las simulaciones, con estudio de sensibilidad para definir la mejor opción tres prototipos que representaron un sistema de hibridación, cada uno de ellos conteniendo las tecnologías de generación representativas solar, eólica e hidroenergética, correspondientes a los recursos disponibles en la localidad, con al menos un tipo de tecnología o una mezcla de ellas formando el sistema híbrido, dependiendo de las restricciones anteriormente descritas. Luego, se procesaron los datos correspondientes a los sistemas de generación considerados a través del programa HOMER, el cual hace automáticamente el estudio de las diferentes combinaciones posibles de las tecnologías consideradas en cada caso, en cuanto a costos de capital y de operación requeridos; con lo cual se escogió la combinación favorable, ya sea por los costos de capital o por el costo equivalente de la energía generada por la mejor combinación tecnologías.

Así pues, las tecnologías de los tres sistemas híbridos a tratar como prototipos se formaron las siguientes combinaciones:

- Hidroeléctrica (H) –fotovoltaica (FV)-diésel (D).
- Eólica (E), fotovoltaica (FV), diésel (D)
- Diésel (D), fotovoltaica (FV)

Para este caso, la selección indicada de combinaciones del sistema híbrido con sus respectivos equipos se realizó después de analizar la situación de toda la zona del Pacífico en consideración con los resultados obtenidos del potencial eólico, solar e hidroenergético (Ver Actividades 4 y 5 asimismo la Tabla 2) escogiendo tres regiones que permitieran aplicar la metodología aquí desarrollada para tres situaciones distintas en cuanto al posible suministro de

electricidad con los recursos locales. Así se realizó el estudio simulando cada caso con HOMER, con lo cual se estableció un modelo genérico que por medio del software, permitió determinar las potencias requeridas y los costos para suplir las necesidades energéticas de los diferentes *cluster* creados.

6.1.1.16 Actividad 16: Determinación de perfil de carga

Como se mencionó en la actividad anterior, una de las variables de entrada requeridas para la modelación fue el perfil de carga, el cual, para el caso particular de este estudio, requirió manifestar el comportamiento de cada *cluster*. Para ello se recurrió al documento CREG para ZNI, en donde se estableció un perfil de carga típico de estas zonas (CREG, 2007).

Con estos datos, y teniendo en cuenta, primero la variación de usuarios calculados, y segundo la variación del consumo de energía eléctrica mensual establecida en la fase anterior, se obtuvo el perfil de carga requerido para cada *cluster*.

6.1.1.17 Actividad 17: Determinación de disponibilidad de recursos

Dentro de las variables de entrada que necesita HOMER para realizar la simulación, están los datos de disponibilidad de viento, radiación solar y recurso hídrico, para la unidad de análisis. En consecuencia, para realizar las respectivas simulaciones de este estudio se emplearon los datos establecidos en la metodología (Ver actividades 4,5 y 8). Es importante resaltar que para aquellos *cluster* que estuvieron conformados por más de una localidad como es lo esperado, se alimentó el software con el promedio aritmético de dichos valores.

6.1.1.18 Actividad 18: Selección de costos

Otra de las consideraciones iniciales que requirió el software fue la introducción de costos de los componentes de diseño, entre los cuales se encontraron los costos de capital, costos de operación y mantenimiento y costos de equipos. Así pues, luego de un estudio comparativo entre varias fuentes de información, se emplearon los precios calculados como se describe en la tabla 5:

Tabla 5. Fuente costos para simulación

Tipo de costo	Fuente	Fundamento
Componentes de diseño (Equipos, Soportes)	Cotizaciones Internacionales y Nacionales	Brindan costo reales del mercado Datos tomados de (CUMINS 40kW, CUMINS 60 kW, Hoppecke, Techno Sun, GeneratorSales 2016)
AOM	COPOEMA	Estudios de análisis de inversión y gastos para generación eléctrica en ZNI a partir de recursos renovables realizados a nivel nacional.
Reemplazo	HOMER	Valores proporcionados por una aplicación especializada en simulación de sistemas Híbridos
Costo Combustible	PIEC	Fuente oficial empleada para el cálculo de

Costo Red

cobertura eléctrica para ZNI a nivel Nacional

Datos tomados de (CORPOEMA 2013,

HOMER,UPME 2013 y Hoppecke, 2016)

Fuente: Elaboración propia

6.1.1.19 Actividad 19: Simulación

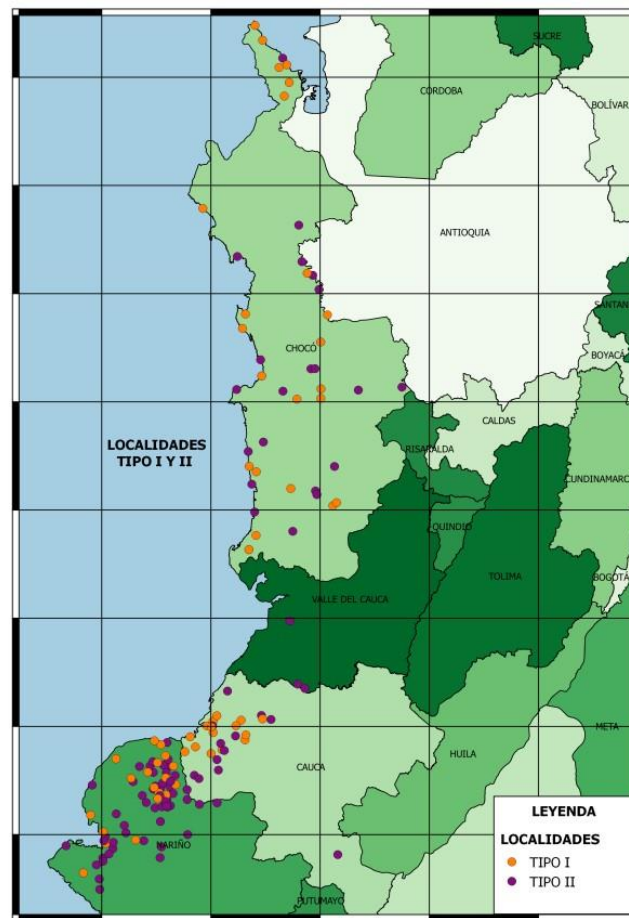
Finalmente, se procedió a realizar las respectivas simulaciones de los tres prototipos: (H) – (PV)- (D), (E)- (PV)- (D) y (D)-(PV), teniendo en cuenta todas y cada una de las restricciones, comportamiento de variables y recursos propios de cada uno de los cluster anteriormente descritos.

7 Resultados

7.1 Caracterización de las localidades

Teniendo en cuenta el consolidado nacional de ubicación geográfica de las localidades en ZNI elaborado por CNM-IPSE (IPSE-CNM, 2014) (Ver Figura 5), se genera una caracterización detallada de cada uno de los departamentos que conforman la región del Pacífico, en donde se puede identificar el número total de usuarios, el tipo de localidad y el estado de prestación del servicio característico para cada jurisdicción. Así pues, a continuación se describen las particularidades de energización en dicha área.

Figura 5. Ubicación de las localidades Tipo 1 y Tipo 2 en el pacífico colombiano

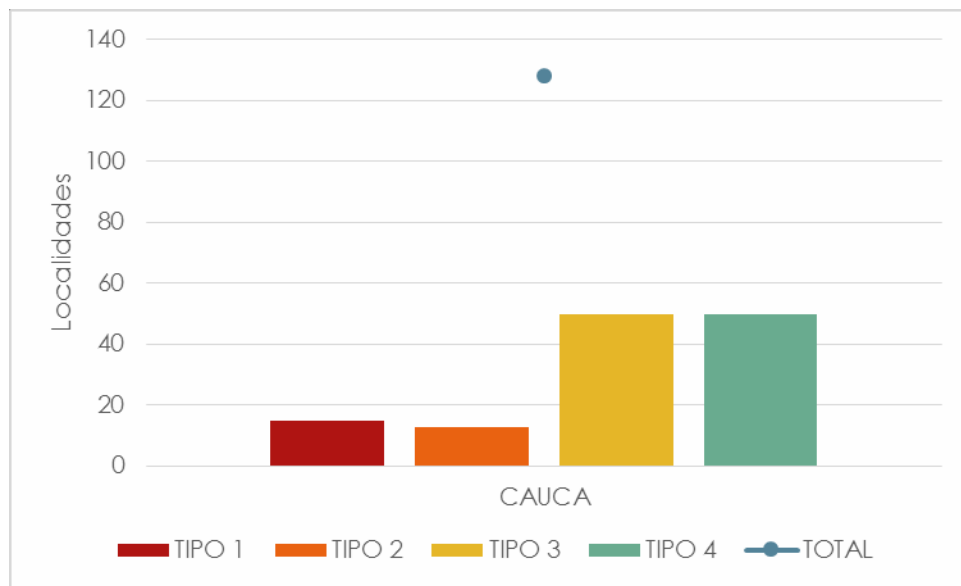


Fuente: Adaptado por el autor (IPSE-CNM, 2014)

7.1.1. Departamento del Cauca

La Gráfica 1 describe el comportamiento de la tipificación por número de usuarios registrado en el departamento del Cauca. De allí se deduce que las localidades tipo 3 y tipo 4 tienen una representación significativa en cuanto a la cuantía de asentamientos humanos, no necesariamente en cuanto a cantidad de habitantes, dado que reportan un porcentaje aproximado del 39% de participación con respecto al total de las localidades presentes en esta zona. Las clasificaciones tipo 1 y tipo 2 adquieren menor participación alcanzando un 11,72 % y 10,16 % respectivamente en la distribución general.

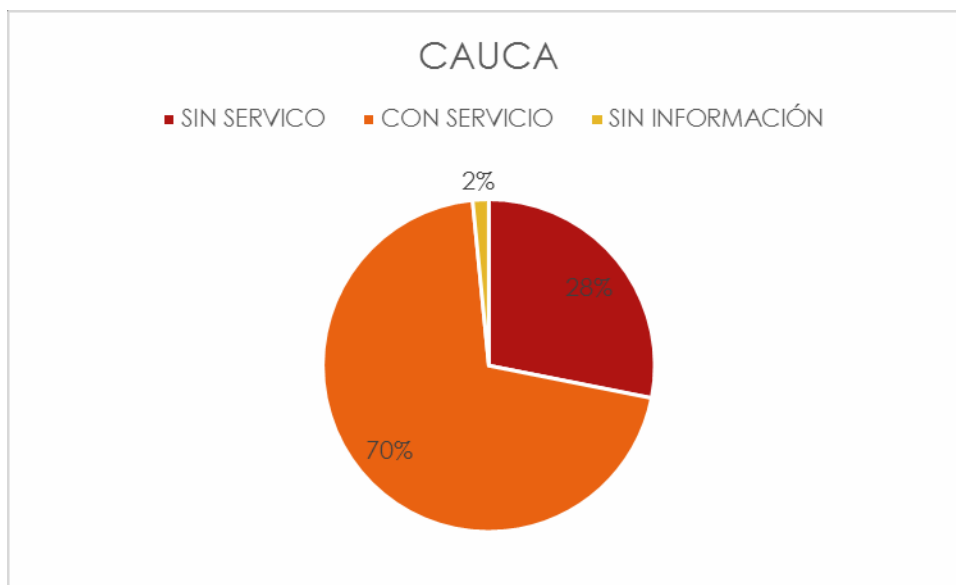
Gráfica 1: Caracterización de las localidades en el Departamento del Cauca



Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014).

En cuanto a la prestación del servicio, el 70% del Cauca cuenta con energía eléctrica con suministro tipo III, mientras que el 28% de la población aún no dispone de dicho servicio (Ver Gráfica 2).

Gráfica 2 : Estado de prestación del servicio en el departamento del Cauca

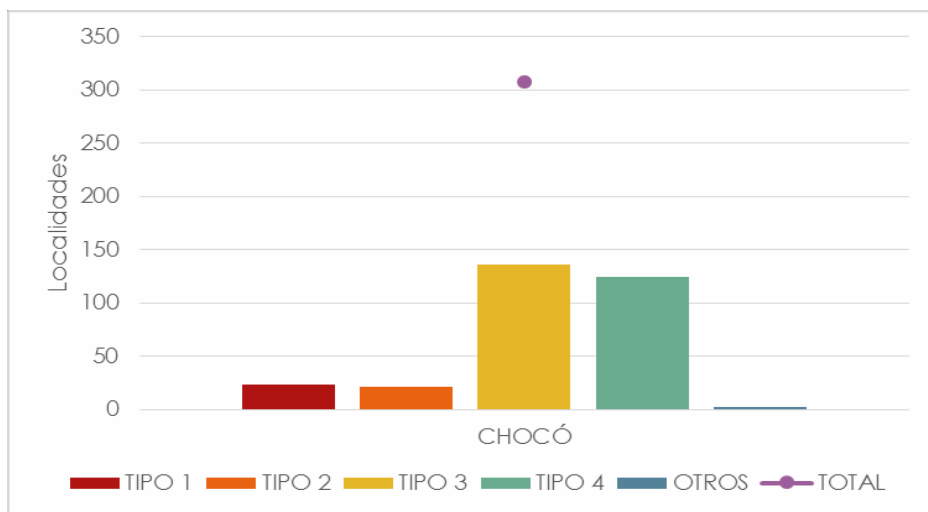


Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014)

7.1.2 Departamento del Chocó

En el departamento del Chocó hay 308 localidades, distribuidas en mayor proporción en tipo 3, de tal modo que representan el 44.16% del total reportado. Las localidades tipo 4 siguen en magnitud con 40.58% de participación. Mientras que las tipo 1 y tipo 2 constituyen el 7.8 % y 6.82% del total identificado (Ver Gráfica 3).

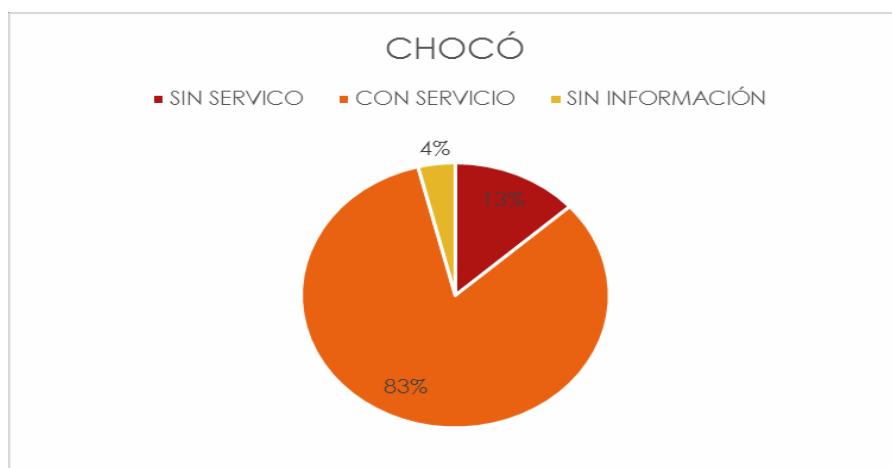
Gráfica 3: Caracterización de las localidades en el departamento del Chocó



Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014).

El servicio eléctrico en esta zona del país tiene una cobertura del 83%, tal como se observa en la Gráfica 4. No obstante, 41 localidades, que equivalen al 13% del total identificado, no manifiestan asistencia eléctrica.

Gráfica 4: Estado de prestación de servicio en el departamento del Chocó

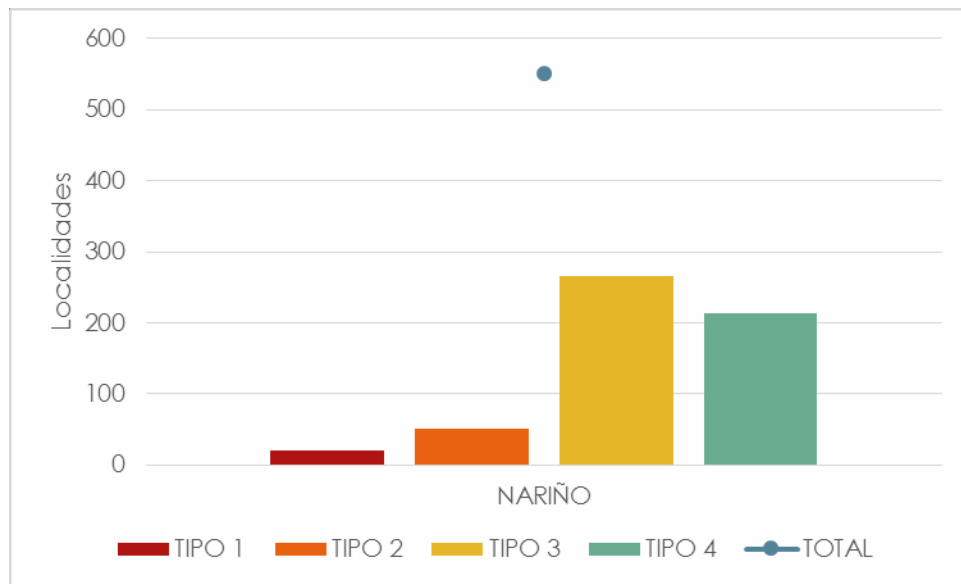


Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014)

7.1.3 Departamento de Nariño

En la Gráfica 5 se describe la manera en la que están distribuidas las localidades en el departamento de Nariño, donde se encuentran numerosas poblaciones de muy diverso número de habitantes. Allí se identifica que las clasificaciones tipo 3 y tipo 4 tienen el mayor porcentaje de participación, 87%. En menor proporción se encuentran las localidades tipo 2 y tipo 1, con un 9.4% y 3.6% del total identificado para esta jurisdicción (552 localidades).

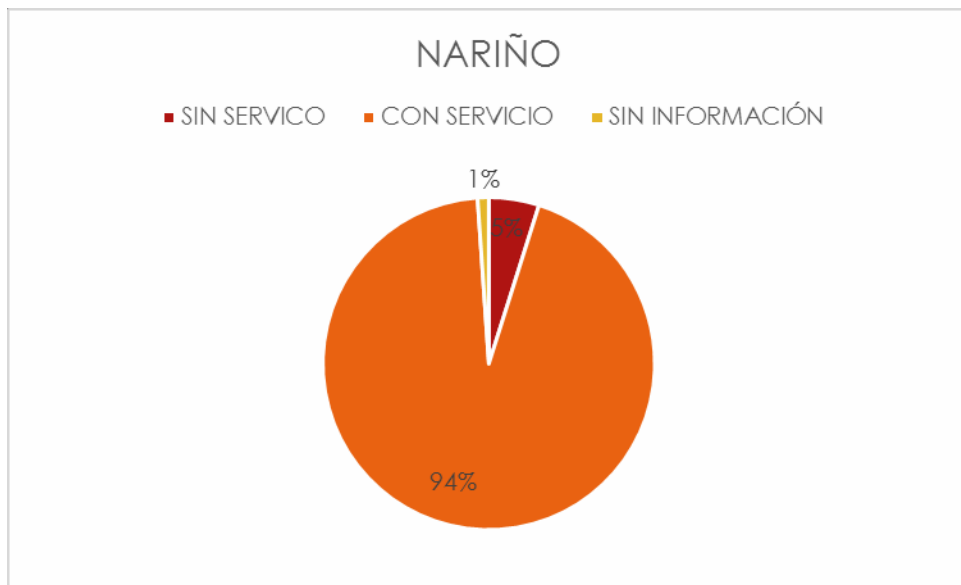
Gráfica 5: Caracterización de las localidades en el departamento de Nariño



Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014)

En cuanto al estado de prestación de servicio eléctrico en esta zona del país, se establece que el 94% de las localidades gozan algún de este tipo de beneficio eléctrico, sin embargo el 5% no reporta asistencia eléctrica.

Gráfica 6. Estado de prestación de servicio en el departamento de Nariño

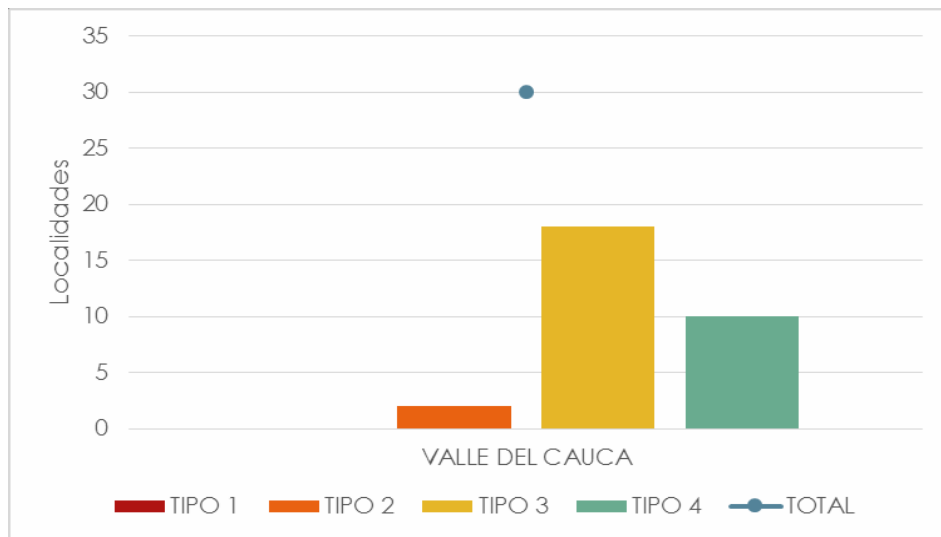


Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014)

7.1.4 Departamento de Valle del Cauca

Este departamento se caracteriza por poseer un total de solo 30 localidades, de las cuales el 60% pertenecen a la categoría tipo 3, el 33.33% a la tipo 4 y el 6.66% a la tipo 2. Es importante mencionar que en dicha jurisdicción no se reportan localidades tipo 1.

