

Viabilidad económica de implementar Fuentes No Convencionales de Energía en el municipio de
Acandí, Chocó

Andrés Felipe León Esteban
Mayra Rubiela Jurado Villamizar

Monografía Presentada Para Obtener el Título de
Especialista en Gestión de Proyectos.

Director
Zonia Liliana Morales Ruiz
Magister en Administración de Empresas

Universidad Nacional Abierta y a Distancia (UNAD)
Escuela De Ciencias Administrativas, Contables, Económicas Y Negocios
Especialización En Gestión De Proyectos
Bucaramanga
2017

“RAE”

DOCUMENTO	Monografía
Título	Viabilidad económica de implementar Fuentes No Convencionales de energía en el municipio de Acandí, Chocó
Autor(es)	Andrés Felipe León Esteban Mayra Rubiela Jurado
Palabras Clave	Gestión de Proyectos, Fuentes No Convencionales de Energía, Viabilidad económica, Zonas No Interconectadas.
Descripción	La presente monografía, constituye un documento de consulta que a través de una revisión bibliográfica y el cálculo de parámetros técnicos, económicos y financieros determina la viabilidad de implementar Fuentes No Convencionales de Energía en el municipio de Acandí Chocó.
Fuentes	Para la revisión documental se accedió a diferentes bases de datos como Science Direct, Jstor, Scopus. Además, se consultaron y utilizaron como insumo trabajos de investigación desarrollados por el Centro de Investigación en Desarrollo Sostenible CIDES-UIS.
Metodología	Este proyecto consistió en una investigación cualitativa y cuantitativa de carácter exploratorio y descriptivo, con el objetivo de analizar la viabilidad económica de implementar fuentes no convencionales de energía en Zonas No Interconectadas
Conclusiones	Se concluye finalmente que es de vital importancia el cálculo de los parámetros técnicos, económicos y financieros a la hora de evaluar un proyecto relacionado con la generación de energía eléctrica. Cabe recalcar que para lograr todo lo anterior, la información deberá ser compilada de manera meticulosa eficiente, siempre procurando acudir a fuentes gubernamentales y autoridades en el tema.

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Resumen

Las decisiones que toman los individuos y las corporaciones, por lo general son el resultado de elegir una alternativa de inversión sobre otra. A menudo dichas decisiones reflejan la elección fundamentada de una persona o empresa sobre cómo invertir mejor sus fondos. El presente trabajo define las tecnologías de generación de energía eléctrica (Sistemas Fotovoltaicos, Sistemas Eólicos, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Energía de Biomasa y Grupos Electrógenos) y su potencial para ser implementadas en las Zonas No Interconectadas de Colombia (ZNI). Posteriormente se realizó una breve descripción del municipio de Acandí-Choco, el cual se escogió como caso de estudio por hacer parte de las ZNI de Colombia. Seguidamente se determinó el potencial teórico energético para cada una de las tecnologías estudiadas, concluyendo que de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) solo los Sistemas Fotovoltaicos y Eólicos poseen el potencial para ser implementados. Más adelante se calculan los parámetros técnicos asociados a la generación de energía: Demanda de Energía, Demanda de Potencia, Factor de Carga y Factor de Disponibilidad. Acto seguido calculamos los costos asociados a la implementación de las tecnologías: Costos de Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento Fijos y Variable. Por último, se evaluará la viabilidad económica de implementar cada una de las tecnologías teniendo en cuenta su Costo Anual Presente Equivalente, Tasa Interna de Retorno, Razón Costo Beneficio y Período de Recuperación de la Inversión.

Abstract

The choices made by individuals and corporations are usually the result of choosing an investment alternative over another. Often such decisions reflect the informed choice of a person or company on how to best invest their funds. The present work defines the technologies of electric power generation (Photovoltaic Systems, Wind Systems, Small Hydropower Plants, Biomass Energy and Generating Groups) and their potential to be implemented in the Non-Interconnected Zones of Colombia (ZNI, in Spanish). A short description was then made of the municipality of Acandí-Choco, which was chosen as a case study for being part of the ZNI of Colombia. Then the theoretical energy potential for each of the technologies studied was determined, concluding that of the Non-Conventional Energy Sources (FNCE, in Spanish) only the Photovoltaic and Wind Energy Systems have the potential to be implemented. The technical parameters associated with power generation are calculated below: Power Demand, Power Demand, Load Factor and Availability Factor. We then calculate the costs associated with the implementation of the technologies: Investment Costs and Costs of Operation and Maintenance Fixed and Variable. Finally, the economic feasibility of implementing each of the technologies will be evaluated taking into account their Present Annual Equivalent Cost, Internal Rate of Return, Cost Benefit Ratio and Investment Recovery Period.

Tabla de contenido

1	Problema de investigación.....	12
1.1	Objetivos del proyecto	13
1.1.1	Objetivo General.....	13
1.1.2	Objetivos Específicos.....	13
1.2	Justificación.....	14
2	Marco teórico.....	15
2.1	Tecnologías de generación de energía eléctrica disponibles para las ZNI de Colombia	15
2.1.1	Recursos energéticos no renovables.	16
2.1.2	Recursos energéticos renovables	16
2.2	Potencial Energético para las ZNI de Colombia	18
2.2.1	Potencial Solar	18
2.2.2	Potencial eólico.....	18
2.2.3	Potencial de biomasa.....	19
2.2.4	Potencial hídrico	20
3	Marco metodológico.....	20
3.1	Selección del caso de estudio (Acandí – Choco)	21
3.2	Potencial teórico energético de implementar fuentes no convencionales de energía en Acandí.	23