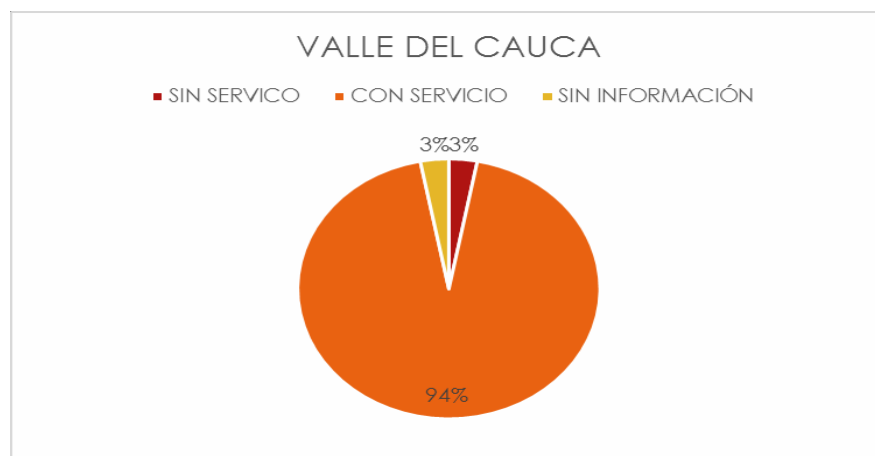
Gráfica 7. Caracterización de las localidades en el departamento del Valle del Cauca



Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014)

Desde la perspectiva del suministro, se concluye que si bien el 94% de las localidades identificadas en el Valle del Cauca disfrutan de energía eléctrica, el 3% de ellas no poseen este prototipo de asistencia.

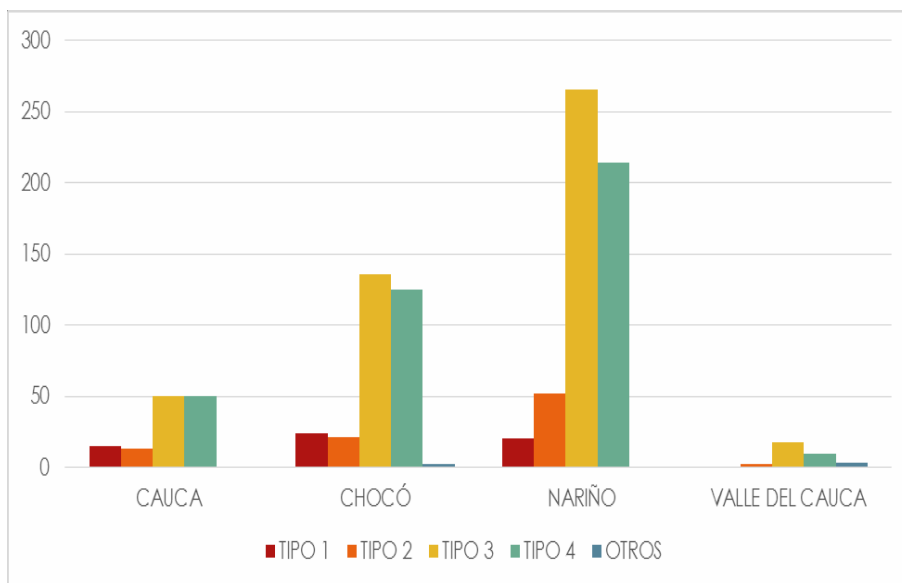
Gráfica 8. Estado de prestación de servicio en el departamento del Valle del Cauca



Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014)

En este contexto, al analizar en forma agregada la información antes descrita, se puede establecer que de las 1.448 localidades identificadas en el país, 1.201 hacen parte de la región Pacífica, siendo Nariño el departamento que presenta mayor número de localidades (552), seguido en orden descendente por Chocó, Cauca y Valle del Cauca como puede apreciarse en la Gráfica 9. Este último solo representa el 3% del total de localidades. Ahora bien, es importante mencionar que las cuatro jurisdicciones tienen mayor participación de tipología 3, no obstante, Cauca comparte proporcionalidad con las localidades tipo 4.

Gráfica 9. Clasificación de las localidades del Pacífico Colombiano

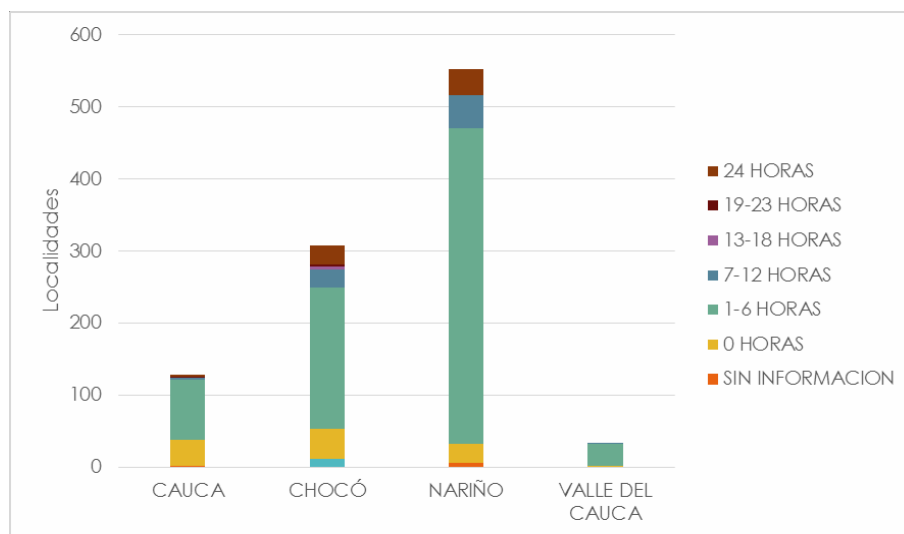


Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014)

Por otra parte, es necesario recalcar que el suministro eléctrico en esta región es variable, debido a que no todas las localidades tienen servicio ininterrumpido. Es por esto que en la Gráfica 10 se describe el comportamiento actual de la prestación de servicio de energía eléctrica en la región del Pacífico. Al analizar dicha información se determina que en los cuatro departamentos el mayor rango de suministro eléctrico es de 1 a 6 horas diarias.

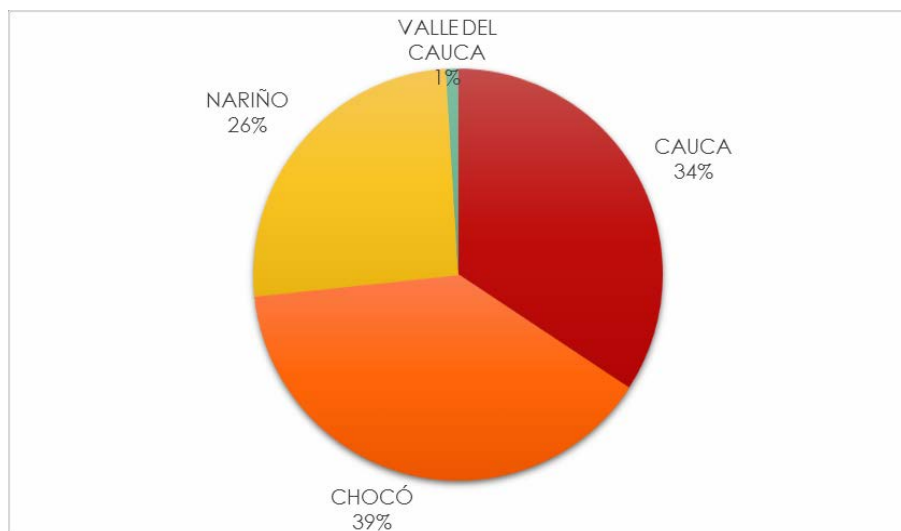
Así mismo, se identifica que de las 1.021 localidades reconocidas, 142 no poseen servicio. Estas se ubican en mayor proporción en el departamento del Chocó (Ver Gráfica 11). Además, es importante mencionar que solo 89 localidades del total identificado reportan servicio continuo, de las cuales 39 pertenecen a Nariño, 26 a Chocó y 4 a Cauca. Esta es una situación de servicio de electricidad altamente deficiente y, en consecuencia, determinante del bajo desarrollo de la zona; motivo principal para este estudio.

Gráfica 10. Estado de la prestación de servicio en ZNI del Pacífico Colombiano



Fuente: Datos tomados de (IPSE-CNM, 2014)

Gráfica 11. localidades ZNI sin prestación de servicio a nivel departamental



Fuente: Datos tomados de (IPSE, 2014).

7.2 Estado del sistema eléctrico en las localidades tipo 1 y tipo 2 en ZNI del Pacífico

A continuación, con base en la información registrada por IPSE y CNM, se presenta la caracterización energética de cada una de las localidades objeto de estudio de acuerdo a los niveles de suficiencia del servicio eléctrico, de acuerdo a su duración y según se estableció en la Tabla 4. Se indican además, número de usuario y tipo de localidad.

Tabla 6: Caracterización del servicio eléctrico en las localidades tipo 1 y tipo 2 en ZNI del Pacífico

Localidad	Municipio	Usuarios	Tipo	Suficiencia se
San Antonio De Guajui	Guapi	110	I	Excelente
La Nueva Unión	Timbiquí	330	I	Excelente
Santa María	Timbiquí	304	I	Excelente
Coteje	Timbiquí	153	II	Insuficiente
La Brea	Timbiquí	750	I	Excelente

Comunidad De El Realito	Timbiquí	151	II	Insuficiente
Santa Rosa De Saija	Timbiquí	151	II	Insuficiente
Nueva Esperanza	Timbiquí	1458	I	Excelente
Calle Santa Rosa	Timbiquí	468	I	Excelente
Chacón	Timbiquí	163	II	Insuficiente
Playa De Obregones	Guapi	336	I	Excelente
Balsitas	Guapi	177	II	Insuficiente
San Bernardo	Timbiquí	3108	I	Excelente
Belén	Guapi	213	II	Insuficiente
Chamón	Guapi	209	II	Insuficiente
Noanamito	López	220	II	Insuficiente
Soledad	Guapi	202	II	Insuficiente
San Antonio De Chuaré	López	208	II	Insuficiente
Boca De Patía	Timbiquí	642	I	Excelente
Santa Cruz De Siguín	López	151	II	Insuficiente
Corozal	Timbiquí	71	I	Excelente
Puerto Saija	Timbiquí	289	I	Excelente
Limonos	Guapi	370	I	Excelente
Micay	López	1010	I	Excelente
Capurgana	Acandí	892	I	Excelente
Puerto Conto	Bojayá (bellavista)	245	II	Insuficiente
Juradó	Juradó	891	I	Excelente
Santa María Del Darién	Unguía	302	I	Excelente
San Antonio De Buey (Campo Santo)	Medio Atrato (Beté)	796	I	Excelente
San Agustín	Sipí	200	II	Insuficiente

Villa Nueva De Montaña	Carmen del Darién (Curbaradó)	200	II	Insuficiente
Napipi	Bojayá (bellavista)	266	II	Insuficiente
Cucurupi	El litoral del san juan	200	II	Insuficiente
Jurubirá	Nuquí	176	II	Insuficiente
Nuquí	Nuquí	916	I	Excelente
Cupica	Bahía solano (mutis)	314	II	Insuficiente
Balboa	Unguía	313	I	Excelente
Unguía	Unguía	1108	I	Excelente
Cañaveral	Sipí	170	II	Insuficiente
San Francisco	Acandí	252	II	Insuficiente
Catré	Alto Baudó (pie de Pató)	171	II	Insuficiente
Taparal	Sipí	400	I	Excelente
Ciudad Baudó	Alto Baudó (pie de Pató)	500	I	Excelente
Acandí	Acandí	2400	I	Excelente
Sipí	Sipí	600	I	Excelente
Titumate	Unguía	105	I	Excelente
El Valle	Bahía solano (mutis)	790	I	Excelente
Beté	Medio Atrato (beté)	128	I	Excelente
Arusi	Nuquí	166	II	Insuficiente
La Loma De Bojayá	Bojayá (Bellavista)	253	II	Insuficiente

Bellavista	Bojayá (Bellavista)	310	I	Excelente
Merizal de Porvenir	Olaya Herrera (Bocas de Satinga)	182	II	Insuficiente
Villa Playa	El charco	570	I	Excelente
La Vigia	La tola	250	II	Insuficiente
Peña Chanzara	Santa bárbara (Iscuandé)	270	II	Insuficiente
Morana	El Charco	165	II	Insuficiente
Playa Grande	El Charco	151	II	Insuficiente
El Cuil Pueblo Nuevo	El Charco	152	II	Insuficiente
Yanzal	El Charco	163	II	Insuficiente
Las Peñas	Santa Bárbara (Iscuandé)	183	II	Insuficiente
San José Calabazal	Olaya herrera (bocas de Satinga)	189	II	Insuficiente
Chachajo	El Charco	151	II	Insuficiente
California	El Charco	372	I	Excelente
Pulbuza La Vega	El Charco	168	II	Insuficiente
La Laguna	Santa Bárbara (Iscuandé)	174	II	Insuficiente
San Pedro	El charco	151	II	Insuficiente
Cuerbal	Santa Bárbara (Iscuandé)	152	II	Insuficiente
Isla Morrito	El Charco	152	II	Insuficiente
Vuelta Larga	Santa bárbara (iscuandé)	162	II	Insuficiente
Soledad Pueblito	Santa bárbara (iscuandé)	200	II	Insuficiente

Tumaquito El Mero	El Charco	163	II	Insuficiente
Banguela No 2	El Charco	152	II	Insuficiente
Guayabal	El Charco	153	II	Insuficiente
Bellavista-Pulbuza	El Charco	156	II	Insuficiente
Amarales	La tola	285	II	Insuficiente
Secadero Sequihonda	Santa Bárbara	151	II	Insuficiente
San Francisco De Taija	El Charco	882	I	Excelente
Pintora	El Charco	154	II	Insuficiente
Magdalena	El Charco	152	II	Insuficiente
Bacao	El Charco	480	I	Excelente
La Quebradita	El Charco	151	II	Insuficiente
La Ensenada	Santa Bárbara	400	I	Excelente
Bazan	El charco	300	I	Excelente
Playa Grande Arriba	Santa Bárbara	267	II	Insuficiente
Marías	Olaya Herrera (bocas de)	256	II	Insuficiente
Limonos	Santa Bárbara	557	I	Excelente
San Rafael	El Charco	345	I	Excelente
Santa María	El Charco	152	II	Insuficiente
Santa Catalina	El Charco	212	II	Insuficiente
Guayaquil	El Charco	660	I	Excelente
San José	El Charco	360	I	Excelente
Recodo Capilla	El Charco	250	II	Insuficiente
Santa Rosa No 1	El Charco	250	II	Insuficiente

Fuente: Adaptado por el autor (IPSE-CNM, 2014)

Como puede verse en la Tabla 6, el servicio eléctrico actual existente es insuficiente para todas las localidades, lo cual revela parte importante de la situación de retraso que sufre dicha región.

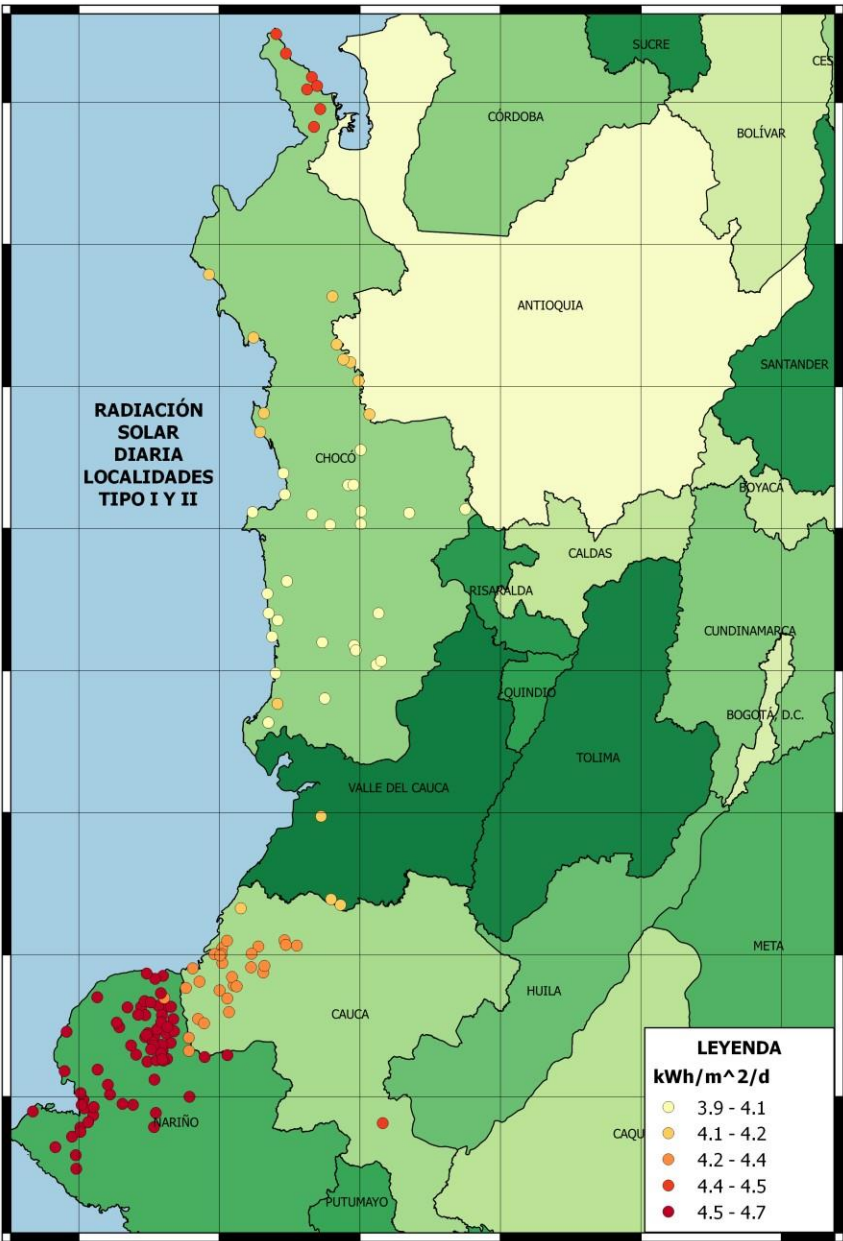
7.3 Determinación del recurso solar

Teniendo en cuenta la actividad metodológica 6.1.1.4 Actividad 4: Determinación del potencial de radiación solar, mediante la cual se describe el procedimiento para la identificación de este tipo de recurso energético en las localidades objeto de estudio, se establece que el 96% de localidades ubicadas en el departamento de Nariño cuentan con una radiación solar horizontal fluctuante entre 4,5 y 4,7 kWh/m²/d. Característica que las sitúan como las localidades que poseen mayor radiación en comparación con las otras jurisdicciones.

Las localidades del Cauca y del Valle del Cauca se caracterizan por presentar un potencial de radiación entre 4,2 y 4,4 kWh/m²/d, a excepción de la localidad de San Juan de Villa Lobos, cuya radiación en promedio es de 4,4 a 4,5 kWh/m²/d, junto con siete localidades del Chocó (Ver Figura 6). Además, en este departamento el 36% de ellas poseen un menor rango de radiación, que oscila entre 3,9 a 4,1 kWh/m² / d.

Lo anterior indica niveles de radiación módicos, afectando las posibilidades de un buen aprovechamiento solar. Esto es debido, principalmente a la alta nubosidad que caracteriza la región (como ocurre usualmente también en toda la región montañosa de Colombia), además de abundantes lluvias principalmente en el Departamento de Chocó.

Figura 6. Mapa radiación solar diaria horizontal en las localidades tipo I y II del pacífico colombiano



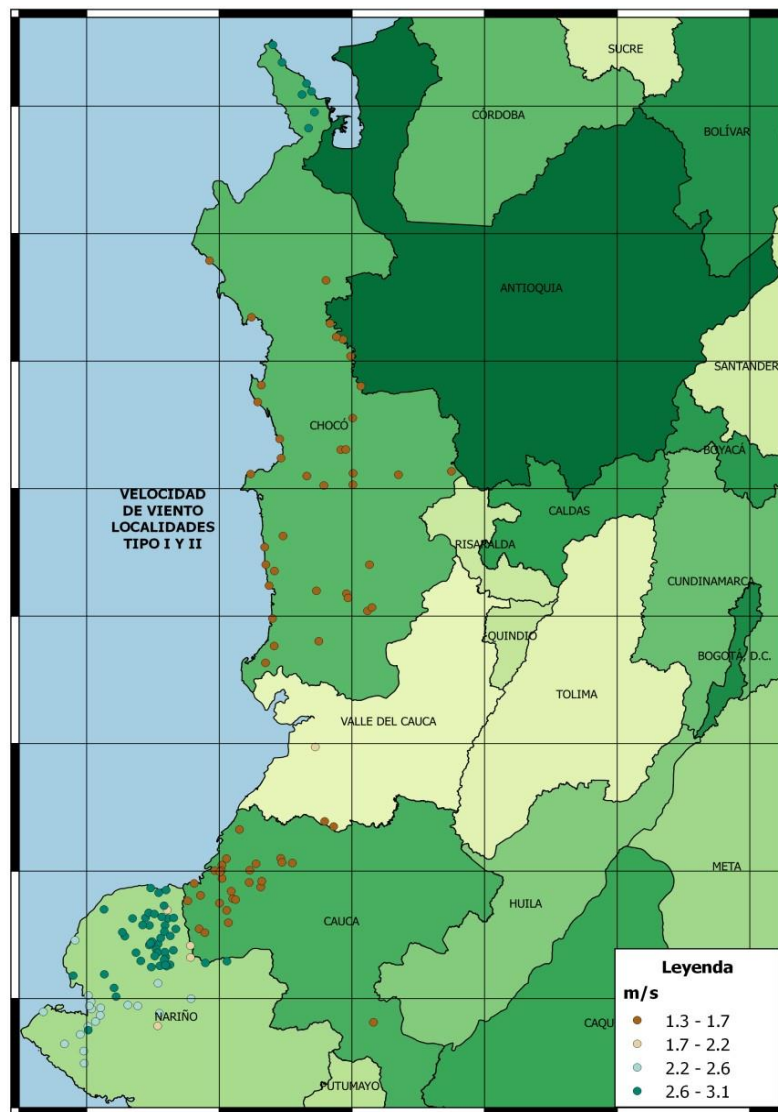
Fuente: Adaptado por el autor (NASA, 2016)

7.4 Determinación del recuso eólico

7.4.1 Velocidad del viento

Al considerar las variables propias de las localidades tipo 1 y 2 del Pacífico colombiano aplicadas a la ecuación (1), por medio de la cual se realiza la respectiva corrección de altura (Ver 6.1.1.5 Actividad 5: Determinación del potencial eólico), se concluye que la totalidad de las localidades del Cauca, y el 85% de las del Chocó presentan una variación de velocidad entre 1,3 y 1,7 m/s. Las localidades ubicadas al noroccidente de Nariño reportan una fluctuación entre 2,2 a 2,6 m/s, en contraste con las situadas en dirección norte, que presentan el mayor rango de velocidad de todas las localidades tipo 1 y 2 del Pacífico colombiano (2,6 a 3,1 m/s) junto con el extremo norte del Chocó, tal como se describe en la siguiente figura.

Figura 7. Variación de velocidad a 20m de altura en las localidades tipo 1 y 2 del pacífico



Fuente: Adaptado por el autor (NASA, 2016)

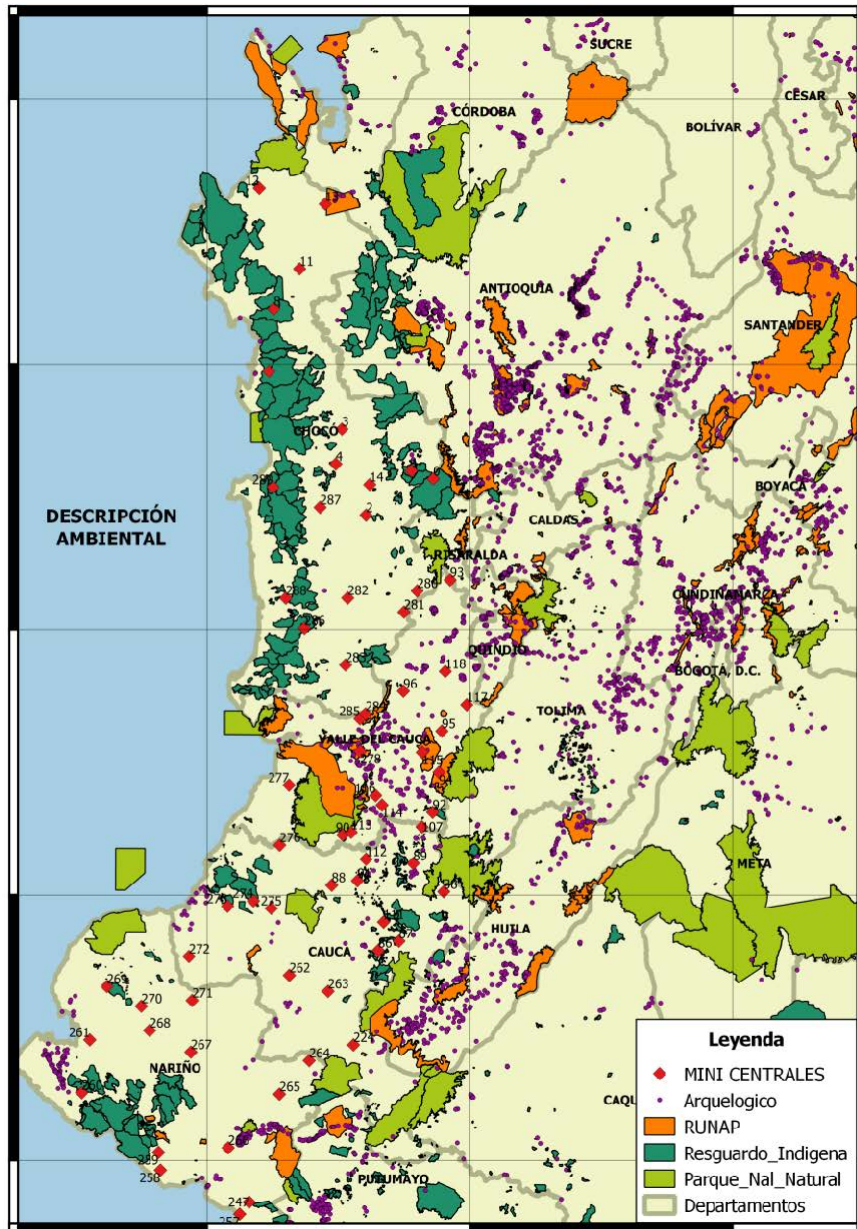
7.5 Determinación de viabilidad ambiental

Al analizar cada uno de los factores ambientales asociados a la zona del Pacífico, se establece que algunos proyectos de posible aplicación de mini centrales presentan restricciones ambientales, dada su condición de ubicación geográfica, como se describen a continuación:

Las centrales hidráulicas cuyos nombres corresponden a los códigos 94, 115 y 278, están localizadas sobre Áreas Protegidas (RUNAP). Así mismo, la centrales 0, 1, 7, 8, 260, 269, 274, 92, 286 y 289 están georreferenciadas sobre resguardos indígenas. Por lo anterior estos posibles potenciales hidráulicos no son considerados dentro de los análisis generados en este estudio.

Es importante mencionar que ninguno de los proyectos interfiere con sitios de hallazgos arqueológicos identificados hasta el momento, tal como se puede observar en la siguiente figura.

Figura 8. Viabilidad ambiental en las localidades tipo 1 y tipo 2 del Pacífico colombiano



Fuente: Adaptado por el autor (Geopotales, 2016)

7.6 Determinación de la viabilidad para desarrollo sostenible

Los montos aplicados al supuesto en el cual la red no puede superar el 20% (Ver Actividad 7: Determinación de la viabilidad para el desarrollo sostenible) del costo de la central hidroeléctrica, se obtuvieron del estudio de inversión de unidades constructivas⁵ del PIEC (UPME, 2013), y de la estimación de costos para pequeñas centrales hidroeléctricas de CORPOEMA (2013). Así las cosas, a continuación se presentan dichos valores indexados a diciembre de 2015.

Tabla 7: Costos de unidades constructivas y centrales hidráulicas

Unidad	Costos (u\$)
Unidad Constructiva (Km línea rural-poste de concreto- vano tipo 1-3 hilos, conductor DN2-2)	U\$15.954,74 /Km
Mini Central (500kW)	U\$ 5.480/ kW

Fuente: Datos tomados de (UPME, 2013) y (CORPOEMA, 2013)

Con base en esta información, y teniendo en cuenta el cálculo de las distancias entre los posibles proyectos de potencial hidráulico identificados en el atlas hidroenergético contra las localidades, se procede a calcular el rango de acción de la central hidroeléctrica en cuestión (Ver construcción de cluster hidráulico).

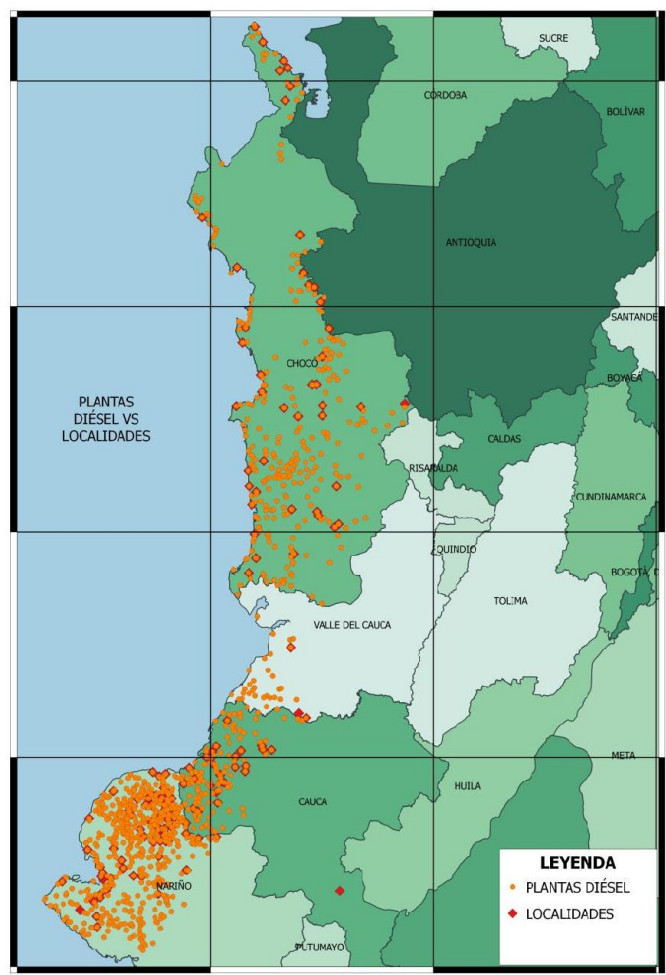
⁵ “Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL” (Fuente: R. CREG - 097 - 2008; Art 1)

7.7 Abastecimiento de diésel en el Pacífico colombiano

Al sobreponer los puntos de georreferenciación tanto de plantas diésel como de las localidades tipo 1 y tipo 2, se establece que el 96% de las localidades obtienen combustible para generación eléctrica, tal como se puede observar en la Figura 9.

Además, en cuanto al porcentaje restante (4%), se puede interpretar que su ubicación espacial entre puntos cercanos a fuentes con Diésel facilita su abastecimiento.

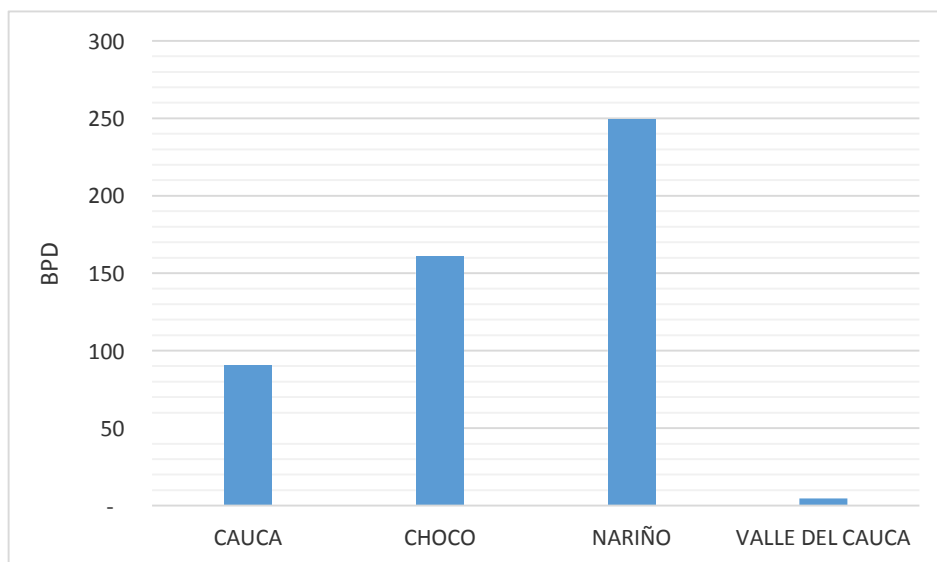
Figura 9. Localización plantas diésel Vs localidades tipo 1 y tipo 2



Fuente: Adaptado por el autor (UPME, 2013)

En cuanto al comportamiento del consumo de electrocombustible que presenta cada uno de los departamentos asociados a las ZNI, se observa que de las cuatro jurisdicciones la que presenta mayor volumen de compra es Nariño, reportando un promedio mensual de 250 BPD; seguido en orden descendente por Chocó y Cauca, siendo el Valle del Cauca el departamento con menor consumo (5 BPD).

Gráfica 12. Consumo de diésel a nivel departamental de las ZNI



*BPD: Barriles por día

Fuente: (UPME, 2016)

7.8 Resultado global de recursos y potenciales energéticos identificados

Después de aplicar cada una de las restricciones planteadas, a continuación se presenta en resumen el potencial energético identificado en cada una de las localidades objeto de estudio. Siendo las celdas de color un indicador de reconocimiento de la existencia del recurso citado en dicha localidad

Tabla 8: Potencial identificado por localidad

Localidad	Solar Kwh/m2/d	Eólico M/s	Hidro
San Antonio De Guajui	4,3	1,36	SI
La Nueva Unión	4,3	1,36	SI
Santa María	4,3	1,36	SI
Coteje	4,3	1,36	SI
La Brea	4,3	1,36	SI
Comunidad De El Realito	4,3	1,36	SI
Santa Rosa De Saija	4,3	1,36	SI
Nueva Esperanza	4,3	1,36	SI
Calle Santa Rosa	4,3	1,36	SI
Chacón	4,3	1,36	SI
Playa De Obregones	4,3	1,36	SI
Balsitas	4,3	1,36	SI
San Bernardo	4,3	1,36	SI
Belén	4,3	1,36	SI
Chamon	4,3	1,36	SI
Noanamito	4,2	1,36	NO
Soledad	4,3	1,36	SI
San Antonio De Chuare	4,3	1,36	SI
Boca De Patía	4,3	1,36	SI
Santa Cruz De Siguin	4,3	1,36	SI
Corozal	4,3	1,36	SI
Puerto Saija	4,3	1,36	SI
Limonos	4,3	1,36	SI
Micay	4,3	1,36	SI
Capurgana	4,39	3,1	NO
Puerto Conto	4,1	1,31	NO
Juradó	4,2	1,56	NO
Santa Maria Del Darién	4,39	3	NO
San Antonio De Buey (Campo Santo)	4,1	1,31	NO
San Agustín	3,94	1,29	SI
Villa Nueva De Montaña	4,1	1,44	SI
Napipi	4,1	1,31	NO
Cucurupi	3,91	1,44	SI
Jurubira	3,96	1,4	NO
Nuquí	3,96	1,4	NO
Cupica	4,2	1,44	NO
Balboa	4,39	3	NO
Unguia	4,39	3	NO
Cañaveral	3,94	1,29	SI
San Francisco	4,39	3,1	NO
Catru	3,96	1,4	SI
Taparal	3,94	1,29	SI

Ciudad Baudó	3,94	1,27	SI
Acandí	4,39	3,1	NO
Sipí	3,94	1,29	SI
Titumate	4,39	3	NO
El Valle	4,2	1,44	NO
Beté	3,94	1,27	SI
Arusi	3,96	1,4	NO
La Loma De Bojaya	4,1	1,31	NO
Bellavista	4,1	1,31	NO
Merizal de Porvenir	4,66	2,81	NO
Villa Playa	4,66	2,81	SI
La Vigia	4,66	2,81	NO
Peña Chanzara	4,66	2,81	SI
Morana	4,66	2,81	SI
Playa Grande	4,66	2,81	SI
El Cuil Pueblo Nuevo	4,66	2,81	SI
Yanzal	4,66	2,81	SI
Las Peñas	4,66	2,81	SI
San José Calabazal	4,66	2,81	NO
Chachajo	4,66	2,81	SI
California	4,66	2,81	SI
Pulbuza La Vega	4,66	2,81	SI
La Laguna	4,66	2,81	SI
San Pedro	4,66	2,81	SI
Cuerbal	4,66	2,81	NO
Isla Morrito	4,66	2,81	SI
Vuelta Larga	4,31	1,74	SI
Soledad Pueblito	4,31	1,74	SI
Tumaquito El Mero	4,66	2,81	SI
Banguela No 2	4,66	2,81	SI
Guayabal	4,66	2,81	NO
Bellavista-Pulbuza	4,66	2,81	NO
Amarales	4,66	2,81	SI
Secadero Sequihonda	4,31	1,74	SI
San Francisco De Taija	4,68	2,81	SI
Pintora	4,66	2,81	SI
Magdalena	4,66	2,81	SI
Bacao	4,66	2,81	SI
La Quebradita	4,66	2,81	SI
La Ensenada	4,66	2,81	NO
Bazán	4,66	2,81	NO
Playa Grande Arriba	4,66	2,81	SI
Marías	4,66	2,81	SI
Limonos	4,66	2,81	SI
San Rafael	4,66	2,81	SI
Santa María	4,66	2,81	SI

Santa Catalina	4,66	2,81	SI
Guayaquil	4,66	2,81	SI
San José	4,68	2,81	SI
Recodo Capilla	4,66	2,81	SI
Santa Rosa No 1	4,66	2,81	SI

Fuente: Elaboración Propia

Tal como se puede observar en la Figura 8, en todas las localidades objeto de estudio se ha identificado potencial solar. Sin embargo solo 7 de ellas gozan de una velocidad viable para ser relacionadas con potencial eólico. Finalmente, en cuanto al recurso hidráulico se refiere, de las 93 localidades identificadas dentro de las ZNI, 27 no cuentan con recuso hídrico.

7.9 Construcción de cluster hidráulico

Tal como se mencionó anteriormente, la primera etapa para la construcción de los cluster se basó en dos aspectos: primero en la ubicación geográfica de los posibles proyectos en los cuales se puede aplicar generación hidroeléctrica a partir de una central de 500 kW y que impacte la zona de estudio, y segundo en el cálculo aritmético entre el costo de la red y el costo del total del supuesto, en el que el tendido no puede superar 20% de costo de inversión de la central. Así pues, en la siguiente tabla se relacionan los valores empleados y de dónde se obtuvo que la distancia máxima que puede tener esta clase cluster es de 34 Km.

Tabla 9. Criterios base para cálculo de distancia máxima del cluster

Criterio	Costo \$U
Unidad Constructiva (Km línea rural-poste de concreto-vano tipo 1-3 hilos, conductor DN2-2)	15.954,74
Supuesto	548.000*
Distancia cluster	34 Km

*Valor calculado con los datos presentados en Tabla 7

Fuente: Elaboración Propia

Es importante aclarar que el valor del supuesto y la distancia máxima del cluster establecido en la tabla 9 son calculados de la siguiente manera:

$$\text{Supuesto} = \frac{(\text{costo minicentral} * \text{potencia de minicentral})}{20\%}$$

Entonces

$$\text{Supuesto} = \frac{\left(5.480 \frac{U\$}{kW} * 500kW\right)}{20\%} = U\$ 548.000$$

Ahora

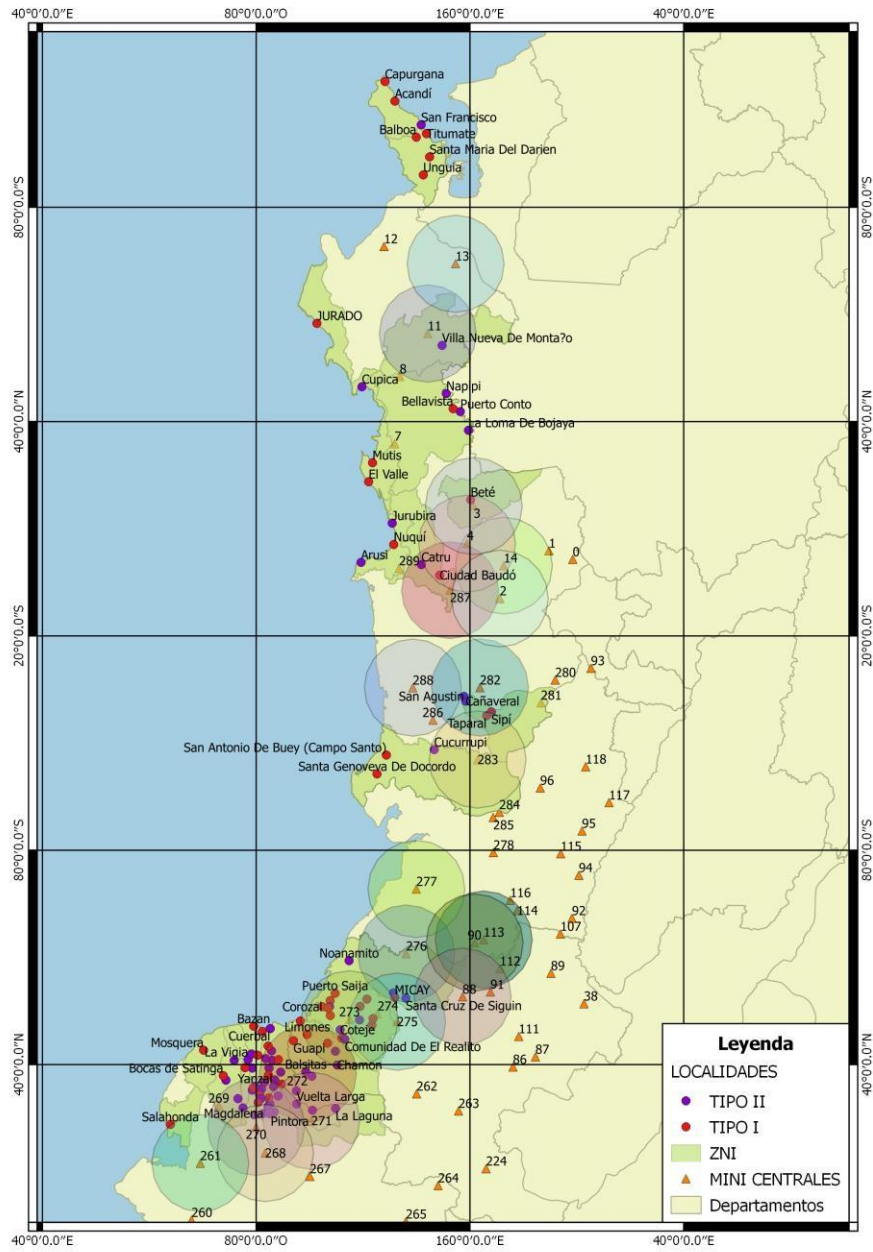
$$1km \rightarrow U\$15.954,74$$

$$X \leftarrow U\$ 548.000$$

$$X = 34 Km$$

Ahora bien, al sobreponer geográficamente dichos criterios y las localidades objeto de estudio, se crea una variedad de cluster a partir del recurso hídrico sobre la zona del Pacífico, tal como puede observarse en la siguiente figura.