3.2.1	Potencial teórico de la energía solar	24
3.2.2	Potencial teórico de la energía eólica.....	24
3.2.3	Potencial teórico de la energía hídrica	24
3.2.4	Potencial de Teórico de la energía de Biomasa	24
4	Parámetros técnicos asociados a la prestación del servicio de energía en el municipio de Acandí, Choco.....	26
4.1	Parámetros Técnicos	26
4.1.1	Demanda de energía.....	26
4.1.2	Margen de Reserva	28
4.1.3	Horas de servicio.....	28
4.1.4	Demanda de potencia máxima	28
4.1.5	Factor de carga.....	30
4.1.6	Factor de Planta.....	31
4.1.7	Factor de Disponibilidad.....	32
4.1.8	Capacidad a instalar	33
5	Parámetros financieros para evaluar los costos de implementar fuentes no convencionales de energía en el municipio de Acandí-Chocó.....	35
5.1	Costos Pre operativos o costos de inversión	36
5.1.1	Costos unitarios de inversión	37

5.2	Costos operativos y de mantenimiento.....	40
5.2.1	Costos fijos.....	40
5.2.2	Costos variables	42
6	Viabilidad económica de implementar fuentes no convencionales de energía en el municipio de Acandí, Choco.....	44
6.1	Costo Anual Equivalente (CAE).....	46
6.2	Método del Valor Presente Neto (VPN)	47
6.3	Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	49
6.4	Razón Costo Beneficio (RCB).....	50
7	Conclusiones.....	52
8	Referencias bibliográficas	54
9	Lista de anexos	58

Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i>	Pasos de la metodología seguida en el proyecto.....	21
<i>Figura 2.</i>	Mapa de localización del municipio de Acandí – Chocó	22
<i>Figura 3.</i>	Diagrama Unifilar de Acandí.....	23
<i>Figura 4.</i>	Potencial teórico energético promedio multianual departamento del Chocó: solar (a), eólico (b), hídrico (c) y de biomasa (d)	25
<i>Figura 5.</i>	Demanda Proyectada para los tres escenarios (año base) en MWh.....	27
<i>Figura 6.</i>	Potencia máxima proyectada para los tres escenarios (año base) en MW.....	29

<i>Figura 7. Factor de carga</i>	31
<i>Figura 8. Factor de planta</i>	32
<i>Figura 9. Factor de disponibilidad</i>	33
<i>Figura 10. Capacidad a instalar (10 años) en kW</i>	34
<i>Figura 11. Costos unitarios de inversión (año base) en USD/kW</i>	38
<i>Figura 12. Costos unitarios de O&M fijos (año base) en USD/kW</i>	41
<i>Figura 13. Costos unitarios de O &M Variables (año base) en USD/kWh</i>	43
<i>Figura 14. Costos unitarios del combustible diésel (año base) en USD/kWh</i>	44
<i>Figura 15. Costo anual equivalente</i>	47
<i>Figura 16. Valor Presente Neto</i>	48
<i>Figura. 17 Tasa Interna de Retorno</i>	50
<i>Figura 18. Razón Costo Beneficio</i>	51

Lista de Tablas

<i>Tabla 1 Promedio de radiación por regiones de Colombia</i>	18
<i>Tabla 2 Potencial eólico por regiones de Colombia</i>	19
<i>Tabla 3 Clasificación de las centrales hidroeléctricas según potencia instalada</i>	20
<i>Tabla 4. Demanda de energía proyectada para los tres escenarios (año base) en MWh</i>	27
<i>Tabla 5. Potencia máxima proyectada para los tres escenarios (año base) en MW</i>	30
<i>Tabla 6. Factor de utilización</i>	33
<i>Tabla 7. Variables de cálculo asociadas a los costos de inversión en las diferentes tecnologías</i> 36	
<i>Tabla 8. Costos de inversión en grupos electrógenos en USD</i>	38
<i>Tabla 9. Costos de inversión en sistemas eólicos en USD</i>	39

Tabla 10. <i>Costos de Inversión en sistemas fotovoltaicos en USD</i>	39
Tabla 11. <i>Costos de Operación y Mantenimiento fijos según plantas típicas en USD/año</i>	41
Tabla 12. <i>Costos de operación y mantenimiento variables según plantas típicas en USD/kW año</i>	42
Tabla 13. <i>Determinantes de inversión según tipo de tecnología</i>	45
Tabla 14. <i>Criterios para evaluar alternativas de inversión en tecnologías de generación eléctrica, el municipio de Acandí-Chocó</i>	52

Introducción

La presente investigación busca recabar información respecto a las condiciones de prestación de servicio energético en el municipio de Acandí - Chocó (ZNI) y analizar la viabilidad económica de implementar fuentes no convencionales de energía, contrastando con los costos de implementar grupos electrógenos en dicho territorio, con el fin de generar abastecimiento energético. Para comenzar, se partirá de la hipótesis del crecimiento de la demanda energética y la necesidad de cobertura total, que en términos de desarrollo y derechos básicos mínimos requerirá la atención e intervención de las autoridades.

La primera fase del trabajo se orienta en la información de entrada y literatura que al respecto se encuentra a través de fuentes secundarias como la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), con el fin de adentrar a los lectores en los conceptos base alrededor de las fuentes de energía y su potencial, haciendo énfasis en el municipio de Acandí – Chocó.

La segunda fase del trabajo de acuerdo con los datos de suministro que suponen una creciente demanda del servicio, será determinar los parámetros técnicos, económicos y financieros que permitan calcular los costos asociados a la implementación de fuentes convencionales y no convencionales de energía, para el caso de estudio.

Al final de la investigación, se determinará la viabilidad económica de implementar fuentes no convencionales de energía en el caso de estudio, partiendo de los resultados obtenidos respecto a los costos, el valor presente neto, la tasa de retorno y el tiempo de recuperación dando las luces adecuadas a la implementación de alguna de las tecnologías planteadas

1 Problema de investigación

La energización cumple una función determinante en el desarrollo socioeconómico. Una sociedad que cuenta con acceso a energía eléctrica, crea condiciones para mitigar la pobreza, masificar la protección social y elevar su nivel de vida. (GAYE, 2007). La tarea de proporcionar educación, acceso a la información, agua potable, saneamiento, atención médica, alimentos, refugio e ingresos mínimos, se torna más difícil sin una energía más económica, abundante y fiable (Bridge, Adhikari, & fontenla, 2015). Esta preocupación se sustenta en el hecho que el acceso universal a los servicios de energía tiene grandes beneficios sociales y económicos (BID, 2013)

En Colombia existen dos tipos de zonas “energéticamente hablando”: las Zonas Interconectadas¹ (ZI) y la Zonas No Interconectadas² (ZNI). Según el Sistema de Información Eléctrico Colombiano, estas últimas comprenden alrededor del 52% de área del territorio Nacional e incluye 17 departamentos, 5 capitales departamentales, 54 cabeceras municipales y 1.262 localidades. El mayor porcentaje de energización de las ZNI se encuentra en las cabeceras departamentales y municipales, las cuales cuentan generalmente con generadores diésel y, en algunos casos, con pequeñas centrales hidroeléctricas para cubrir su demanda.