Figura 10: Cluster hidráulicos identificados en la zona objeto de estudio



Fuente: Elaboración Propia

Es importante mencionar que teniendo en cuenta el documento PIEC, las localidades de Santa Genoveva de Docordo, Mutis, El charco, Bocas de Satinga, Mosquera, La tola, Salahonda, Timbiqui, Guapi e Iscuande adquieren el servicio eléctrico a través de SIN, por lo tanto éstas no se tendrán en cuenta dentro de la cobertura de los cluster creados. Por lo tanto, se puede calcular que de las 93 localidades con posibilidad para ser agrupadas dentro de los cluster, 27 de ellas no están dentro del radio de acción de ninguna central hidráulica, por lo tanto no se consideran dentro del prototipo híbrido con tecnología hidráulica.

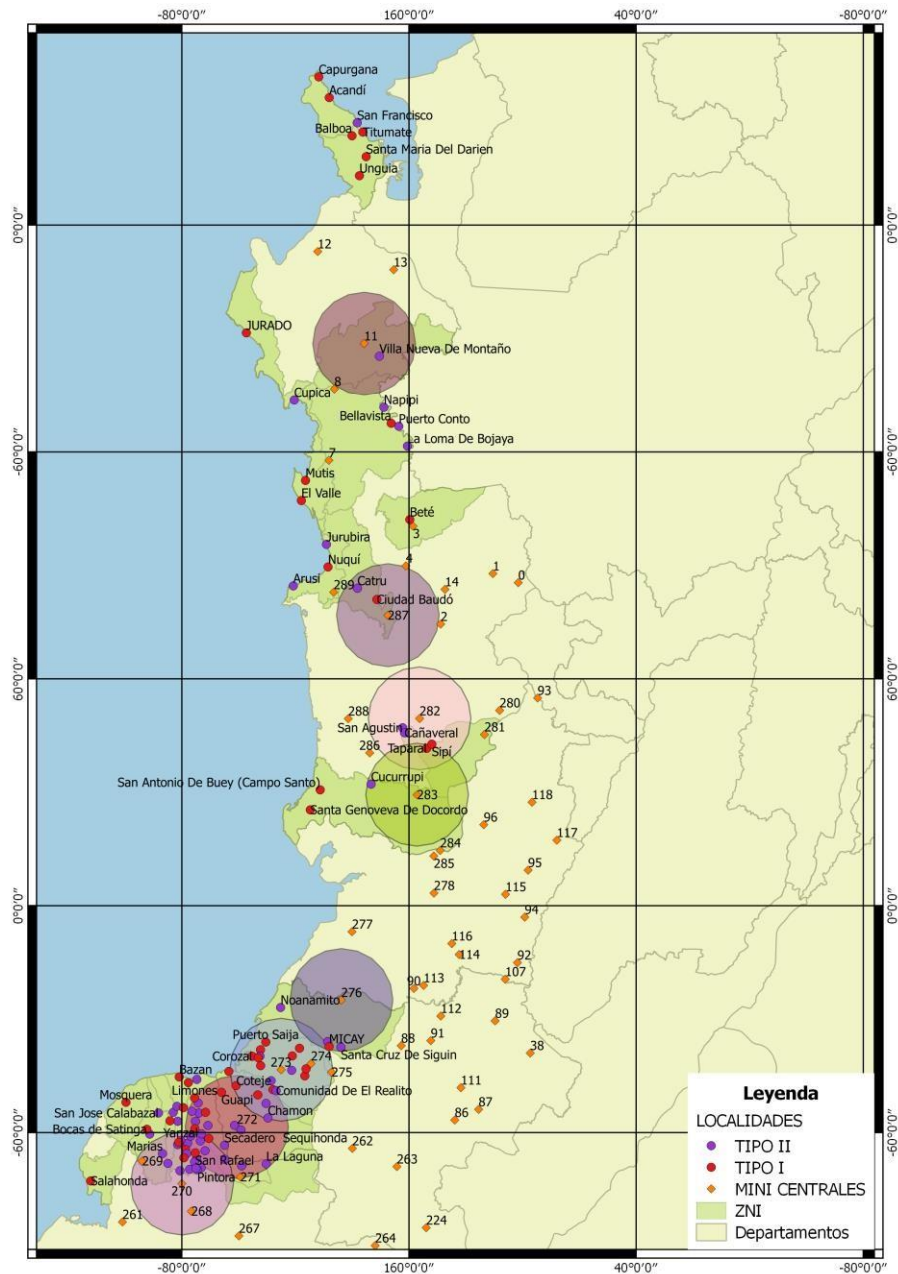
Tabla 10: localidades sin potencial hidráulico

Localidad	Hidro	Localidad	Hidro
Noanamito	NO	Acandí	NO
Capurganá	NO	Titumate	NO
Puerto Conto	NO	El Valle	NO
Juradó	NO	Arusi	NO
Santa María Del Darién	NO	La Loma De Bojaya	NO
San Antonio De Buey (Campo Santo)	NO	Bellavista	NO
Napipi	NO	Merizalde Porvenir	NO
Jurubira	NO	La Vigia	NO
Nuquí	NO	San Jose Calabazal	NO
Cupica	NO	Cuerbal	NO
Balboa	NO	Guayabal	NO
Unguia	NO	Bellavista-Pulbuza	NO
San Francisco	NO	La Ensenada	NO
		Bazan	NO

Fuente: Elaboración Propia

Posteriormente, y con el fin de distribuir los radios de acción de las mini centrales para aumentar la cobertura por cluster, se eliminaron aquellos cluster sobrepuestos y se distribuyeron las centrales de tal forma que sus radios no se traspongan, agrupando así la mayor cantidad de localidades bajo la acción de una sola hidrocentral, lo cual genera el siguiente resultado:

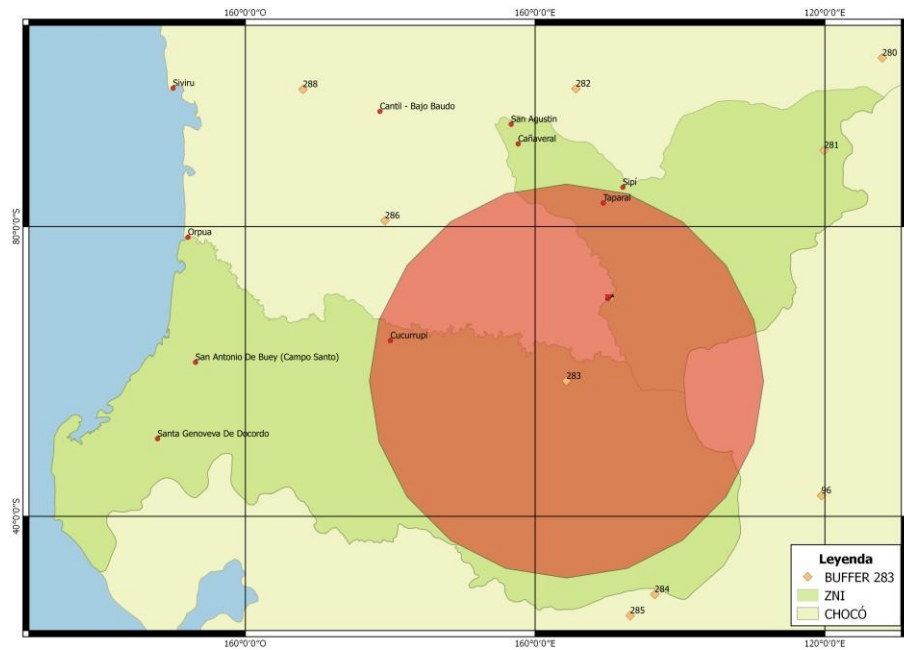
Figura 11: Filtro de cluster hidráulicos



Fuente: Elaboración Propia

Tal como se puede observar al comparar la Figura 10 y Figura 11 de los 33 cluster inicialmente identificados perduraron ocho con posibilidad de simulación. Sin embargo, cumpliendo cada una de las restricciones ambientales, económicas y técnicas propuestas, y con efecto de establecer el prototipo de hibridación hidráulica, se selecciona la central identificada con el código 283, la cual cubre las localidades de Currupi y Taparral.

Figura 12: Cluster hidráulico seleccionado como prototipo D-FV-H



Fuente: Elaboración propia

7.10 Construcción De Cluster Eólico

Para la selección del cluster eólico se realizó un análisis comparativo de las velocidades obtenidas de la base de datos NASA y con el cálculo de corrección de altura (Ver diseño metodológico). Mediante este paralelo se puede establecer que en las siguientes localidades es factible aplicar un sistema de hibridación con componente significativo de energía eólica, dado que la velocidad del viento es igual o superior a 3 m/s. De todas maneras, este recurso eólico es marginal, como ocurre en casi todo el litoral del Pacífico.

Tabla 11: Localidades con potencial eólico

Localidad	m/s
Capurganá	3,1
Santa María del Darién	3
Balboa	3
Unguía	3
San Francisco	3,1
Acandí	3,1
Titumate	3

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar en la Tabla 11, las localidades de Capurganá, San Francisco y Acandí reportan mayor velocidad de viento. Así, a partir de estos valores se seleccionará como una tres posibles opciones para el modelo de simulación la localidad de Capurganá, la cual cuenta con abastecimiento de diésel, no posee un sistema de hibridación aplicado y cuenta con el menor número de usuarios y no existe recurso hidroenergético significativo.

7.11 Construcción de cluster solar

Para el otro sistema prototipo, donde predomine el recurso solar en este caso en particular, y conforme con el diseño metodológico, las localidades con mayor magnitud de radiación solar (4,68 kWh/m²/d) en toda la zona de estudio son las localidades San Francisco de Taija y San José, ubicadas en el departamento de Nariño. No obstante, dichas jurisdicciones cuentan con recurso hidráulico (ver Tabla 10); por lo tanto no se tendrán en cuenta para la construcción del prototipo híbrido D-FV.

A razón de esto, el segundo valor de importancia a considerar del recurso es el de 4,66 kWh/m²/d, así pues las localidades que reportan este valor y no cuentan con potencial hidráulico identificado son las siguientes:

Tabla 12: Localidades susceptibles para construcción de Cluster solar

Localidad	kWh/m2/d	HIDRO
Merizal de Porvenir	4.66	NO
La Vigía	4.66	NO
San José Calabazal	4.66	NO
Cuerbal	4.66	NO
Guayabal	4.66	NO
Bellavista-Pulbuza	4.66	NO
La Ensenada	4.66	NO
Bazán	4.66	NO

Fuente: Elaboración Propia

Ahora bien, teniendo en cuenta esta información, para el caso objeto de estudio se seleccionó la localidad de Bellavista-Pulbuza, dado que cumple con todos los requisitos planteados anteriormente. En consecuencia el prototipo D-FV se planteará con base en la información propia de esta localidad la cual se presenta en Tabla 13.

Tabla 13: Variables cluster prototipo D-FV

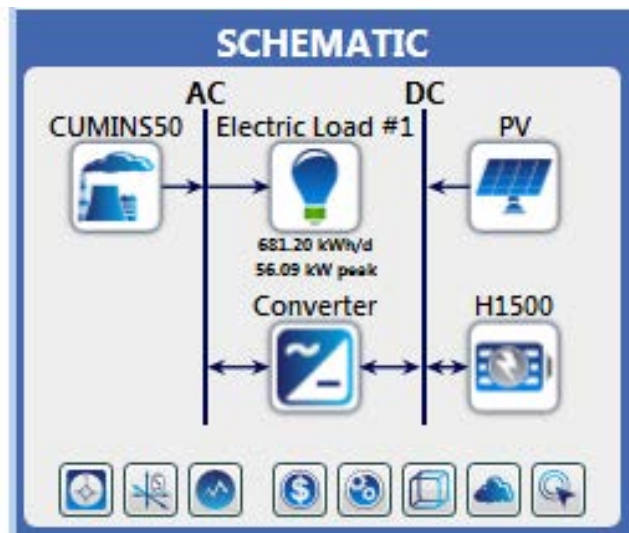
Variables	Información
localidad	Bellavista-Pulbuza
Municipio	El charco
Dpto	Nariño
Diseño	D-FV
Usuarios	156
Consumo kwh/mes	131
Recurso solar KWh/m2/d	4,66
Diésel	Sí

Fuente: Elaboración Propia

7.12 Simulación prototipo de hibridación D-FV

Como ya se mencionó en la sección Construcción de cluster, en el esquema de diseño de esta simulación no se considerarán combinaciones ni con aerogeneradores ni con equipos hídricos. Así pues, a continuación se presenta el diseño final empleado que se indica esquemáticamente en la Figura 13:

Figura 13 Diseño de simulación D-FV



Fuente: HOMER

Este diagrama producido por HOMER indica el sistema solar (PV) con el banco de baterías conectados al barraje DC, el cual, a su vez, se conecta al barraje AC a través de un convertidor DC/AC. Este barraje AC estará también alimentado para el caso en consideración con un generador a diésel (lado izquierdo: "Cummins50").

7.12.1 Perfil de Carga

Como ya se mencionó en la fase metodológica F3A2.1, es necesario calcular el perfil de carga para cada uno de los cluster generados. Así las cosas, a manera de ejemplo se describen a continuación el comportamiento característico del cluster conformado por la localidad Bellavista-Pulbuza, con el cual se alimentó el ítem “ELECTRIC LOAD” de HOMER.

La Figura 14 muestra la demanda eléctrica que el sistema debe abastecer para realizar la respectiva simulación de este prototipo. Así pues, como se puede observar en el esquema “*Yearly Profile*” esta localidad reporta una máxima demanda anual de 48 kW aproximadamente durante las 18 y 23 horas, siendo las siete de la noche donde se presenta el consumo pico (56.09 kW) tal como se puede observar en el diagrama “*Daily Profile*”. Finalmente, la mínima demanda se genera dentro de las 4 a 6 am reportando un valor 12 kW

Figura 14. Perfil de carga prototipo D-FV



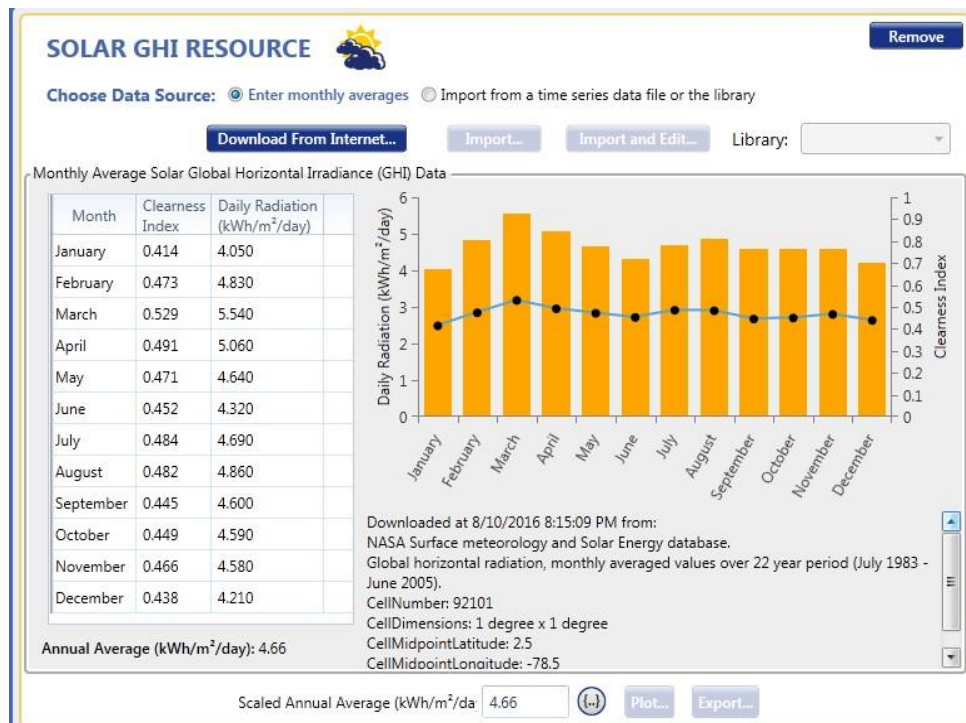
Fuente: HOMER

A partir de los datos anteriores, HOMER calcula una demanda diaria para los 156 usuarios que conforman este cluster de 681.2 kWh, y una potencia mínima requerida de 28.38 kW, tal como se puede observar en la anterior captura de pantalla Figura 14.

7.12.2 Disponibilidad de recursos

Al importar los datos de disponibilidad de radiación solar que reporta la localidad la cual está ubicada en el municipio El Charco, departamento de Nariño se obtiene que en promedio anual la radiación solar en sitio es de 4.33 kWh/m²/d, siendo Enero y Marzo los meses donde se reportan los valores con menor y mayor radiación respectivamente tal como se puede observar en la Figura 15

Figura 15. Recurso solar prototipo D-FV



Fuente: HOMER

7.12.3 Costos empelados en simulación

A partir de los costos recolectados de las diferentes fuentes mencionadas en el diseño metodológico se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 14. Costos de simulación diseño D-FV

Componente	Costo Capital	Reemplazo US	AOM
Panel+Soporte	1.285 U\$/kW	1.285 U\$/kW	10 U\$/año
Batería Hoppecke (H1500)	917 U\$ c/u	917 U\$ c/u	30 U\$/año
Generador CUMIN 40 kw	U\$ 12.599	U\$ 12.599	0.73 U\$/h
Generador CUMIN 60 kw	U\$ 14.610	U\$ 14.610	0.73 U\$/h
Convertidor	U\$ 15.000	U\$ 15.000	30 U\$/año

Fuentes: Datos tomados de (CUMINS 40kW, CUMINS 60 kW, Hoppecke, Techno Sun, 2016)

En cuanto al volumen de combustible para la generación diésel, y con base en los costos calculados por departamento en el PIEC, se toma como referencia U\$/L = 0.583.

7.12.4 Resultados simulación sistema D-FV prototipo

En la Figura 16 presentan las posibles combinaciones formuladas por HOMER, siendo la primera la mejor opción técnico- económica para dicha localidad. Tal como se explica en la sección de análisis. Así pues, para estas condiciones se requiere en capacidad nominal de un generador diésel de 40 kW, un sistema fotovoltaico de 104 kW, un banco de baterías de 120 kW y un convertidor de 150 kW.

Figura 16. Resultados simulación Bellavista-Pulbuza

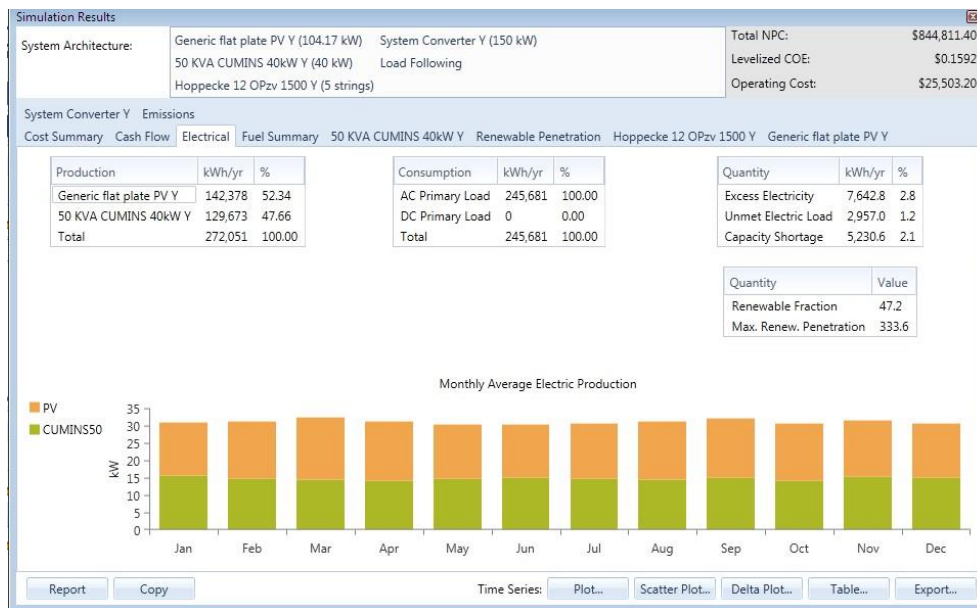
Optimization Cases: Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.													
Architecture								Cost				System	
	PV (kW)	CUMINS50 (kW)	H1500	Converter (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)			
	104	40.0	120	150	LF	\$0.159	\$844,811	\$25,503	\$293,993	47			
	134	60.0		150	LF	\$0.187	\$1.00M	\$36,003	\$224,782	27			
		60.0			LF	\$0.201	\$1.08M	\$49,306	\$14,610	0.0			
		60.0	48	150	LF	\$0.213	\$1.15M	\$48,576	\$96,126	0.0			

Fuente: HOMER

Bajo estas condiciones, HOMER calcula que esta hibridación genera un total de 272.051 kWh/año, de los cuales el 53,64 % son generados a partir de tecnología fotovoltaica, y el 47,66% por generación diésel, tal como se puede observar en la siguiente Figura 17.

7.12.5 Comportamiento del sistema D-FV

Figura 17. Resultados generación de energía eléctrica Bellavista-Pulbuza



Fuente: HOMER

7.13 Simulación Prototipo de hibridación D-FV-E

Tal como se estableció en la sección de construcción de cluster, este prototipo se simulará bajo las condiciones propias de la localidad de Capurganá las cuales se presentan a continuación:

Tabla 15. Variables cluster prototipo D-FV-E

Variable	Información
localidad	Capurganá
Municipio	Acandí
Dpto	Chocó
Diseño	D-E
Usuarios	892
consumo	131
Recurso solar KWh/m2/d	4,39
Recuso Eólico m/s	3,1
Diésel	Sí

Fuente: Elaboración Propia

En cuanto a los costos empleados para realizar la simulación se consideraron los siguientes valores.

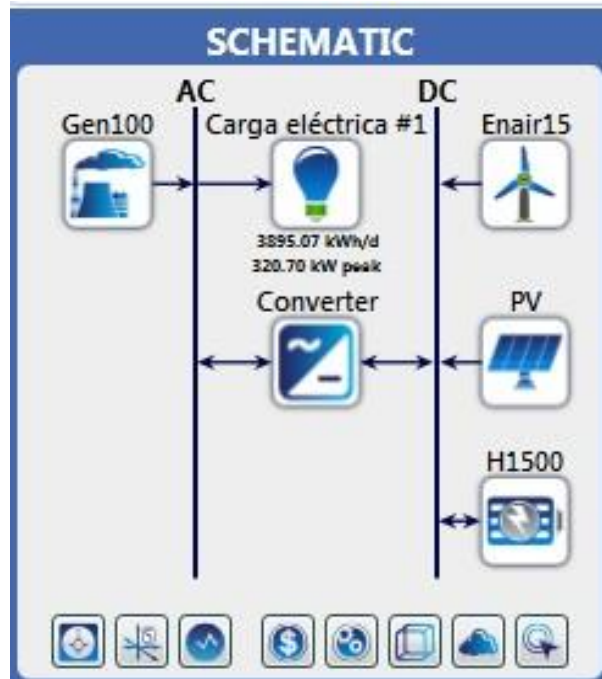
Tabla 16. Costos de simulación diseño D-FV-E

Componente	Capital USD	Reemplazo USD	AOM
Turbina	60.200	60.200	243 U\$/año
Generador 100 kW	21.600	21.600	0.73 U\$/año

Fuente: Datos tomados de (GeneratorSales, 2016)

En cuanto al diseño de hibridación de este prototipo, a continuación se presenta la configuración de tecnologías empleadas:

Figura 18. Diseño de simulación D-FV-E



Fuente: HOMER

Este diagrama producido por HOMER indica el sistema solar (PV) y sistema eólico (Enair 15) con el banco de baterías conectados al barraje DC (H1500), los cuales, a su vez, se conecta al barraje AC a través de un convertidor DC/AC. Este barraje AC estará también alimentado para el caso en consideración con un generador a diésel (lado izquierdo: “Gen 100”).

7.13.1 Perfil de Carga

El comportamiento característico del cluster conformado por la localidad de Capurganá, y con el cual se alimentó el ítem “ELECTRIC LOAD” de HOMER, se presenta a continuación:

Figura 19. Perfil de carga prototipo D-FV-



Fuente: HOMER

Así pues, tal como se puede observar en la Figura 19, para este caso en particular la demanda anual máxima que el sistema debe abastecer de 280 kW aproximadamente durante las 18 y 23 horas, (Ver “Yearly Profile”) siendo las siete de la noche donde se presenta el consumo pico (320,7 kW) tal como se puede observar en el diagrama “Daily Profile”. Finalmente, la mínima demanda se genera dentro de las 4 a 6 am reportando un valor de 70 kW.

Ahora bien, a partir de los datos anteriores, HOMER calcula una demanda diaria para los 892 usuarios que conforman este cluster en 3.895 kWh, y una potencia mínima requerida de 162.29 kW, tal como se puede observar en la anterior captura de pantalla.

7.13.2 Resultados simulación sistema D-FV-E

En la Figura 20 se presentan las posibles combinaciones formuladas por HOMER, siendo la primera la mejor opción técnico- económica para dicha localidad. Para estas condiciones se requiere un generador diésel con capacidad 300 kW, un sistema fotovoltaico de 300 kW y un convertidor de 300 kW.

Figura 20. Resultados de simulación sistema D-FV-E

Architecture										Cost				System	
PV (kW)	Enair15	Gen100 (kW)	H1500	Converter (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Hours	Pri			
300		300		300	LF	\$0.207	\$6.35M	\$269,865	\$525,300	16	8,757	1,1			
300		300	168	300	LF	\$0.208	\$6.37M	\$263,621	\$679,356	17	8,462	1,1			
300	1	300		300	LF	\$0.209	\$6.41M	\$269,464	\$585,500	16	8,757	1,1			
300	1	300	168	300	LF	\$0.209	\$6.42M	\$263,008	\$739,556	18	8,452	1,1			
		300			LF	\$0.220	\$6.75M	\$309,341	\$64,800	0.0	8,760	1,4			
		300	24	300	LF	\$0.224	\$6.87M	\$310,536	\$161,808	0.0	8,760	1,4			

Fuente: HOMER

7.13.3 Comportamiento del sistema D-FV-E

Bajo estas condiciones HOMER calcula que esta hibridación genera un total de 1.588.283 kWh/año, de los cuales el 21,48 % son generados a partir de tecnología fotovoltaica y el 75,52% por generación diésel, tal como se puede observar en la siguiente figura.

Figura 21. Resultados generación de energía eléctrica Capurganá



Fuente: HOMER

7.14 Simulación Prototipo de hibridación D-FV-H

Este diseño de hibridación se basa en el comportamiento eléctrico de las localidades de Currupi y Taparral, las cuales reportan la siguiente información:

Tabla 17. Variables cluster prototipo D-FV-H

Variable	Información
localidades	Taparral-Currupi
Municipio	Litoral de San Juan
Dpto	Chocó
Diseño	D-FV-H
Usuarios totales	600
Consumo Kwh/mes	131
Recuso solar KWh/m2/d	3.92 (Promedio)
Recuso hidráulico	Mini central 283
Diésel	Sí

Fuente: Elaboración Propia

Ahora bien, desarrollando una de las variables de entrada que necesita HOMER para realizar la respectiva simulación, a continuación se describen los costos empleados para este fin:

Tabla 18. Costos de simulación diseño D-FV-H

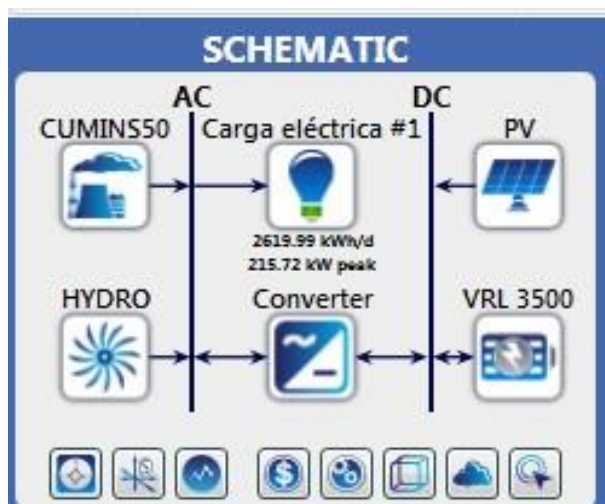
Componente	Capital USD	Red	Costo total de capital	Reemplazo USD	AOM
Hidráulica	421.960	1.005.148	1.427.108	1.427.108	29,588
Batería Hoppecke 3500	150.192	NA	2.086	2.086	30 U\$/año

*Costo calculado para 63 Km con base en Tabla 7

Fuente: Datos tomado de (CORPOEMA 2013) y (Hoppecke, 2016)

El diseño híbrido configurado en el software que responde a la combinación D-FV-H se presenta a continuación:

Figura 22: Diseño de simulación D-FV-H



Fuente: HOMER

Este diagrama producido por HOMER indica el sistema solar (PV) con un banco de baterías conectados al barraje DC (VRL 3500), el cual , a su vez, se conecta al barraje AC a través de un convetidor DC/AC.

Este barraje AC estará también alimentado para el caso en consideración con un generador a diésel “Gen 100” y un sistema hidráulico “HYDRO” lado izquierdo.

7.13 Resultados simulación sistema D-FV-H

En la Figura 23 presentan las posibles combinaciones formuladas por HOMER, siendo la primera la mejor opción técnico- económica para dicha localidad. Así pues, para estas condiciones se indica como la mejor opción económica un sistema fotovoltaico de 60 kW, un convertidor de 160 kW, una central hidráulica de 76,7 kW, un generador diésel de 40 kW y un banco de baterías de 76 kW.

Figura 23: Resultados de simulación sistema D-FV-H

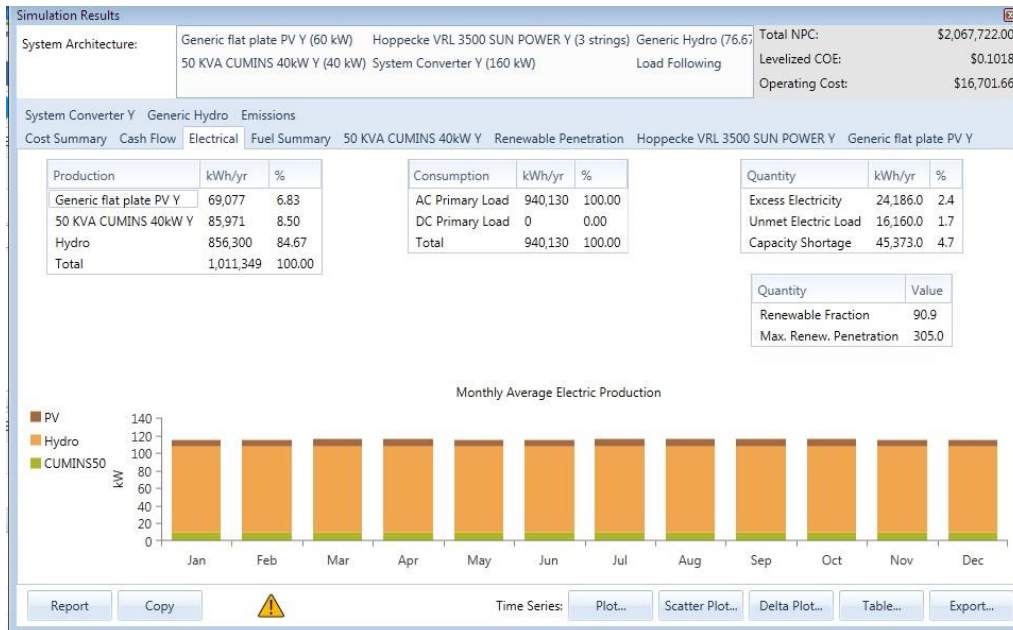
Architecture										Cost			System
	PV (kW)	CUMINSSO (kW)	VRL 3500	HYDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)		
⚠	60.0	40.0	72	76.7	160	LF	\$0.102	\$2.07M	\$16,702	\$1.71M	91		
⚠		60.0	96	76.7	160	LF	\$0.106	\$2.15M	\$21,571	\$1.68M	87		
⚠		80.0		76.7		LF	\$0.116	\$2.36M	\$42,050	\$1.45M	76		
⚠	120	80.0		76.7	160	LF	\$0.116	\$2.37M	\$33,545	\$1.64M	79		

Fuente: HOMER

7.14 Comportamiento del sistema D-FV-H

Bajo estas condiciones HOMER calcula que esta hibridación genera un total de 1.011.349 kWh/año, de los cuales el 6,83% son generados a partir de tecnología fotovoltaica, el 8,50% por generación diésel y el 84,67% a partir de generación hidroeléctrica, tal como se puede observar en la siguiente figura

Figura 24: Resultados generación de energía eléctrica Currupi y Taparral



Fuente: HOMER

Es importante señalar que todos los sistemas se simularon bajo la opción de “load following” la cual asegura así que el generador fósil produzca la energía necesaria para suplir el déficit y no recargue baterías.

8. Discusión de resultados

8.1. Horarios y duración de servicio eléctrico en ZNI; una propuesta acorde con las condiciones de desarrollo en consideración

La meta fundamental de este proyecto es mejorar la calidad de vida e impulsar el desarrollo socioeconómico de las localidades de las ZNI, a través del suministro de un servicio eléctrico de calidad, con el uso de recursos de energías renovables existentes en el sitio. Por tal razón se deben buscar las condiciones apropiadas a las características de estas regiones, condiciones que permitan establecer los medios más adecuados, con la mejor opción que la tecnología ofrece, en este caso valiéndose de sistemas híbridos.

Así pues, se resalta la condición de 24 horas de servicio como la alternativa que garantizaría un servicio de continuo para todas las actividades posibles. La abundancia del recurso energético en el sitio es el elemento predominante para determinar la inversión y el costo total de la electricidad producida. El servicio continuo se facilita aprovechando el recurso hídrico que exista en el sitio o en las cercanías, ya que por sus características técnicas y de operación, la hidroelectricidad es la forma de energía que se presta más a esta condición. Del lado opuesto, y como es usual, el servicio continuo con base en sistemas de generadores diésel resulta costoso, tanto por costos del combustible y su disponibilidad en áreas de difícil acceso, como por los costos de reposición y mantenimiento de estos equipos.

En el caso de recursos energéticos limitados de alguna forma, donde los costos de suministro de la electricidad suben, se busca garantizar la operación del sistema híbrido durante las 18 horas del día y parte de la noche, cuando se concentra la mayor actividad en los poblados. Se lograría así contar con un buen servicio, aunque con deficiencia para las instalaciones o sistemas que requieran de servicio continuo, como centros médicos, puestos de policía o militares, bomberos, etc., así como comercios o servicios hoteleros. En estos casos es usual que cada dueño compense la falta del servicio externo con generadores diésel individuales. Dicha limitación del servicio eléctrico a las 18 horas diarias es más probable donde el recurso hídrico para generación sea insuficiente, haciéndose más costoso el mantener el servicio por la necesidad de almacenamiento de las energías solar y eólica; al mismo tiempo, sería costosa la operación con sistemas diésel para suplir demandas menores en horas de poca actividad. Se ha considerado que, dependiendo de si se trata de un número importante de usuarios comprendidos en el cluster en estudio, puede ser atractiva para inversión y como negocio la prestación del servicio eléctrico.

Como indica la Tabla 4, en los dos últimos rangos, los sistemas limitados a operación de 12 horas o menos se consideran insuficientes para los propósitos de desarrollo de la región. Situación que se haría obligatoria en presencia de recursos energéticos locales disminuidos, principalmente donde se dependa de energías solar y eólica con muchas variantes. De los dos horarios señalados en la Tabla 4, el que presenta el suministro entre las horas de mayor demanda (de las 5 horas a las 11 y de las 15 a las 21 horas), busca prestar el mejor servicio dentro de su limitación, cubriendo los periodos de mayor actividad.

8.2. Comportamiento del potencial solar con viabilidad de aplicación

Dado que la precipitación es una variable meteorológica asociada a la formación de nubes, y que este fenómeno a su vez obstaculiza la cantidad de radiación solar debido a que las gotas de agua producen un fenómeno de reflexión (IDEAM, 2015), es importante mencionar que el rango de días de lluvia reportados en la zona occidental, departamentos de Cauca y Valle del Cauca, oscila entre 200 y 300 días, y presenta valores promedios anuales de precipitación entre 5.000 mm y 9.000 mm, y en algunos sectores hasta de 11.000 mm. Esto reduce la aplicación de soluciones que empleen energía solar.

Ahora bien, al comparar estas variables con los valores reportados en las localidades ubicadas en el departamento de Nariño y en los municipios de Acandí y Ungía, en donde se reportan entre 150 y 200 días de lluvia, precipitaciones anuales promedio de 3.000 mm, y un brillo solar entre 4 a 5 horas para dichos municipios, se puede establecer que la disponibilidad de radiación solar sobre la superficie en esta zona es mayor en comparación con los departamentos anteriormente nombrados. En consecuencia, estos últimos sitios son estratégicos para la implementación de combinaciones híbridas a partir de energía solar.

8.3. Comportamiento del potencial eólico con viabilidad de aplicación

Partiendo de la información descrita en el marco teórico, en donde se señala que la energía eólica puede ser transformada en energía eléctrica por medio de aerogeneradores, y que a su vez la producción energética de éstos está en función de una curva de potencia que trabaja a partir de la distribución de la velocidad del viento (ONUDI, 2013), y cuya mínima velocidad para la generación es de 3-4m/s ver Tabla 2 se puede establecer que:

Con base en la caracterización del recuso eólico identificado en el Pacífico colombiano, la cual asegura una altura mínima respecto a las condiciones físicas de la vegetación dominante, al emplear una corrección de altura de 20 m, y una rugosidad de terreno propia de las ZNI (Ver 6.1.1.5 Actividad 5: Determinación del potencial eólico”), se puede plantear que las localidades ubicadas en los cuatro departamentos, a excepción de las situadas en los municipios de Ungía y Acandí, en Chocó, presentan una limitante en la disponibilidad del recurso eólico para generación eléctrica, dado que no cumplen con la mínima velocidad requerida. En consecuencia, la viabilidad de aplicación de sistemas híbridos empleando tecnología eólica se restringe a las jurisdicciones del nororiente chocoano (Ver Figura 7)

8.4. Análisis del comportamiento del potencial hidroenergético con viabilidad de aplicación

Con el fin de seleccionar la central hidráulica con mayor viabilidad, fue necesario considerar aspectos tanto ambientales y técnicos como económicos; así, con el fin de seleccionar las centrales hidroeléctricas con mayor viabilidad, a continuación se describe cada uno de los parámetros analizados para dicho fin.

Con efectos de analizar la viabilidad ambiental de las centrales hidráulicas identificadas en el atlas hidroenergético, que a su vez están ubicadas dentro de la región objeto, es preciso señalar que en este estudio se excluyen aquellas centrales ubicadas dentro del sistema Parques Nacionales Naturales, esto en cumplimiento del Artículo 2.2.2.1.2.1, de la ley 1076 de 2015, en donde se categorizan dichas áreas dentro del Sistema Nacional de Áreas Protegidas, SINAP.

Estas son de importancia ecológica, y en consecuencia, cualquier “actividad industrial” así como “excavaciones de cualquier índole “que altere el ambiente natural está prohibida⁶. Así las cosas, resulta claro que la generación hidroeléctrica no puede realizarse en dichos sectores. Como consecuencia, dentro este análisis no se tendrá en cuenta estos sitios para localizar hidrocentrales aun existiendo posible potencial hidroenergético, tal como se puede observar en la sección de Determinación de viabilidad ambiental.

Ahora bien, hay que tener en cuenta que las obras y actividades para aquellos potenciales hidráulicos identificados con capacidad de 500 kW, entendiéndose sin restricción ambiental, técnica y económica, no requieren licenciamiento ambiental de autoridad ambiental, dado que solo le compete, por una parte a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), otorgar o negar dicha autorización para “la Construcción y operación de centrales generadoras de energía eléctrica con capacidad instalada igual o superior a cien (100) MW”⁷. Y por otra parte, las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) pueden suministrar o denegar la licencia solamente para “la construcción y operación de centrales generadoras de energía a partir del recurso hídrico con una capacidad menor a cien (100) MW; exceptuando las pequeñas hidroeléctricas destinadas a operar en Zonas No Interconectadas (ZNI) y cuya capacidad sea igual o menor a diez (10) MW”⁸. Ahora bien, teniendo en cuenta el alcance de esta normatividad es importante resaltar que dado que dentro de este estudio se identificaron hidrocentrales con potencial energético superior a 10 MW, se precisa que estos proyectos estén sometidos al régimen de licencia ambiental, y por lo tanto se debe solicitar dicho requisito

⁶ Artículo 2.2.2.1.15.1-Sección 15 -Ley 1076 de 2015

⁷ Artículo 2.2.2.3.2.2. Sección 2 Ley 1076 de 2015- Competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)

⁸ Artículo 2.2.2.3.2.3. Sección 2 Ley 1076 de 2015 Competencia de las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR)

En cuanto a la regulación del uso y aprovechamiento de agua, es importante señalar que este tipo de proyectos están sujetos por norma a solicitar permiso de concesión de aguas, toda vez que dicho recuso será empleado para generación hidroeléctrica⁹.

Como ya se mencionó, otro aspecto a considerar dentro de la viabilidad hidroeléctrica fue la restricción de estos proyectos ubicados sobre resguardos indígenas, debido a que las comunidades que habitan dichas áreas tienen derecho fundamental a ser consultados previamente sobre cualquier actividad que pueda llegar a implementarse sobre su territorio, esto con el fin de proteger su “integridad cultural, social y económica”¹⁰. En consecuencia, dado que no se tiene certeza de la ejecución de obras y actividades de generación hidráulica, dentro de este estudio no se incluyen centrales hidráulicas sobre dichas áreas Figura 8. Ahora bien, es importante señalar que en el caso que se requiera se deberá “informar a las comunidades el alcance del proyecto, con énfasis en los impactos y las medidas de manejo propuestas y valorar e incorporar en el estudio de impacto ambiental, cuando se consideren pertinentes, los aportes recibidos durante este proceso”¹¹.

8.5 Análisis de selección de cluster

Enfrentar el problema de electrificación en las ZNI con una aproximación de sistemas energéticos alimentando un cluster de potenciales usuarios, esto es, una agrupación de individuos con semejanzas comunes, tiene ventajas en varios aspectos económicos y de manejo. Dado que se consideran sistemas pequeños, de todos modos estarán favorecidos por el hecho de que los sistemas de energías renovables comúnmente son también de tamaño reducido.