Una mirada rápida a la situación actual de las Zonas No Interconectadas podría dar indicios de niveles bajos en la calidad de vida, debido en parte a los problemas de prestación de servicios energéticos que se generan en estas zonas. Por esta razón, se requieren alternativas que den respuesta a la necesidad de generación local energética, con inversiones bajas y un mayor

¹ Entendido como aquellas zonas que tienen acceso al servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

² Hacen referencia a aquellas zonas que no se encuentran conectadas al SIN. se caracterizan por estar localizadas en lugares apartados de difícil acceso, sin vías y a largas distancias de los centros urbanos.

aprovechamiento de las condiciones naturales *in situ*. Con base en lo anterior, el estudio que motiva la presente investigación se localizará en el municipio de Acandí, que atiende sus necesidades energéticas a través de plantas eléctricas que funcionan con combustible diésel, cuyo el suministro en promedio tiene suficiencia durante 21 horas al día, insuficiente para prestar un servicio constante, fiable y de cobertura amplia respecto a los casi 10 mil habitantes de la zona.

1.1 Objetivos del proyecto

1.1.1 Objetivo General

- Analizar la viabilidad económica de implementar fuentes no convencionales de energía en el municipio de Acandí, Choco.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Determinar los parámetros técnicos (demanda de energía, potencia máxima, factor de carga y capacidad a instalar), asociados a la prestación del servicio de energía en el municipio de Acandí, Choco.
- Calcular los parámetros financieros que permitan evaluar los costos de implementar fuentes no convencionales de energía.
- Determinar la viabilidad económica de implementar fuentes no convencionales de energía en el en el municipio de Acandí, Choco.

1.2 Justificación

Acandí, como muchos municipios alejados de la línea de interconexión energética requiere condiciones de acceso a servicios fundamentales para garantizar la cobertura de necesidades sociales básicas, impulsar el crecimiento económico y potenciar el desarrollo humano; precisamente, la generación de energía eléctrica cumple una función determinante en el desarrollo socioeconómico y ambiental de cualquier territorio. Una sociedad que cuenta con acceso a energía eléctrica, crea condiciones para mitigar la pobreza, masificar la protección social y elevar su nivel de vida. Así mismo, la energización puede llegar a potenciar la movilización de recursos que se encuentran inexplorados, creando la disposición de servicios que en algunos casos son precarios (GAYE, 2007)

Pero pese a la relevancia del acceso a los servicios de energía, más de 1200 millones de personas alrededor del mundo no tuvieron acceso a electricidad en 2015, lo que equivale al 17% de la población mundial (AIEA, 2008). La falta de disponibilidad de energía tiene una repercusión directa sobre la pobreza, las oportunidades de empleo, la educación, la transición demográfica, la salud y la educación de estas comunidades.

Dentro de las razones que sustentan esta iniciativa, es recurrente observar que el uso de energía eléctrica en zonas aisladas está altamente relacionado con el consumo de combustibles fósiles empleados en maquinaria, equipos agrícolas, locomoción y como insumo doméstico en la cocción de alimentos. Estas aplicaciones basadas en la utilización de recursos naturales representan factores de riesgo como la contaminación atmosférica (dióxido de carbono) o calentamiento global (gases efecto invernadero), que ponen en riesgo la salud e integridad de los habitantes (Ladino, 2011).

Otro aspecto distintivo de nuestro país es que la mayoría de las Zonas No Interconectadas cuentan con recursos y elementos de la naturaleza como la luz solar, los vientos, las corrientes hídricas y la biomasa residual, los cuales pueden ser utilizados como insumos de las diferentes fuentes de energía: solar fotovoltaica, eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas y co-combustion, a través de biomasa. Este tipo de energización alternativa permitirá reducir las emisiones contaminantes y consolidar las energías limpias para la generación eléctrica (Guacaneme, Trujillo, & Peña, 2007).

Partiendo de las diversas tecnologías que podrían implementarse de acuerdo con los recursos del municipio de Acandí, la presente investigación está motivada por la necesidad de obtener criterios económicos y ambientales adecuados para que el municipio y el estado puedan obtener una base de información del costo y beneficio de la adopción de alguno de los mecanismos disponibles.

2 Marco teórico

2.1 Tecnologías de generación de energía eléctrica disponibles para las ZNI de Colombia

Dadas las condiciones naturales del territorio colombiano, se tendrán en cuenta: la generación de energía eléctrica a partir de Grupos Electrónicos, Energía Solar Fotovoltaica, Energía eólica, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Procesos de Gasificación a partir de Biomasa autóctona. De manera adicional y a partir de estudios técnicos y académicos previos, se mencionará el potencial energético de cada una de las tecnologías de generación de energía, para las ZNI de Colombia, clasificándolas en recursos no renovables y en recursos renovables.

2.1.1 Recursos energéticos no renovables.

Son fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en cantidades finitas, las cuales una vez consumidas en su totalidad no pueden sustituirse. Los recursos energéticos no renovables se consideran como acervos energéticos. Dentro de los tipos de recursos no renovables podemos mencionar los recursos nucleares y los recursos Fósiles. Sin embargo, para la presente investigación mencionaremos únicamente los recursos fósiles, en especial los sistemas de generación de energía eléctrica a partir de grupos electrógenos.

2.1.1.1 Grupos electrógenos.

Son máquinas que mueven un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna. Se utilizan comúnmente en zonas apartadas donde no hay suministro eléctrico cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica de algún lugar, o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico.