⁹ Artículo 2.2.3.2.7.1. Disposiciones comunes-Sección 7- Ley 1076 de 2015

¹⁰ Artículo 76. Ley 121 de 1991 y Artículo 2.2.2.1.5.5. Sección 5 Ley 1076 de 2015

¹¹ Artículo 2.2.2.3.3.3. Participación de las comunidades. Sección 3- Participación de las comunidades-Ley Ley 1076 de 2015

Sin embargo, dicho aspecto hace que su manejo económico requiera de tratamiento especial, generalmente acudiendo a subsidios para poder subsistir, como ha sido la política hasta el presente para las ZNI. Además, se crea la necesidad de operación bajo diferentes esquemas económicos funcionales, ensayados, algunos exitosos, otros no, como ha ocurrido en países principalmente asiáticos, que han emprendido grandes programas de electrificación rural (Bhattacharyya, 2013).

La operación del sistema de electrificación para un conjunto de poblados cercanos, según la disponibilidad del recurso, puede hacerse mejor y más económica agrupando consumidores y actividades semejantes con demanda de electricidad, en lo que aquí se ha denominado cluster. Además del aumento de eficiencia energética que usualmente presentan los sistemas electromecánicos más grandes que componen la planta generadora, se reducen los costos unitarios de capital, tanto en la adquisición de equipos como en la construcción de las instalaciones conexas, sobre todo si se tiene en cuenta lo remoto del lugar con dificultades de acceso y de adquisición de materiales. Al tiempo, se facilita la operación y mantenimiento y, lo más importante, se aumentan las perspectivas de negocio para su explotación, y por tanto, aumentan las posibilidades de conseguir inversión privada o, al menos, la operación a través de cooperativas o asociaciones comunitarias.

Lo anterior, además, ha sido una de las razones para haber considerado para este trabajo poblaciones solo con 150 o más consumidores (Tipos 3 y 4 en la clasificación del Ministerio de Minas y Energía). También se han escogido para el desarrollo de la electrificación los recursos hidroenergéticos de potencial de 500 kW (siendo uno de los valores de los potenciales considerados en el Atlas Hidroenergético), con posibilidades de atender hasta 600 usuarios (que pueden representar hasta 2400 a 3000 pobladores, según sea la cifra que se tome de habitantes por residencia o usuario) si solo se usa el recurso hidráulico.

Este número puede aumentar, según sea el caso específico, al ser complementado con los otros recursos existentes para alimentar el sistema híbrido solar-eólico-diésel. Similar método de cluster podría aplicarse a sistemas de generación mayores con PCHs de potencias del orden de los megavatios (aquí no considerados), en el caso de poblaciones grandes, principalmente cabeceras municipales.

Según lo anteriormente expuesto, y como se detalla en Resultados, cuando el cluster en consideración, definido para una de las posibles centrales de 500 kW, incluye una población de más de 600 usuarios, se considera un servicio con la planta hidroeléctrica a esta potencia nominal (máxima), acompañada con generación mediante los otros recursos energéticos disponibles, incluido el diésel.

8.6 Simulación

Dado que HOMER plantea dos opciones con posibilidad de selección de un sistema de hibridación con mayor viabilidad, las cuales están planteadas desde el punto de vista del costo de energía útil producida por este sistema (COE), y desde el análisis del valor presente durante un periodo de tiempo (NPC), se convierten variables decisivas a la hora de elegir el sistema híbrido. Así pues, y teniendo en cuenta esta descripción, a continuación se presenta un análisis desde estos dos enfoques para cada uno de los prototipos de simulación.

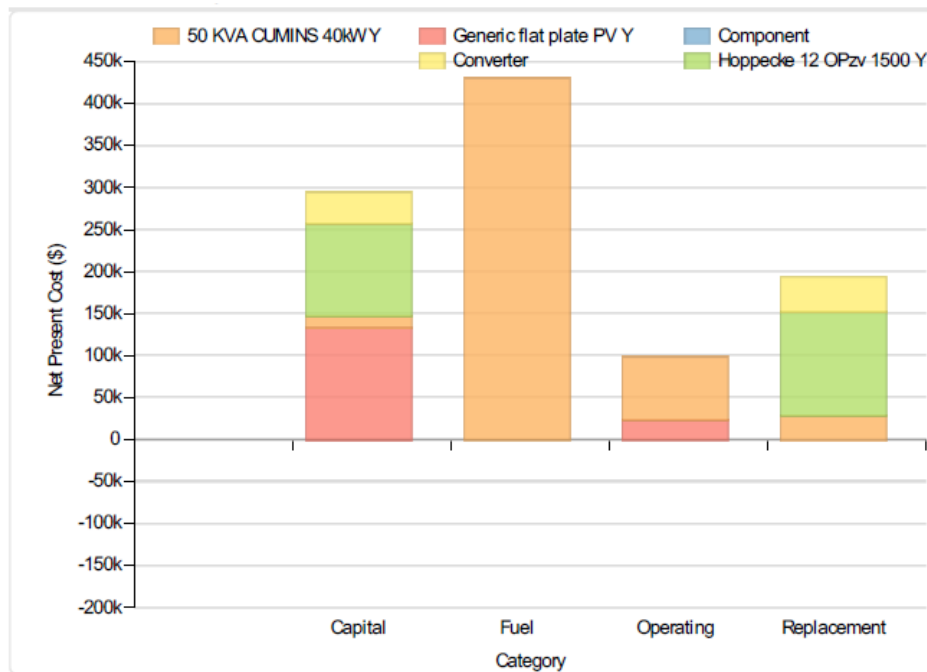
8.6.1 Prototipo de hibridación D-FV

Con base en lo señalado en el párrafo anterior, al analizar paralelamente el COE y NPC, se puede observar en la Figura 16: Resultados simulación Bellavista-Pulbuza), que la opción con mayor viabilidad técnico-económica para esta localidad es la configuración de un generador diésel de 40 kW, un sistema fotovoltaico de 104 kW, un banco de baterías de 120 kW más un convertidor de 150 kW. Dado que esta opción combina las dos posibilidades con menor costo de energía útil producida por este sistema, USD 0,159/kWh, y el menor valor presente reportado, USD 844.811; esto en comparación con las demás propuestas formuladas por HOMER. Este costo de la energía es comparable con los costos regulares del sistema dado que al confrontar el Costo Unitario –CU reportado en \$1.156,59 kWh (SUI, 2016) por la empresa prestadora del servicio para esta zona (Asociación de Energía de las Zonas Rurales Del Municipio del Charco) con el COE calculado por HOMER (\$ 477 kWh). Se establece que, este sistema de hibridación reduce en un 41% el costo de la energía eléctrica.

Al analizar en detalle el comportamiento del valor presente neto que tiene esta configuración, se puede interpretar que si bien el mayor costo de capital lo reporta el parque fotovoltaico (USD133.854), sus costos de operación son los más bajos del sistema (USD 224.498). Ahora bien, es importante señalar que el segundo costo de capital más significativo del híbrido lo reporta la batería (Hoppecke 12 Opzv1500), dado que representa el 37% del costo total de capital del sistema. Este indica la necesidad de reconsiderar la necesidad de almacenamiento de electricidad por la cantidad alta de baterías.

Otro aspecto importante a resaltar es el alto precio del combustible fósil necesario para operar esta combinación, dado que en comparación con los demás valores éste representa el 51% del costo total neto de todo el sistema, lo cual permite plantear que el uso de fósil incrementa notablemente el costo del sistema de hibridación ya así reducir el costo total de operación y mantenimiento; cifra que se eleva además por la necesidad de una reposición pronta del equipo diésel.

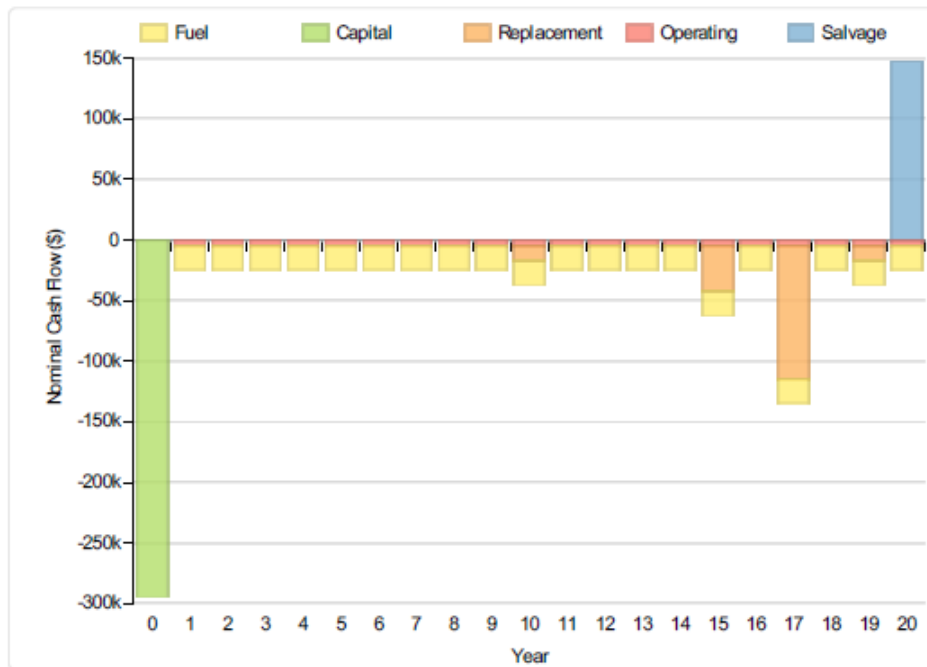
Figura 25. Comportamiento del valor presente neto del prototipo D-FV



Fuente: HOMER

Se observa que, como es de esperarse, la mayor inversión del costo de capital se realiza en el primer año. Sin embargo, es de resaltar la anualización del costo del energético, pues, como se puede observar, la inversión que se debe realizar durante todo el proyecto es constante, siendo esto un punto importante a considerar al ejecutarlo.

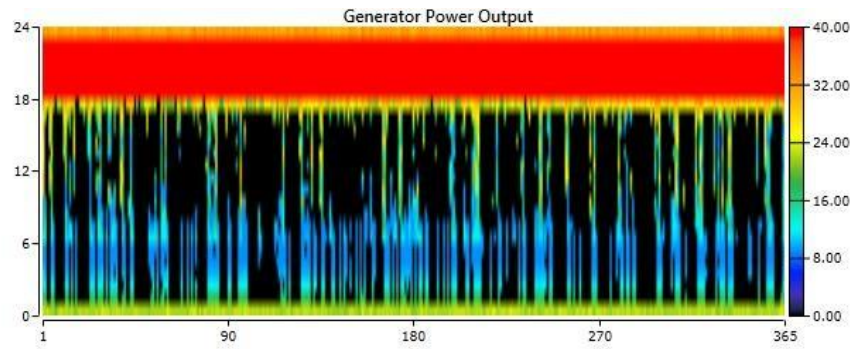
Figura 26. Comportamiento del flujo de caja del prototipo D-FV



Fuente: HOMER

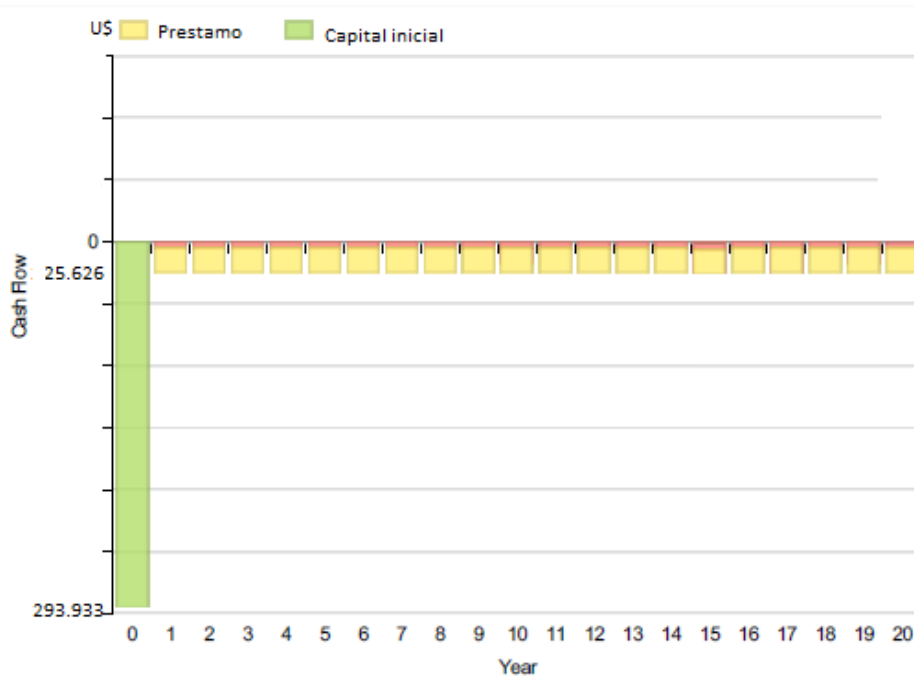
En otro contexto, es importante destacar que el generador diésel para este sistema está en funcionamiento solo 6 horas al día, exactamente entre las 18 y 24 horas, a una potencia máxima de 40 kW tal como se puede observar en la Figura 27 (franja roja) Así pues, con estas condiciones se reduce el consumo de combustible fósil debido a que éste no opera las 24 horas del día, y adicionalmente, se está aprovechando toda la capacidad del equipo. Además, la relación entre la energía producida a partir de energía renovable versus la energía total producida por el sistema es un indicativo de la reducción del consumo de este energético (47%)

Figura 27. Comportamiento del generador diésel prototipo D-FV



Fuente: HOMER

Figura 28. Comportamiento esquema financiero con préstamo D-FV



Fuente: HOMER

Ahora bien, el esquema de financiamiento que puede llegar a tener la inversión de capital inicial de este prototipo, a una tasa de interés del 6% en concordancia con HOMER y la tasa de crédito de libre inversión a nivel internacional, proyectada a 20 años, da como resultado pagos anuales de U\$25.626. En consecuencia el costo del préstamo para este proyecto es de \$218.595. (Ver Figura 28). No obstante, el inversionista debe tener en cuenta que con la creación de la ley 1715 esta clase de diseños están exentos de IVA y arancel lo cual modificaría la estructura financiera del mismo. (UPME OF, 2013).

8.6.2 Prototipo de hibridación D-FV-E

Para este caso en particular del cluster en la localidad de Capurgana con los resultados mostrados en la Figura 20 , se observa que a pesar de que el diseño está planteado para operar con un sistema eólico, la mejor opción partiendo desde el punto de vista del costo de energía es la configuración a partir de generación diésel (USD 0,22 /Kwh). Sin embargo, al analizar el NPC, la viabilidad técnico-económica la reporta una configuración de un generador diésel con capacidad de 300 kW, un sistema fotovoltaico de 300 kW y un convertidor de 300 kW (Ver Figura 20).

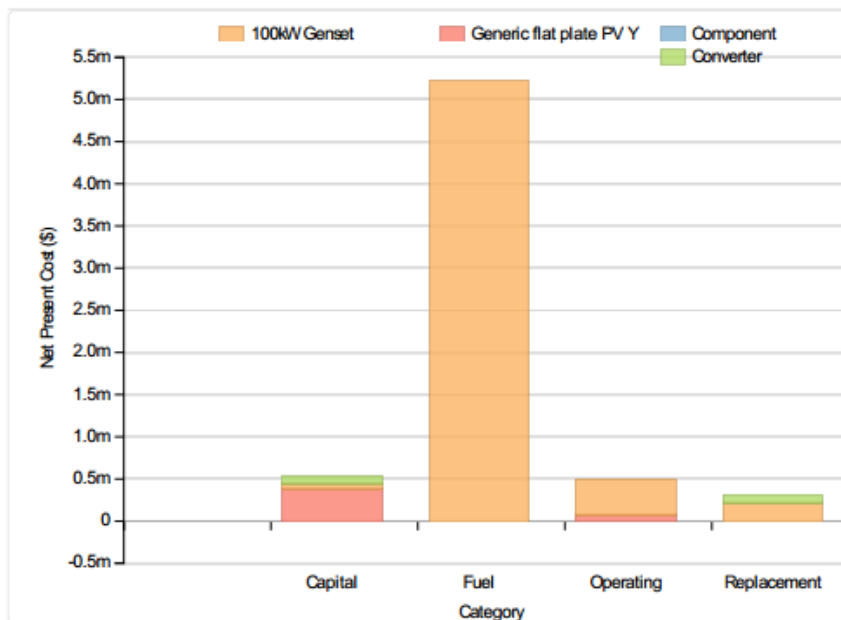
Allí es importante señalar que en esta segunda opción tampoco se contempla la posibilidad de emplear aerogenerador, lo cual permite plantear que en este sitio, a pesar de haberse identificado potencial eólico, las condiciones de velocidad de viento con corrección 20m de altura restringen la aplicación de tecnología para estos sistemas. En consecuencia, la generación eléctrica a partir de energía solar se convierte en un componente importante a la hora de aplicar soluciones de energización con sistemas híbridos en esta zona.

Ahora bien, al comparar el CU (\$ 1143,77 kWh) reportado empresa prestadora del servicio Junta Administradora de Servicios Públicos de Capurgana (SUI, 2016) , con el COE calculado por HOMER (\$ 621 kWh). Se establece que, este sistema de hibridación reduce en un 54% el costo de la energía eléctrica, en consecuencia se presentarían precios competitivos a la red.

Por otra parte, al analizar el comportamiento del valor presente neto (NPC) de la opción con mayor viabilidad, se puede plantear que al igual que en el prototipo anterior, el alto costo del combustible fósil es significativo en comparación con los costos de capital, AOM, y de remplazo, representando para este caso el 82% del costo neto de todo el sistema.

Adicionalmente, este energético también posee el mayor costo de operación con respecto a las demás variables. En cuanto a costos de capital se refiere, el panel fotovoltaico genera más inversión pero la menor con respecto a costos de operación.

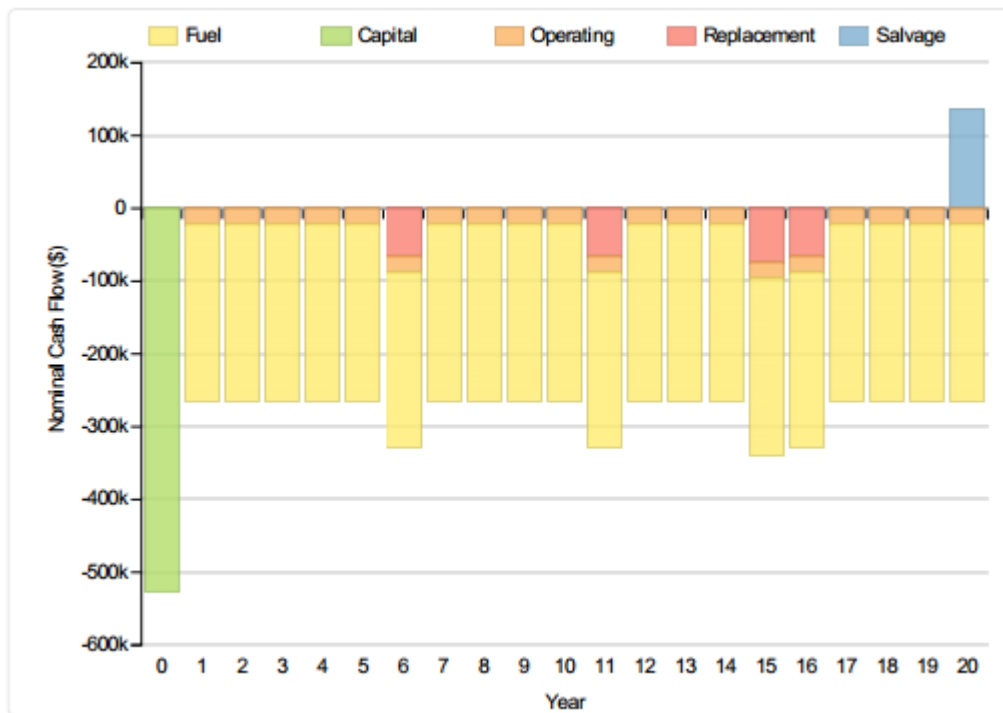
Figura 29. Comportamiento del valor presente neto del prototipo D-FV-E



Fuente: HOMER

Es importante mencionar que la inversión anualizada del equipo de generación diésel es de aproximadamente USD 272.795 durante los 20 años de ejecución del proyecto, y además se debe agregar el costo del replazo de los equipos, los cuales se requieren realizar durante los años 6, 11, 15 y 16.

Figura 30. Comportamiento del flujo de caja del prototipo D-FV-E



Fuente: HOMER

Por otra parte, si bien el comportamiento de la potencia del generador diésel durante las 0 horas a las 18 horas es de 75 kW aproximadamente (Ver franja azul Figura 31); la carga máxima estimada (300 kW) se presenta hacia las 19 horas manteniéndose así hasta las 24 horas, sin embargo dentro de este lapso de tiempo también se presentan oscilaciones de potencia de 240 kW de tal como lo describe la banda amarilla de la figura 31. En consecuencia, la reducción de diésel es inminente y por lo tanto la reducción de gases contaminantes.