2.1.2 Recursos energéticos renovables

Los recursos renovables se definen como aquellos recursos de los cuales se puede obtener energía en un periodo de tiempo casi ilimitado, es decir no se agotan en una escala humana de tiempo. El sol es el origen de todos los recursos renovables.

2.1.2.1 Energía solar

Es la obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol, esta transforma la radiación solar en energía térmica o eléctrica, mediante sistemas fotovoltaicos que generan la electricidad en el mismo lugar de consumo. Por esta razón, los paneles solares fotovoltaicos se utilizan, preferentemente, en lugares de difícil acceso a la red eléctrica;

permitiendo el uso de radio, televisión, sistemas de bombeo, iluminación, faros, etcétera (Rosso, 2014).

2.1.2.2 *Energía eólica*

Es la obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, puede transformarse en energía tanto mecánica como eléctrica, en este caso es importante conocer la velocidad máxima del viento para poder utilizar esta energía; es necesario que éste alcance una velocidad mínima, la cual depende del aerogenerador que se vaya a utilizar, que suele estar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h), velocidad llamada "*cut-in speed*", y no superar los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada "*cut-out speed*" (Jara, 2006).

2.1.2.3 *Energía de biomasa*

Se define como todo el material de origen biológico, excluyendo aquel que ha sufrido procesos de mineralización (IDAE, 2007). Es una fuente de energía renovable porque su contenido energético procede de la energía solar fijada por las plantas en la fotosíntesis; se considera como una energía alternativa porque no producen emisiones de CO₂, debido a que el carbono liberado en la transformación hace parte de la atmósfera actual, a diferencia de los combustibles fósiles, puesto que son carbono guardado hace muchos años. Los productos primarios de la biomasa se denominan biocombustibles, pueden ser sólidos y gaseosos, con fines térmicos y eléctricos; y líquidos, utilizados como biocarburantes para automoción. Esta fuente se puede aprovechar para obtener energía térmica y eléctrica a partir de procesos térmicos como la combustión, la gasificación y la pirólisis, y biológicos, como la digestión anaerobia (Cerdá, 2012).

2.1.2.4 *Energía Hidráulica*

Utiliza la energía potencial del agua almacenada para convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica, (...) Un sistema de presa y captación de agua provoca un desnivel que origina una cierta energía potencial acumulada, bien sea por la altura misma de la presa o por la diferencia de niveles entre la captación y la casa de máquinas; el paso del agua por la turbina desarrolla en la misma un movimiento giratorio que acciona el generador y produce la corriente eléctrica. (UPME, 2005)

2.2 Potencial Energético para las ZNI de Colombia

2.2.1 Potencial Solar

Colombia cuenta con una irradiación promedio de 4,5 kWh/m²/d (UPME & IDEAM, 2005), la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d, y está muy por encima del promedio recibido en Alemania (3,0 kWh/m²/d) (ArticSun, SF), país que hace mayor uso de la energía solar FV a nivel mundial, con aprox. 36 GW de capacidad instalada a 2013 (REN21, 2014).

Tabla 1 Promedio de radiación por regiones de Colombia

Región	Promedio de irradiación (kWh/m ² /día)
Guajira	6.0
Costa Atlántica	5.0
Orinoquía	4.5
Amazonía	4.2
Región Andina	4.5
Costa Pacífica	3.5

Nota. Recuperado de UPME, IDEAM, 2005

2.2.2 Potencial eólico

Colombia cuenta con 19,5 MW conectados al SIN (capacidad que no ha incrementado desde su instalación en el año 2003). Si bien el recurso eólico en Colombia no se caracteriza por ser uno de los mejores en términos generales, el disponible en ciertas regiones localizadas como el departamento de La Guajira y gran parte la región Caribe, parte de los departamentos de Santander y Norte de Santander, zonas específicas de Risaralda y Tolima, el Valle del Cauca, el Huila y Boyacá es aprovechable, de hecho en el caso específico de La Guajira los vientos son considerados como de los mejores de Sur América (MinMinas - UPME, 2015).

Tabla 2 *Potencial eólico por regiones de Colombia*

Área	Potencial eólico (MW de capacidad instalable)
Costa Norte	20.000
Santanderes	5.000
Boyacá	1.000
Risaralda – Tolima	1.000
Huila	2.000
Valle del Cauca	500

Nota. Recuperado Huertas y Pinilla 2007

2.2.3 Potencial de biomasa

El potencial en Colombia se encuentra alrededor de 450 PJ/Año (Huertas & Pinilla, 2007), debido a que el país cuenta con un apropiado desarrollo a nivel agrícola. En el 2005 Colombia poseía una demanda de 421.6 Pj/Año. Las cosechas de palma de aceite, caña panelera, arroz, maíz, entre otras, dejan toneladas de biomasa residual que está representada por los Residuos Agrícolas de los Cultivos (RAC) y los Residuos Agrícolas Industriales (RAI). Los (RAC), 69%, se pueden utilizar como combustible, dejar sobre la tierra para fertilizar los suelos o simplemente quemarlos para evitar la proliferación de plagas (Escalante, Orduz, Cardona, Duarte, & Zapata , 2010).

2.2.4 Potencial hídrico

Colombia ha sido clasificada, como el cuarto país en el mundo con capacidad hidráulica. Según las estadísticas, tiene un caudal en los principales ríos de 52.075, m³/s y un área total de 1.141.748 km². Adicionalmente, tiene una precipitación media anual de 3000 milímetros sobre el 25% del área total del territorio continental que equivale a 274.000 km² (CorpoEma, 2010). Cuenta aproximadamente con 90 pequeñas centrales hidroeléctricas con capacidad instalada de 560 MW, representado el 3.8% del total al 2013 y posee más de 20 centrales hidroeléctricas. Entre las más relevantes según su aporte se encuentran situadas en Santander (Hidrosogamoso), Antioquia (San Carlos), Cundinamarca (Guavio), y Boyacá (Chivor) con capacidades instaladas de 820, 1000, 1200 y 1240 MW respectivamente (XM, 2014).

Tabla 3 Clasificación de las centrales hidroeléctricas según potencia instalada

Potencia (kW)	Tipo
0-50	Micro central
50-500	Mini central
500-5000	Pequeña central
>5000	Gran central

Nota. Recuperado de Ortiz Flores, R. (2001)

3 Marco metodológico

Este proyecto consistió en una investigación cualitativa y cuantitativa de carácter exploratorio y descriptivo, con el objetivo de analizar la viabilidad económica de implementar fuentes no convencionales de energía en Zonas No Interconectadas de Colombia. La metodología desarrollada para realizar el proyecto de investigación se presenta en la figura 1.

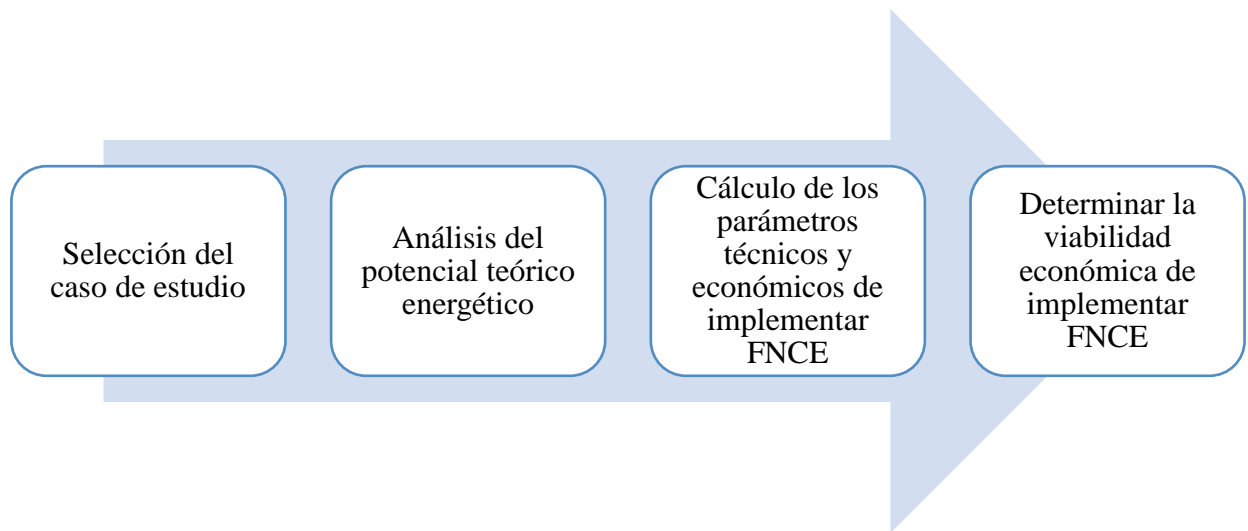


Figura 1. Pasos de la metodología seguida en el proyecto.

3.1 Selección del caso de estudio (Acandí – Choco)

Acandí, es una de las zonas más biodiversas del país debido a su cercanía con el “Tapón del Darien”, bañado por las aguas del Mar Caribe y otras afluentes fuentes cercanas tales como el Río Acandí, el Río Arquítí y el Río Pinololo. Dentro de las actividades económicas de este municipio se destacan: el turismo, la ganadería, la pesca y agricultura; cuenta con aeropuerto y las pocas carreteras del sector se encuentran en un estado bastante regular, el transporte de mayor frecuencia es el servicio de lancha rápida. (Sitio oficial de Acandí en Chocó, s.f.)

Se encuentra ubicado en el extremo norte del departamento del Chocó, noroccidente de Colombia, a orillas del Mar Caribe. Según el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, Acandí tiene un área total de 86900 ha. Cuenta con una población según el censo DANE de 2005 y su proyección al 2016, de 10.100 habitantes de los cuales 5.259 están ubicados en la cabecera municipal y 4.841 en las áreas rurales del municipio. El número de usuarios del servicio es de 3.065. (DANE, 2005)