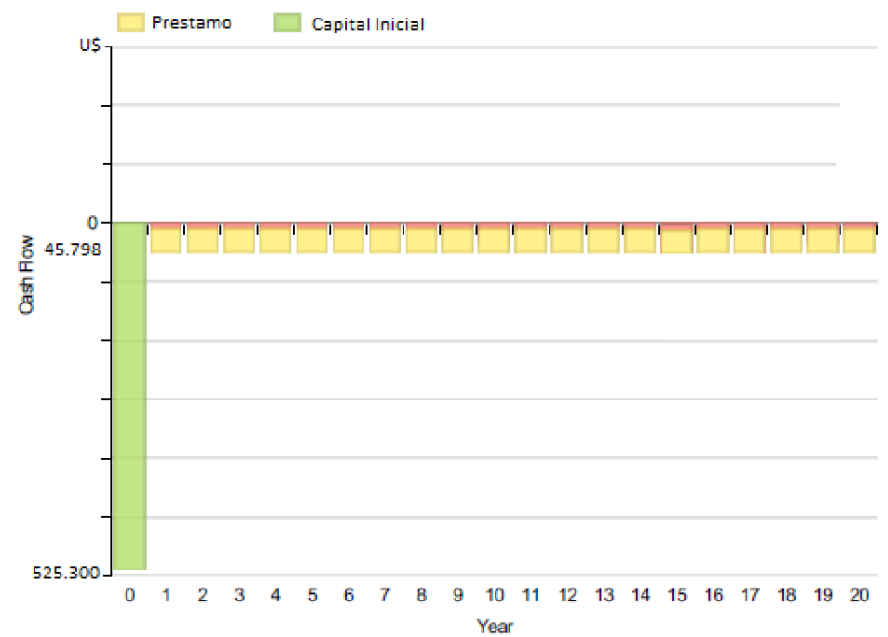
Figura 31. Comportamiento del generador diésel prototipo D-FV-E



Fuente: HOMER

El esquema de financiamiento que puede llegar a tener la inversión de capital inicial de este prototipo, a una tasa de interés del 6% en concordancia con HOMER y la tasa de crédito de libre inversión a nivel internacional, proyectada a 20 años, da como resultado pagos anuales de U\$45.798. En consecuencia el costo del préstamo para este proyecto es de U\$390.661 (Ver Figura 32). No obstante, al igual que en el diseño D-FV el inversionista debe tener en cuenta que con la creación de la ley 1715 esta clase de diseños están exentos de IVA y arancel lo cual modificaría la estructura financiera del mismo; además también puede costear su inversión a través del Fondo Nacional de Regalías FNR y solicitar hasta el 100% de proyecto (UPME OF, 2013)

Figura 32. *Comportamiento esquema financiero con préstamo D-FV-E*

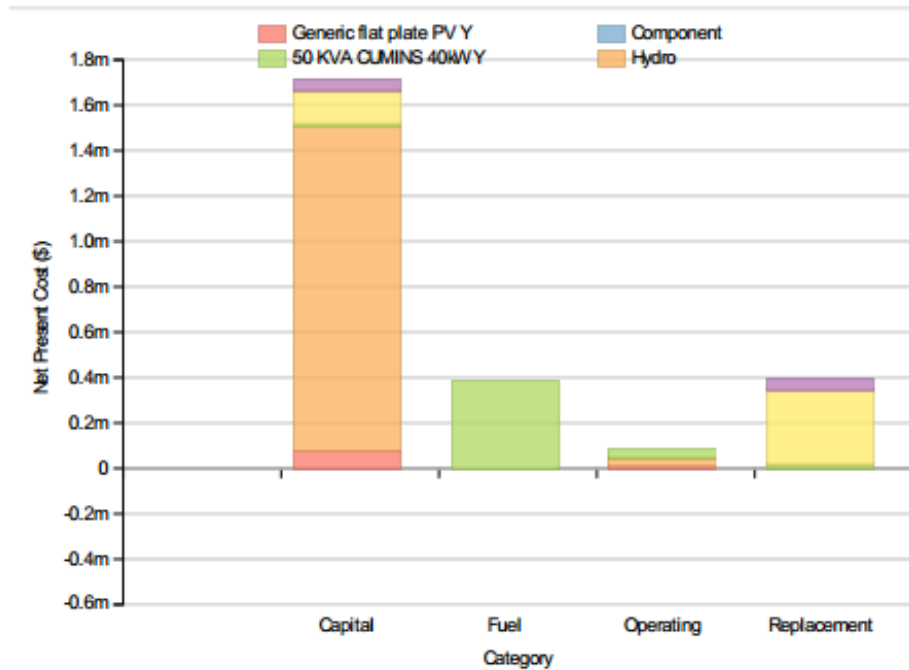


Fuente: Elaboración propia

8.6.3 Prototipo de hibridación D-FV-H

Al igual que el prototipo D-FV, la combinación con mayor viabilidad desde el punto de vista del comportamiento es de COE y NPC. Para este caso en particular la primera configuración tiene el menor valor del costo de energía y el menor valor presente de todas las opciones que calcula el software, así que el sistema que representa estas características requiere un panel fotovoltaico de 60 kW, un convertidor de 160 kW, una central hidráulica de 76.7 kW, un generador diésel de 40 kW y un banco de baterías de 76 kW. Este costo de la energía es comparable con los costos regulares del sistema dado que al confrontar el Costo Unitario –CU promedio reportado para las dos localidades (\$1.136,33 kWh) (SUI, 2016) con el COE calculado por HOMER (\$ 306 kWh). Se establece que este sistema de hibridación reduce en un 27 % el costo de la energía eléctrica.

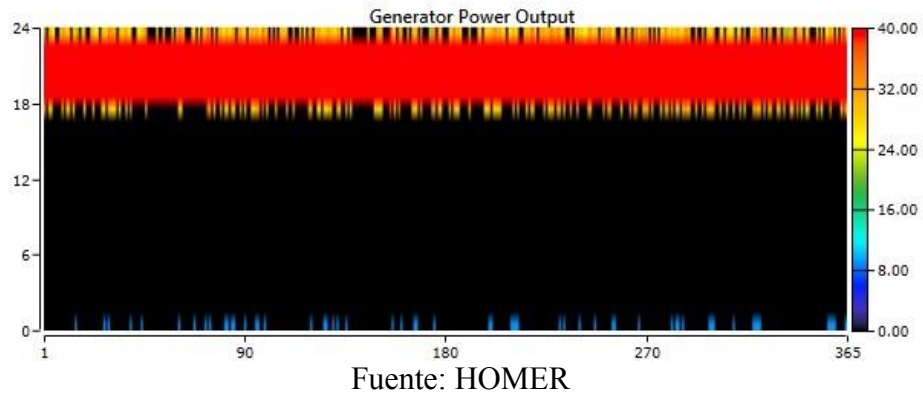
Figura 33. Comportamiento del valor presente neto del prototipo D-FV-H



Fuente: HOMER

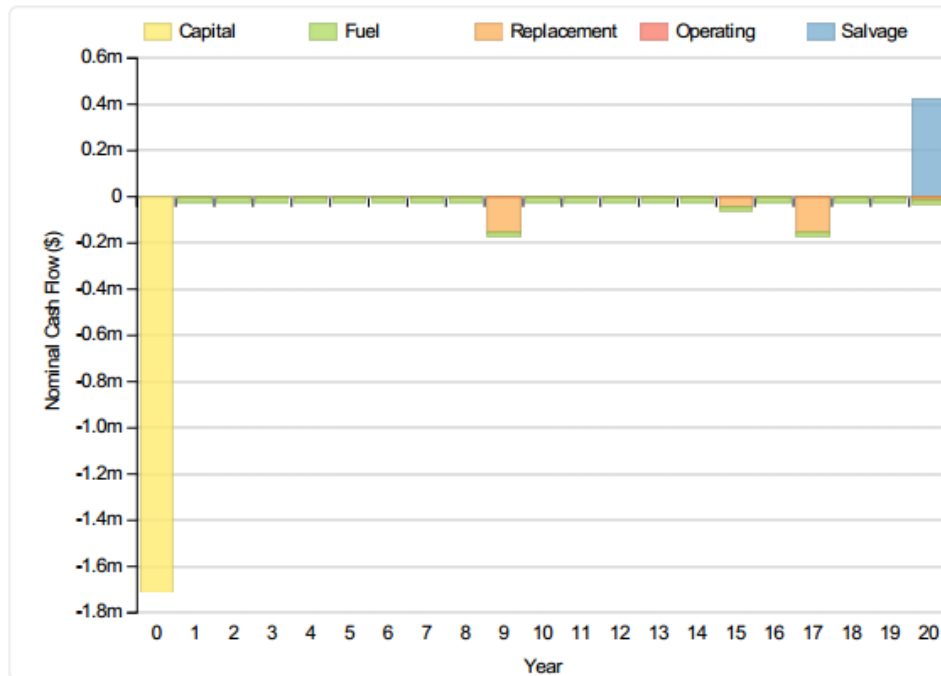
Como se puede observar en la Figura 33 el costo de capital mayor de todo el sistema está representado por la central hidráulica, siendo este el 69% del costo total neto, y el parque fotovoltaico solo el 4%. Es importante señalar que para este caso el costo del diésel solo representa el 18% del costo total del sistema, debido a que con esta combinación se asegura notoriamente la reducción de generación eléctrica a partir de combustible diésel, Tal como se puede observar Figura 34 en donde la franja negra de este diagrama demuestra que este equipo permanece inactivo aproximadamente 17 horas; siendo esto un factor primordial para la generación de un factor renovable del 91%.

Figura 34. Comportamiento del generador diésel prototipo D-FV-H



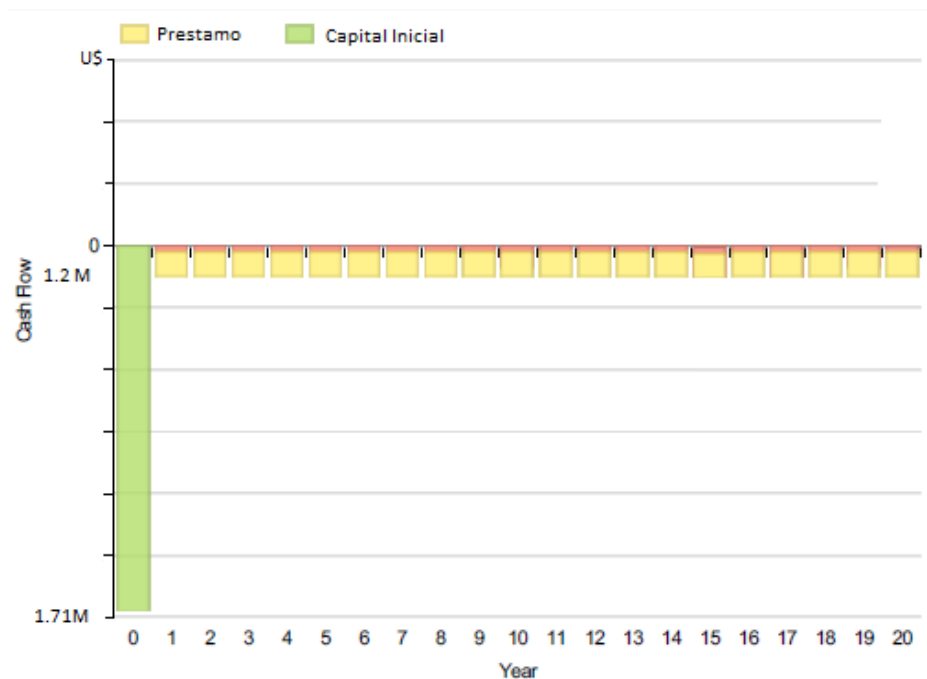
En cuanto a los costos a largo plazo, como se puede observar en la Figura 35, si bien la inversión inicial es alta, los costos del diésel, remplazo y operación a través del tiempo (20 años) no superan los USD 382.200.

Figura 35. Comportamiento del valor presente neto del prototipo D-FV-H



El esquema de financiamiento que puede llegar a tener la inversión de capital inicial de este prototipo, a una tasa de interés del 6% en concordancia con HOMER y la tasa de crédito de libre inversión a nivel internacional, proyectada a 20 años, da como resultado pagos anuales de U\$149.086. En consecuencia el costo del préstamo para este proyecto es de U\$1.271.712 (Ver Figura 36). Sin embargo, es importante mencionar que el inversionista puede obtener apoyo financiero a través de los diferentes fondos creados por la normatividad colombiana como el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI) y el Fondo Nacional de Regalías (FNR) los cuales al ser aplicados a ofrecen variaciones sobre esquema de financiamiento dado que éstos costean el 100% del monto solicitado. Además también puede costear su inversión a través del Fondo Nacional de Regalías FNR y solicitar hasta el 100% de proyecto. UPME OF (2013).

Figura 36. Comportamiento esquema financiero con préstamo D-FV-H



Fuente: Elaboración propia

8.7 Validación de Resultados

En esta sección se realiza una descripción comparativa entre estudios nacionales de hibridación aplicados en el pacífico colombiano y los resultados obtenidos en el presente estudio. Es importante aclarar que se han relacionado estudios con características similares pero no iguales a la estructura plantada en este estudio.

En este contexto y para este caso en particular se confronta las deducciones de disponibilidad de recurso solar y eólico (“velocidad media del viento a 20m de altura”) presentadas en el estudio “*Energización De Las Zonas No Interconectadas A Partir De Las Energías Renovables Solar Y Eólica*” (Esteve, 2010) frente a los datos obtenidos en este trabajo. Así pues tal como se puede evidenciar en ambos estudios la viabilidad de soluciones energéticas asociados al recurso solar en las ZNI del pacífico colombiano es favorable. Así mismo, en ambos casos se llega a la conclusión que el recurso eólico en dicha zona no es favorable a excepción de los municipios de Acandí y Ungía ubicados en el departamento del Chocó. También en el estudio de Esteve (2010), se indica la conveniencia de considerar sistemas híbridos para los sitios donde se complementarían los recursos solar y eólico, algunos casos con diésel; lo cual se corresponde con los estudios de hibridación aquí realizados; sin poder establecer comparaciones de costos por no haber realizado Esteve estudio de los sistemas híbridos mencionados.

Otro estudio comparable con la metodología propuesta es el denominado “*Elementos De Política, Riesgos Ante El Cambio Climático, Complementariedad Entre Las FNCE y El SIN, Y Costos Indicativos De Las FNCE*” realizado por CORPOEMA (2010). En dicho estudio se consideran simulaciones híbridas con diseño solar-diésel aplicado a la región de Chocó. Allí se determina, en uno de sus resultados, que este tipo de configuración híbrida aumenta la vida útil del generador y reduce el consumo de fósil dada la disminución operacional del equipo, lo cual es consecuente con los análisis de resultados de esta simulación propuesta. (CORPOEMA, 2010).

De la misma manera, este estudio también es comparable con el resultado obtenido en el trabajo denominado “*Potencial de Generación Eléctrica con Sistemas Híbridos Fotovoltaicos-Eólico en ZNI De Colombia*” (Pulgarín, 2014), donde establece que los sistemas híbridos bajo una estructura técnica-económica adecuada podrían llegar a ser una alternativa energética real para las ZNI del pacífico. Análisis compatible con las observaciones expuestas en esta metodología.

Ahora bien, una de las reflexiones establecidos en el documento “*Integración De Las Energías Renovables No Convencionales en Colombia*” (UPME, BID 2015), es que la estructuración de la Ley 1715 de 2014 es un avance importante como incentivo para el desarrollo de fuentes de energía renovable como alternativa energética en Colombia, siendo la adopción de incentivos tributarios una ventaja significativa para el desarrollo de este tipo proyectos en el país, argumento similar al estimado en los análisis realizados en este trabajo.

9 Conclusiones

Los resultados logrados indican el cumplimiento satisfactorio de los objetivos propuestos, con aplicación de una metodología que, si bien no es novedosa como tal, es la primera vez que se sepa está siendo aplicada a la problemática de la electrificación de las ZNI del País. Esto en referencia a la aplicación de *clusters* adaptados a las condiciones particulares del caso y su aplicación a sistemas híbridos de energización con energías renovables no convencionales, adicionalmente, considerando el uso extenso que se da a plantas diésel en este contexto en las ZNI; a la vez, haciendo optimización en costos de los sistema híbridos en varias combinaciones de dichas energías, facilitado con el uso del *software* HOMER.

Una revisión de costos obtenidos con la metodología aquí presentada, permitió mostrar su bondad al ser comparables con valores conocidos reportados particularmente por operadores de sistemas eléctricos de la región del Pacífico. Como se especificó en los análisis de resultados de los varios prototipos de *cluster*, estos indicaron valores generalmente más bajos al hacer la simulación híbrida. Esto puede interpretarse de varias formas: primero, los costos de las tecnologías de energías renovables han bajado sustancialmente en los últimos años; segundo, en este trabajo no se incluyeron costos de financiación, principalmente por tratarse de sistemas relativamente pequeños; tercero, la agrupación de usuarios en *clusters* permite atender un número más alto de usuarios, lo cual debe beneficiarse por la economía de escala, lo cual ha sido la idea principal del método de clusters y, cuarto, en general, en los varios prototipos se dio consideración especial a los sistemas diésel, buscando un uso más racional del combustible, más importante al exigirse en el modelo un número mucho mayor de horas al día de servicio eléctrico, esto, además, permitiendo racionalizar el tamaño de sistemas de almacenamiento de energía.

Del lado opuesto, la devaluación importante sufrida recientemente por el peso colombiano, debe reflejarse en aumento de las cifras cuando se dan en pesos; sin embargo, esto se obvia en parte cuando en muchos de los estudios se dan cifras en dólares, pudiendo así hacer comparaciones más acertadas.

A manera de ejemplo, observando precios de la energía renovable indicados en el documento ya referido en la sección anterior de validación: *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia (UPME-BID, 2015)*, señala costos nivelados de la energía solar en el País de alrededor de 300 USD/MWh (equivalente a USD 0,300/kWh), valor en el mismo orden de magnitud de los costos encontrados en los análisis de los prototipos aquí desarrollados, con cifras entre 0,159 y 0,315 USD/kWh; con diferencias explicables por la aplicación de metodologías diferentes, además de rápidos cambios en los precios que están experimentando los sistemas de energías renovables no convencionales.

A pesar de que los estudios realizados en este proyecto estuvieron limitados a unos pocos casos, esto es, a tres prototipos y con un solo valor del potencial hidroeléctrico (500 kW), donde existiese en cercanías a las localidades en estudio, se logró de esta manera mostrar la bondad de la metodología empleada. Además, presenta la facilidad de su posible extensión a todas las regiones de las ZNI que necesiten electrificación, siguiendo el mismo proceso basado en clusters adaptado a las variadas condiciones que puedan presentarse en cada región en estudio. La extensión de cada cluster, con un radio de acción con un alcance definido según cierto costo de las líneas de transmisión partiendo de la supuesta central hidroeléctrica, puede ser ajustada fácilmente para otros estudios con un criterio distinto del costo de las líneas eléctricas.

Se anota además que este proyecto posiblemente sea uno de los primeros en el País en aplicar en beneficio del uso de las energías renovables no convencionales la muy reciente y valiosa información del Atlas del Potencial Hidroenergético de Colombia 2015.

Otro valor agregado como consecuencia de este proyecto es poder mostrar cómo atender una situación importante desde el punto de vista ambiental, esto es, cómo sería posible reducir la actual fuerte dependencia del diésel en estas regiones con el empleo adecuado de energías renovables, buscando subsanar la situación inconveniente en las ZNI de suministros eléctricos limitados e insuficientes, debido principalmente a las dificultades en el suministro del combustible, además de su alta volatilidad de precios, agregando el problema de la contaminación producida por sus emisiones. Esta situación ha coadyuvado en la falta de desarrollo socioeconómico de dichas regiones extensas del País, dificultando la aplicación de los planes nacionales de reducción de la pobreza; por lo que este proyecto, en búsqueda de soluciones, muestra su aporte a metas de proyección social.

Otro valor agregado de este proyecto es haber mostrado cómo atender una situación importante desde el punto de vista ambiental, esto es, cómo sería posible reducir la actual fuerte dependencia del diésel en estas regiones con el empleo adecuado de energías renovables, buscando subsanar la situación inconveniente en las ZNI de suministros eléctricos limitados e insuficientes, debido principalmente a las dificultades en el suministro del combustible, además de su alta volatilidad de precios, agregando el problema de la contaminación producida por sus emisiones. Esta situación ha coadyuvado en la falta de desarrollo socioeconómico de dichas regiones extensas del País, dificultando la aplicación de los planes nacionales de reducción de la pobreza; por lo que este proyecto, en búsqueda de soluciones a dicha situación, muestra su aporte a metas de proyección social.

A continuación se resaltan detalles importantes de varios de los resultados logrados resultantes de lo logrado en este proyecto.

Las localidades Tipo 1 y Tipo 2 ubicadas en las ZNI del Pacífico Colombiano poseen buen potencial solar, dado que al reportar un rango de radiación entre 3,9 kWh/m² y 4,1 kWh/m² día se hace viable la implementación de sistemas híbridos, convirtiéndose así en una solución energética de reducido impacto ambiental para estas zonas aisladas del País.

En contraposición, después de realizar la corrección de velocidad de viento a 20m de altura (partiendo de los datos utilizados para 50 m) se determina que solo poseen potencial eólico siete de las localidades ubicadas en los municipios de Acandí y Ungía (costa caribeña del Chocó), dado que presentan velocidades iguales o superiores a 3m/s. En consecuencia, la implementación de sistemas de energización híbrida empleando este tipo de recurso es factible solo para estas localidades, sin embargo, se requiere emplear aerogeneradores que operen a bajas velocidades o con mayor altura para aprovechar mejores vientos.

Considerando que actualmente en el Pacífico colombiano se identificaron 64 proyectos con posible aplicación de mini centrales para generación hidroeléctrica, y que 14 de ellos se encuentran ubicados sobre ZNI, se establece que en esta área geográfica presenta un potencial hidroenergético significativo que debe ser aprovechado. Sin embargo, hay que tener en cuenta que existen restricciones ambientales y sociales amparadas por la legislación colombiana que limitan la ejecución de proyectos de esta índole. La tecnología de centrales a filo de agua, como la considerada en este proyecto, presenta bajo impacto ambiental.

De otro lado es importante aclarar que aun existiendo buen potencial hidroenergético, por sí solo no garantiza su posible aprovechamiento, pues las condiciones topográficas y otras restricciones, pueden llegar a impedir su utilización. Así mismo, las PCH en general presentan altos costos unitarios y eficiencias no muy altas, lo cual encarece y dificulta la explotación de recursos de este tipo.