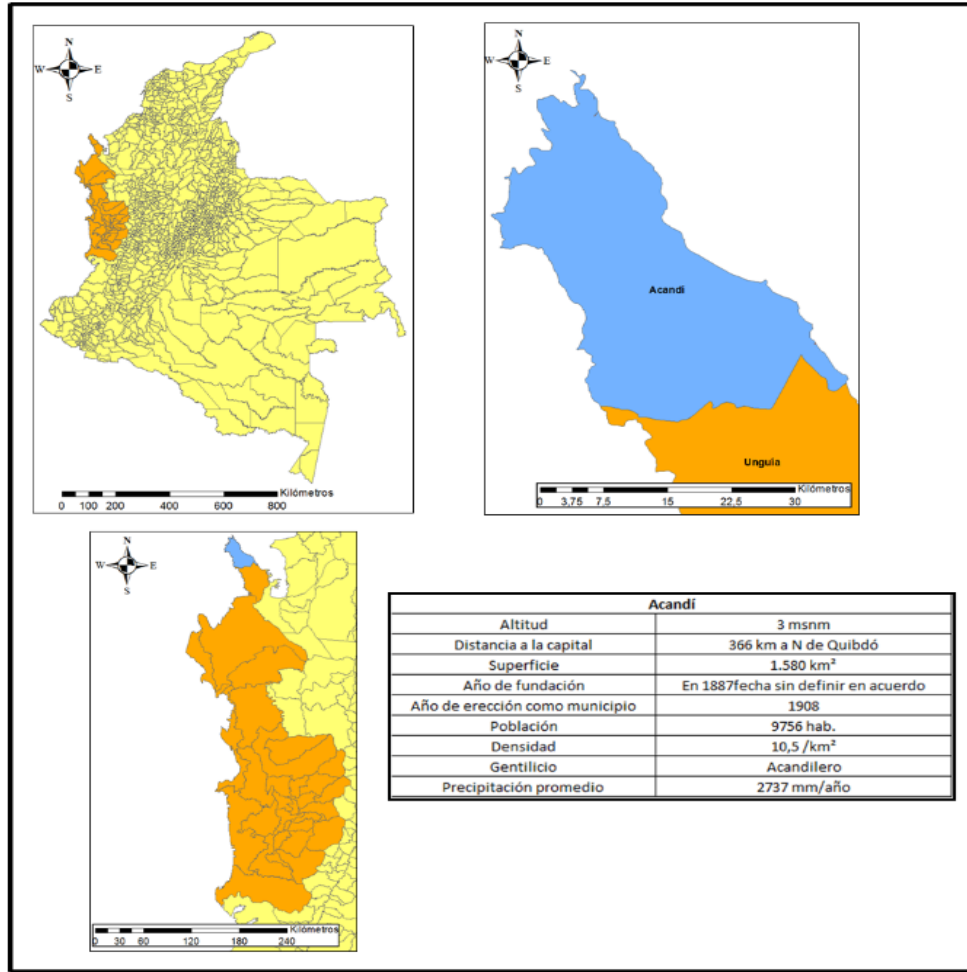


Figura 2. Mapa de localización del municipio de Acandí – Chocó
Fuente: IGAC

Este municipio al año 2016 se encuentra 100% no interconectado y su demanda actual de energía es de 4471 MWh, con un tiempo de servicio de 21 horas en promedio. El servicio eléctrico se encuentra suplido por medio de grupos electrógenos de diésel, con una capacidad instalada de 2500kW, tal como se puede apreciar en el diagrama unifilar (ver figura 2).

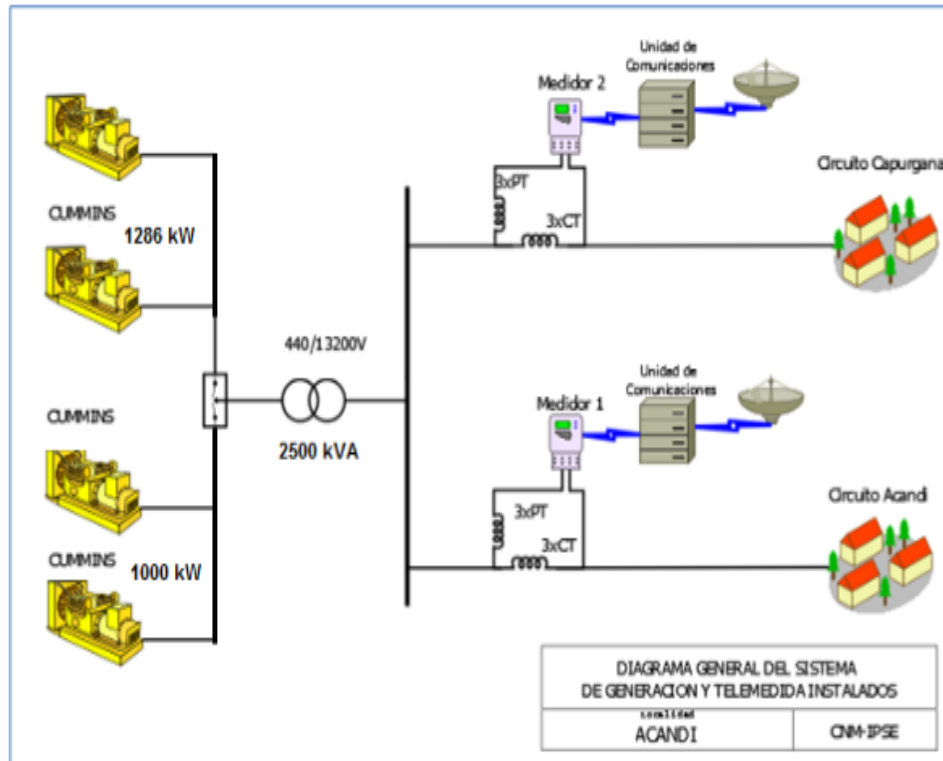


Figura 3. Diagrama Unifilar de Acandí
Fuente: “Informe de Telemetría”, 2016 (IPSE-CNM, 2016)

3.2 Potencial teórico energético de implementar fuentes no convencionales de energía en Acandí.

El potencial teórico de una tecnología de generación evalúa la energía total disponible de las fuentes no convencionales, sin tener en cuenta la viabilidad técnica y económica. Con base en la investigación realizada por (Araque & Blanco, 2015), se obtuvieron resultados a partir de la utilización de Sistemas de Información Geográfica (SIG) o GIS por su acrónimo en inglés, en donde se pudo determinar los potenciales de los recursos energéticos renovables, representando características propias tales como: dispersión geográfica, variables climáticas, elevaciones del terreno entre otras (Quijano, 2012). De acuerdo con los resultados y análisis obtenidos en dicha investigación en el departamento de Chocó y en específico el municipio de Acandí, se puede observar que:

3.2.1 Potencial teórico de la energía solar

Acandí cuenta con un potencial solar teórico energético diario multianual de radiación entre los 4.2 y los 5.2 kWh/m². Con estos valores de radiación es posible aprovechar el recurso solar en el municipio de Acandí, ya que para la generación de energía eléctrica a partir del sol, el rango ideal para aprovechar este recursos es de 4.0 a 4.5 kWh/m² (UPME & IDEAM, 2005). Con base en lo anterior se puede inferir que el departamento de Chocó y en especial, el municipio de Acandí puede aprovechar este recurso para generar energía eléctrica Ver figura 4 (a).

3.2.2 Potencial teórico de la energía eólica

Acandí cuenta con un potencial eólico teórico energético promedio multianual de 45W/ m² en promedio y unas velocidades de viento entre 2.0 y 4.0 m/s. Según (Muñoz, 2012), las velocidades necesarias para que un aerogenerador funcione deben ser mayores a 3 m/s. Por lo anterior, se considera que el departamento de Chocó y en especial el municipio de Acandí puede aprovechar este recurso para generar energía eléctrica Ver figura 4 (b).

3.2.3 Potencial teórico de la energía hídrica

Acandí cuenta con un potencial hídrico teórico energético de promedio multianual entre 0 y 10 MW/año, por esta razón y aunque el departamento del Chocó es reconocido por su potencial hídrico (168 MW/año), se determina que el municipio no cuenta con el suficiente para implementar Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, dado que el mínimo exigido, según la literatura es de 20 MW/año (Araque & Blanco, 2015) Ver figura 4 (c).

3.2.4 Potencial de Teórico de la energía de Biomasa

Acandí cuenta con un potencial de biomasa teórico energético de promedio multianual entre 0 y 35 GW/año, por esta razón y aunque el departamento del Chocó es considerado por su gran potencial de energía de este tipo (733 GWh/año), se determina que el municipio no cuenta con el

suficiente para implementar una fuente de energía no convencional a través de la biomasa residual.

Ver figura 4 (d).

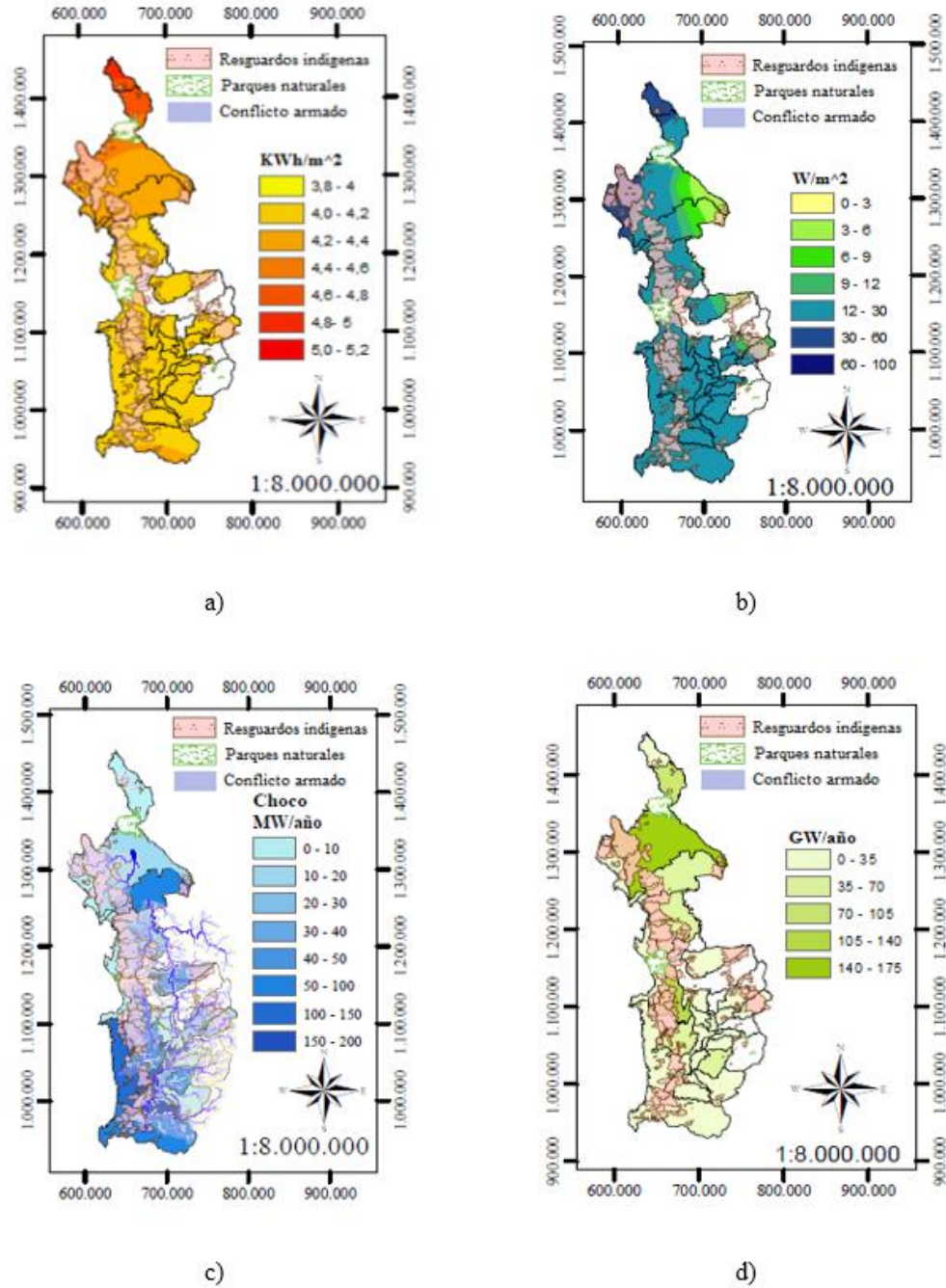


Figura 4. Potencial teórico energético promedio multianual departamento del Chocó: solar (a), eólico (b), hídrico (c) y de biomasa (d)

Fuente: Autor a partir de la investigación realizada por (Araque & Blanco, 2015)

4 Parámetros técnicos asociados a la prestación del servicio de energía en el municipio de Acandí, Choco.

Estos parámetros hacen referencia a factores técnicos asociados a la prestación del servicio, los cuales deben ser tenidos en cuenta a la hora de planificar el dimensionamiento de las tecnologías de generación eléctrica. De acuerdo con los estudios realizados en la zona por (Araque & Blanco, 2015), el potencial de generación mediante recursos renovables en Acandí se concentra en la energía eólica y la solar fotovoltaica. Respecto a las fuentes convencionales se presenta mayor atracción por las plantas de generación a partir de combustible diésel.

4.1 Parámetros Técnicos

Es importante definir los parámetros que orientan la consecución de información respecto del estado de prestación del servicio de energía en la zona a intervenir y por ende su método de cálculo, con el fin de obtener un panorama claro en las fortalezas y debilidades del servicio actual

4.1.1 Demanda de energía

Técnicamente se trata del requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia en un periodo de tiempo en específico, normalmente está expresado en mega watts (MW) o kilo watts (kW). Su unidad de medida es MW/h y se identifica con la sigla: DE. Se puede calcular siguiendo la fórmula:

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_o}} - 1$$

Donde:

r Tasa de crecimiento geométrico.