Si bien la generación hidroeléctrica a partir de mini-centrales no requiere licenciamiento ambiental, se debe tener en cuenta que a su ejecución estos proyectos están sujetos por normas, a solicitar permiso de concesión de aguas, además los requerimientos que solicite la autoridad ambiental.

En la configuración de los sistemas híbridos prototipo se destaca que el precio del diésel impacta notablemente el costo de generación eléctrica. En consecuencia, la introducción de tecnologías que operen a partir de energías renovables alivia a largo plazo el costo del suministro eléctrico, aumentando así las posibilidades de desarrollo socioeconómico de la región, a la vez que se reducen las emisiones contaminantes, pues la carga operacional del sistema no recae totalmente sobre el combustible fósil, lo que hace de esta una alternativa ambientalmente sostenible.

El uso de software especializado para simulación de sistemas híbridos como el aquí utilizado, HOMER se convierte en una herramienta que facilita el análisis del comportamiento de un sistema de energización con adaptación fácil a las condiciones de cada caso en estudio.

Este trabajo ha mostrado una vez más que el territorio colombiano es susceptible a la implementación de sistemas híbridos a partir de energías renovables, pues las ZNI cumplen con las condiciones mínimas pero suficientes, dado su bajo consumo, pero cuentan recurso solar, hidráulico, y en algunos casos eólico, de acuerdo a los datos arrojados por este trabajo. Sin embargo, hay que contar con niveles de inversión importantes, lo que dificulta la situación para las regiones deprimidas, exigiendo ayudas pero ayudadas con la continuidad de ciertos subsidios existentes.

Por lo tanto, es importante tener en cuenta que al proponer esquemas de hibridación como una alternativa de solución energética para ZNI, se requiere analizar desde el punto de vista económico el costo de la tecnología que se requiera operar, dado que, si bien se comienza a implementar la Ley 1715, que promueve exenciones tributarias para este fin, hay que considerar que Colombia no es un país productor de gran parte de los equipos de generación con energías renovables, por lo tanto, el proyecto de electrificación debe incluir costos de fletes a sitio y seguros adicionales, impactando así el costo total de producción del kWh.

10 Recomendaciones

Se recomienda la continuidad en el desarrollo de esta clase de proyectos, tanto desde el punto de vista económico como desde su implementación técnica, puesto que ofrecen una solución de energización para ZNI, contribuyendo así al desarrollo socio-económico de la región. Teniendo en cuenta la utilización de análisis comparativos entre diferentes plataformas de simulación, pueden ser beneficiados otros análisis de sensibilidad que involucren variables del modelo, variaciones en el diseño y georreferenciación de los cluster.

Se recomienda realizar un estudio de análisis que tenga en cuenta las posibles combinaciones híbridas en otras regiones del país, a partir del potencial energético que disponga el sitio.

Se recomienda realizar un estudio de análisis que tenga en cuenta las posibles combinaciones híbridas en otras regiones del País, a partir del potencial energético que disponga el sitio. Adicionalmente, para el método aquí empleado, debe tener en cuenta que la implementación de mecanismo de validación para este proceso, está en función de las distancias radiales de los *cluster* basada en el parámetro que aquí se asumió, en que el costo de la red no superase el 20% del costo de la central hidroeléctrica en caso de existir esta opción. Es, por tanto, recomendable realizar mayores estudios considerando otros valores de costo de red con análisis tipo generación distribuida, como ampliación del método de clusters aquí aplicado.

Se recomienda implementar este estudio a localidades tipo 3, 4 y 5, según la clasificación realizada por el Ministerio de minas y Energía, que no fueron incluidas en esta investigación.

Para ejecutar proyectos de energización se recomienda tener en cuenta el uso adecuado de sitios como áreas protegidas, resguardos indígenas, hallazgos arqueológicos y las actualizaciones de la legislación colombiana, entre otras, que pueden ser impactadas por causa de la estructuración de esta clase de proyectos, a la vez, convertirse en barreras para la electrificación.

Se recomienda contar con el precio del traslado del combustible fósil hasta la localidad, dado que en este estudio se analizó el precio hasta las cabeceras municipales, siendo esto un factor importante en la variabilidad económica del sistema.

Se recomienda vincular a la población por medio de capacitaciones y sociabilizaciones, con el fin de integrarlos en los diferentes sistemas de energización.

Con el fin de llevar a cabo un estudio comparativo, se recomienda realizar las respectivas simulaciones con otras aplicaciones especializadas, para obtener un soporte de variabilidad para energización en ZNI.

Al considerar la situación socioeconómica de las ZNI en este trabajo, con efectos sobre varios de los resultados logrados, puede servir-además-para señalar aciertos y desaciertos de los estímulos que se han dado para la energización de las ZNI, reforzados ahora con la Ley 1715. Se hace evidente la necesidad de continuar las políticas de apoyo a estas zonas todavía en subdesarrollo principalmente por falta de electricidad; observando que la reciente reducción de recursos provenientes de las regalías, pueden llegar a afectar el uso-de las energías renovables en las ZNI.

De otro lado, conviene tener en cuenta que dicha nueva Ley trae otro estímulo indirecto y es que, con el impulso a las energías renovables que resultaría de su aplicación, se llegaría a generar un mercado que facilitará la adquisición de componentes al aumentar su comercialización, lo cual debe redundar en abaratamiento de costos que beneficiarán todas las aplicaciones, incluidas las de las ZNI.

Lo anterior indica la necesidad de seguir reforzando los respaldos de los Gobiernos nacional, departamental y local, con subsidios todavía, mientras se llega a un mayor desarrollo socioeconómico de dichas regiones.

11. Lista de Referencias

- Agencia Andaluza de energía, (2011). *Energías Renovables*. (Guía técnica Energía Eólica). Sevilla. Editorial Rueda 5-8.
- Andrade, J. C. (2010). *Planeación y optimización económica de sistemas de generación distribuida en Usaquéen*. (Trabajo de grado). Universidad de la Salle. Bogotá, Colombia
- Bhattacharyya, S. (Ed.), *Rural Electrification Through Decentralised Off-grid Systems in Developing Countries*. London, Springer-Verlag. 2013
- Banco de la república. (2012). *Actividad cultural*. Bogotá. [en línea], Disponible: <http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/pacifico-colombiano/region-pacifica>, recuperado: 3 de Febrero de 2016.
- Benavides, J. (2011). *Retos y oportunidades de las energías renovables en Colombia*. Bogotá: Observatorio de energía renovable para América Latina y el Caribe.
- Bolivia, E. (2011). *Energías Renovables y desarrollo sostenible*. Bolivia. [en línea], Disponible en <http://eerrbolivia.blogspot.com/2011/08/sistemas-hibridos-con-renovables-para.html>, recuperado: 17 de Marzo de 2016
- Cauas, D. (2015). *Definición de las variables, enfoque y tipo de investigación*. Biblioteca electrónica de la Universidad Nacional Abierta y a Distancia. [en línea], Disponible http://datateca.unad.edu.co/contenidos/210115/Documento_reconocimiento_Unidad_N_o_2.pdf#page,5, recuperado: 20 de Mayo de 2016.
- Castillejo, A (2014). *Sistemas de Inyección en Motores Diésel*. (Tesis de Maestría). Universidad de Sevilla. España

Congreso de Colombia. (6 de Marzo de 1991). *Ley convenio sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes* [Ley 21 de 1991]. Bogotá: Publicada en el Diario Oficial 39.720 de marzo 6 de 1991.

Congreso de Colombia. (13 de Mayo de 2014). *Ley de regulación de la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. [Ley 1715 de 2014]. Bogotá. Publicada en *el Diario Oficial* 49150 de mayo 13 de 2014

CORPOEMA. Corporación para la Energía y el Medio Ambiente. (2010). *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE)*. Bogotá, Septiembre, 6.

CORPOEMA. Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (2012). *Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas utilizando recursos renovables*. Bogotá, Diciembre, 13.

CORPOEMA. Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (2013). *Inversión y gastos de AOM para la actividad de generación en zonas no interconectada utilizando recursos renovables*. Bogotá, Febrero, 26.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas (2007). *Resolución Marco Regulatorio para la prestación del servicio de Energía Eléctrica en las ZNI*. [Resolución 075 de 2007] Bogotá. Publicación diario oficial 46.769, el día: 02/octubre/2007

CUMMIS 40 kW. (2016). *Precio Generador diésel 40 kW*. Central Maine Diésel, [en línea], Disponible en <http://www.centralmainediesel.com/order/Cummins-40-kW-Diesel-Generator.asp?page=6711>. Recuperado: 22 de Junio de 2016.

- CUMMIS 60 kW. (2016). *Precio Generador diésel 60 kW*. Central Maine Diésel, [en línea], Disponible en <http://www.centralmainediesel.com/order/Cummins-60-kW-Diesel-Generator.asp?page=6719>. Recuperado: 22 de Junio de 2016.
- DANE. (2005). Cuadro general de censo. *Bogotá: Departamento Administrativo Nacional de Estadística*
- DANE. (2015). Cuadro general necesidades básicas insatisfechas. *Bogotá: Departamento Administrativo Nacional de Estadística*, [en línea], Disponible <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-sociales/necesidades-basicas-insatisfechas-nbi>. Recuperado: 7 de Junio de 2016
- Departamento Nacional de planeación. (2001, 3 de Abril). *Programa de energización para zonas no Interconectadas*. (Documento CONPES 3108). Bogotá. D.C, Colombia: DNP
- DEUMAN. (2003). *Transferencia de tecnología para el cambio climático* (Informe final). Chile, Noviembre
- Díaz, P., Peña, R., Arias, A., & Samdoval, D. (2010). *Estudio de campo de la generación híbrida diesel/renovable para electrificación rural*. Cusco. Perú: IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES_CLA) y XVII Simposio Peruano de Energía Solar (XVII-SPES).
- FAO. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (2002). *Estado Actual De La Información Sobre Recursos Forestales Y Cambio En El Uso De La Tierra (Instituto De Hidrología, Meteorología Y Estudios Ambientales - (Ideam), Consultores Fao)*. Santiago de Chile. [en línea], Disponible en <ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/006/AD392S/AD392S00.pdf>, recuperado: 5 de Agosto de 2016.

FAO. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (2008). *Oferta y demanda de energía: tendencias y perspectivas*. Bosques y energía: cuestiones clave. *Estudio FAO Montes (FAO)*.

FEDESARROLLO, C. d. (2013). *Análisis costo beneficio de energías renovables*. Bogotá, Octubre, 20.

Ferreira Castro, J. J. (2010). *Definición de Características técnicas y económicas de tres zonas no interconectadas de Colombia para la implementación de fuentes renovables de energía*. Bogotá.

Flórez, J., Tobón, D., & Castillo, A. (2009). ¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las Zonas ni interconectadas ZNI en Colombia, un análisis institucional. *Cuadernos De Administración*, 22 (38).

Esteve, N. (2011). *Energización de las zonas no interconectadas a partir de energía renovables solar y eólica*. (Tesis de maestría). Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, Colombia.

Garza Mercado, A. (2009). *Manual de técnicas de investigación para estudiantes de ciencias sociales y humanidades*. México: El colegio de México.

Geoportales. C (2016). *Servicio de información geográfica*. [en línea], Disponible en : <http://siatac.co/web/guest/productos/lista-de-geoportales>, recuperado: 26 de Junio de 2016.

Gómez, A. (2013). *Análisis de viabilidad del autoabastecimiento eléctrico de una infraestructura lineal mediante energía eólica. Ejemplo: Tramo de autovía Almería-Roquetas de Mar*. España.

- Gómez, A., & Mora, P. (2009). *Sistemas híbridos eólico-solar y eólico-diésel (ES/ED)*. (Tesis maestría). Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín. Colombia
- Gómez, M. (2010). *Planificación y estructuración del territorio desde la perspectiva de los sistemas de agua potable y saneamiento básico, las dimensiones ambiental y etnográfica*. (Tesis de Maestría) Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá
- Guasch, D. (2003). *Modelo y análisis de sistemas fotovoltaicos* (Tesis doctoral). Universidad de Cataluña .Barcelona
- Guerra, D. (2013). *Factibilidad técnico/económica de un sistema híbrido de generación de energía eléctrica para escuelas de quinchao*. Universidad de Chile. Santiago de Chile, [en línea], Disponible en http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/115291/cf-guerra_lb.pdf?sequence=1, recuperado: 5 de Junio de 2016.
- GeneratorSales. (2016). *Lista de precios generadores diésel*. [en línea], disponible en: <http://www.centralmainediesel.com/diesel-generators-2.asp>. Recuperado: 3 de Abril de 2016.
- Halliday, R. (1980). *Física*. México: Continental S.A.
- HOMER. Hybrid Optimization Model For Electric Renewable (2003). *Guía de inicio*. Homer Versión 2.0, [en línea], Disponible http://www.homerenergy.com/pdf/HOMERGettingStartedGuide_Spanish.pdf, recuperado: 20 de Julio de 2016.

Homer Energy. (2015). *Start modeling microgrids*, [en línea], Disponible en <http://www.homerenergy.com/>, recuperado: 18 de Julio de 2016

Hoppecke. (2016). *Precio Batería H 1500*. Biotech Energy International Pvt. LTD, [en línea], Disponible en <http://www.biotechx.com/index.php?Section=Section&type=Product&cat=117&offset=3>. Recuperado: 13 de Junio de 2016.

Hulshorst, W. (2011). *Manual Práctico de evaluación de una instalación de energía eólica a pequeña escala*. Madrid, España: Leonardo Energy.

IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2006). *Manual de energías renovables 3: Energía eólica*. Madrid, España, [en línea], Disponible http://dl.idae.es/Publicaciones/10374_Energia_eolica_A2006.pdf, recuperado: 23 de Julio de 2016

IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (2015). *Atlas interactivo*. Bogotá, Colombia. Recuperado de <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

IDEAM, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, SIA. Sistema de información ambiental (2015). Gestión de metadatos, [en línea], Disponible en <http://geoapps.ideam.gov.co:8080/geonetwork/srv/es/main.home?uuid=c2d36ff5-41de-47ff-a866-8a60932b8a31>, recuperado: 15 Junio de 2016

IPSE. Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (2014). *Nueva ley 1715 integración de energías renovables (Tips Energéticos)*. Bogotá, Mayo, 21

- IPSE. Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (2014). *Soluciones energéticas para las zonas no interconectadas de Colombia. Energía para la prosperidad*. Bogotá.
- IPSE. Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (2015). *Oportunidades actuales en el campo de energías renovables en Colombia*. Presentación oficial. Bogotá Octubre.
- IPSE. Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, CNM. Centro Nacional de Monitoreo (2014). Visor en línea ZNI. Bogotá, Colombia. , [en línea], Disponible en http://190.216.196.84/ps_cnm/, recuperado: 22 de Marzo de 2016.
- IRENA. International Renewable Energy Agency (2016). *Wind Power, Technology Brief*. , [en línea], Disponible en http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_Wind_Power_E07.pdf, recuperado: 4 de Octubre de 2016.
- Lambert, T., Gilman, P., & Lilienthal, P. (2006). *Micropower system modeling with HOMER. Integration of alternative sources of energy*, 1(15), 379-418
- Manrique, P. (2012). *Metodología para el diseño de sistemas híbridos para generación de energía eléctrica y análisis de su viabilidad mediante el empleo de sistemas de información geográfica*. (Tesis doctoral). Universidad del Valle. Colombia.
- Massa, F., Gentillon, P & Hormazábal, R. (2010). *Presentación Energía eólica y aerogeneradores. Generación de energías alternativas*. Universidad técnica Federico Santa María., [en línea], Disponible en <http://es.slideshare.net/piea/presentacin-aerogeneradores-2010-final>. recuperado: 30 de Mayo de 2016

MINAMBIENTE. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible e IPSE. Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas. (2007). *Diagnóstico de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero por suministro de energía en zonas no interconectadas*. Bogotá.

MinMinas. Ministerio de Minas y Energía. (8 de Agosto 2011). *Resolución subsidios del sector eléctrico en las Áreas de Servicio Exclusivo de las Zonas No Interconectadas*. [Resolución 181272 de 2011]. Recuperado de <https://www.minminas.gov.co/normatividad>

Moreno, J. A., Rodríguez, C. L., & Suesca, R. (2013). *Generación híbrida de energía eléctrica como alternativa para zonas no interconectadas*. *Revista Ingeniería*, 12(1), 57-63. , [en línea], Disponible en://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/reving/article/view/2100, recuperado: 20 de Febrero de 2016.

NASA. National Aeronautics and Space Administration. *Atmospheric data center*. Surface meteorology and Solar Energy, [en línea], Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?rets@nrcan.gc.ca+s07#s07>, recuperado: 3 de Mayo de 2016.

OLADE. Organización Latinoamericana de Energía (2012). *Energía eólica, implementación de proyectos aplicando sistemas híbridos*. Centro de Investigación en Energía. Universidad Nacional Autónoma de México. México, Agosto, 6

ONUDI. Observatorio de Energía Renovable para América Latina y el Caribe (2013). *Mini eólica. Programa de Capacitación*. Madrid. España.

PNN. Parques Nacionales Naturales de Colombia (2015). *Geoportal*, [en línea], Disponible en:
<http://www.parquesnacionales.gov.co/portal/es/parques-nacionales/>, recuperado: 30 de Abril de 2016

Prias Caicedo, O. F. (2010). *Programa de uso racional y eficiente de energía y Fuentes no convencionales-PROURE*. (Informe Final). Plan de Acción 2010-2015. Bogotá.

Pulgarín, J. D. (2014). *Potencial de generación eléctrica con sistemas híbridos fotovoltaico-eólico en zonas no interconectadas de Colombia* (Tesis de Maestría).Medellín. Colombia, [en línea], Disponible en
<https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/123456789/1545/TESIS%20COMPLETA.pdf?sequence=1>, recuperado: 4 de Abril de 2016.

QGIS. Sistema de información geográfica de Quantum (2016). *Sistema de Información Geográfica libre y de Código Abierto*. Descargas, [en línea], Disponible en
<http://qgis.org/es/site/forusers/download.html>, recuperado: 1 de Marzo de 2016

Ramírez González, A. (2005). *Metodología de la investigación científica*. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, Agosto 26

Rodríguez, M. (2002). *Gestión ambiental en América Latina y el Caribe: Evolución, tendencias y principales prácticas*, [en línea], Disponible en
<http://www.manuelrodriguezbecerra.org/bajar/gestion/capitulo2.pdf>, recuperado: 10 de Marzo de 2016

Ruiz, B. J., & Rodríguez, V. (2006). *Renewable energy sources in the Colombian energy policy, analysis and perspectives*. *Energy policy*, 34(18), 3684-3690.

Santos, B. d. (2012). *De las dualidades a las ecologías*. La paz. Red Boliviana de Mujeres Transformando la Economía. REMTE 18, 5-161.

Tecno Sun, (2016). *Lista de precios para instalaciones solares, conversión*, [en línea], disponible en <file:///D:/user/Downloads/TECHNO-SUN-lista-precios-solar-fotovoltaica.pdf>.

Recuperado: 1 de Julio de 2016.

Toledo Arias, C. (2013). *Evaluación de la energía solar fotovoltaica como solución a la dependencia energética de zonas rurales de Colombia*. (Trabajo de Grado) Universidad Politécnica de Cartagena, Cartagena. Colombia.

UNAM. (2008). *Métodos de investigación*. Universidad Autónoma de México. Recuperado de <http://www.psicol.unam.mx/Investigacion2/pdf/METO2F.pdf>

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética (2003). *Energías renovables: descripción tecnologías y usos finales*. Bogotá

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética (2012). *Acciones y retos para energización de las ZNI en el país*. Grupo de Cobertura y Fondos. Bogotá, Octubre, 29

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética (2013). *Plan de energización rural sostenible*. Grupo de Cobertura y Fondos. Bogotá,

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética (2013). *Plan indicativo de expansión y cobertura [PIEC] 2013-2017*. Grupo de Cobertura y Fondos. Bogotá: Strategy LTDA

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética (2014). *Cadena del petróleo*. Subdirección de hidrocarburos. Bogotá: Legis S. A.

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética (2016). Sistema de Combustibles Líquidos.

SICOM. Bogotá, Mayo, 18.

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética (S.F). *Energías Renovables: Descripción,*

Tecnologías y Usos finales. Bogotá: Unión Temporal ICONTEC - AENE.

UPME, Hagler Bailly Services, AENE . (2001). *Establecimiento de un plan estructural,*

institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no

interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado. Bogotá. Colombia

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética y Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

(2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.* Bogotá: La

Imprenta Editores S.A.

UPME OF. Unidad de Planeación Minero Energética (2013). *Guía de Presentación Proyectos de*

energía y gas. Guía metodológica para la estructuración y presentación de proyectos que

buscan acceder a los diferentes fondos de apoyo financiero de los sectores de energía y gas.

Bogotá: Strategy Ltda

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética, Pontificia Universidad Javeriana (PUJ) e

Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) (2015). *Atlas potencial hidroenergético de*

Colombia 2015. Bogotá: Pontificia Universidad Javeriana.

Valenciaga, F. (2001). *Control de Estructura Variable en Sistemas Híbridos de Generación de*

Energía. (Tesis doctoral). Universidad Nacional. La plata, Argentina.

Vaisala Energy (2015). *Vaisla 3 TIER Services Global Solara Data Set Methodology and*

Validation, Helsinki [en línea] Disponible en www.vaisal.com/renewable. Recuperado: 7

octubre 2016.

SUI. Sistema Único de Información de Servicios Públicos (2016). *Reporte de información comercial ZNI*, [en línea], Disponible en

http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_103,

Recuperado: 15 de Mayo de 2016

XM. Compañía Expertos en Mercados (2015). *Demanda de energía 2014*. Portal energético, [en

línea], Disponible en <http://www.xm.com.co/Pages/DemandaEnergia-2014.aspx#>,

recuperado; 26 de Abril de 2016.