D_n Demanda para el periodo de proyección.

D_o Demanda actual.

n Periodo de la proyección. (Castaño, 2004)

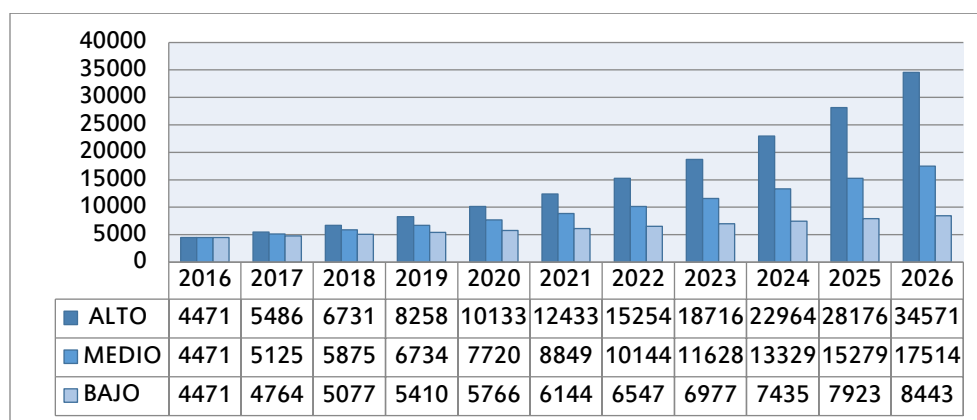


Figura 5. Demanda Proyectada para los tres escenarios (año base) en MWh
Fuente: Autores

Para el caso del municipio de Acandí, se plantean tres escenarios de crecimiento (alto, medio y bajo). A partir del año 2016 se observa una tendencia creciente de proyección, siendo 4471 MWh su cobertura actual tal como se observa en la tabla 4. De acuerdo con los cálculos, se espera que el aumento de la demanda para el año 2026 sea de 34571 MWh para el escenario alto, 17513 MWh para el escenario medio y 8442.8 MWh. para el escenario bajo. Las proyecciones para cada escenario se realizaron con base en la adición o sustracción de 0.5 desviaciones estándar para el escenario alto y bajo respectivamente.

Tabla 4. Demanda de energía proyectada para los tres escenarios (año base) en MWh

	Tasa de crecimiento		Proyección de demanda					
	R	Año	R	Tasa Anual	Año	Alto	Medio	Bajo
Alto	0.227	2012	0.311		2016	4,471.00	4,471.00	4,471.00
Medio	0.146	2013	0.036		2017	5,485.74	5,125.10	4,764.46
Bajo	0.066	2014	0.354		2018	6,730.80	5,874.89	5,077.17
		2015	0.077		2019	8,258.43	6,734.38	5,410.41
D. Estándar			0.161		2020	10,132.78	7,719.61	5,765.53
					2021	12,432.53	8,848.98	6,143.95

	2022	15,254.23	10,143.57	6,547.21
	2023	18,716.35	11,627.56	6,976.94
	2024	22,964.24	13,328.65	7,434.87
	2025	28,176.24	15,278.61	7,922.86
	2026	34,571.17	17,513.85	8,442.88
	Diferencia	10	30,100.17	13,042.85
				3,971.88

Fuente: Autores

4.1.2 Margen de Reserva

Se trata de una unidad adimensional cuya sigla es RHO y se entiende como la capacidad excedente después de cubrir la demanda máxima, considerando las unidades que realmente se encuentran disponibles, el cálculo del parámetro “margen de reserva” será del 6% adicional (porcentaje sugerido por la UPME), con el fin de cubrir el incremento de la demanda.

4.1.3 Horas de servicio

Representado por la unidad H y la sigla Hs; este se asocia la cantidad de horas de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI. Para nuestro caso de estudio el municipio de Acandí cuenta con 21 horas de servicio eléctrico al día.

4.1.4 Demanda de potencia máxima

Este parámetro contiene el valor máximo de la carga que puede ser mantenida durante un tiempo especificado. Su unidad de medida es kW y se identifica en la fórmula con la sigla DP. Para hallar este valor, se plantea la fórmula:

$$DP_{2026} = \frac{DE_{2026}}{(365 * HS_{2026} * f_{CREG})}$$

Donde:

DP₂₀₂₆ Demanda de potencia máxima del año 2026

DE₂₀₂₆ Demanda de energía del año 2026

Hs₂₀₂₆ Horas de servicio del año 2026

f_{CCREG} Factor de carga. (CREG, 2014)

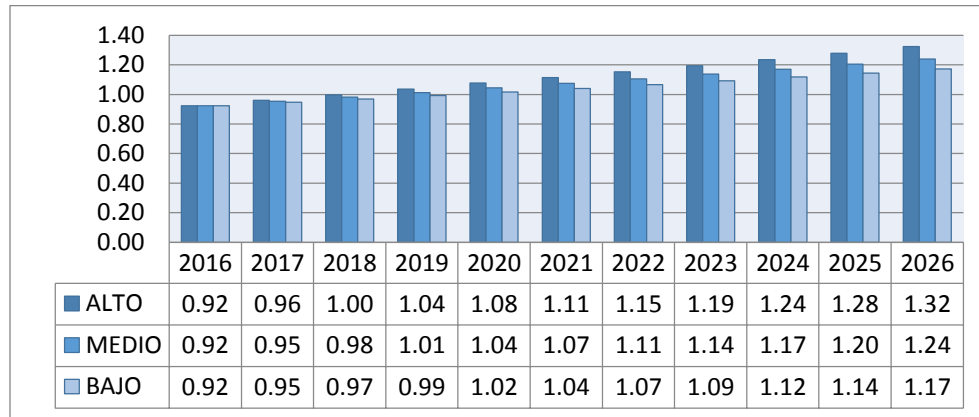


Figura 6. Potencia máxima proyectada para los tres escenarios (año base) en MW
Fuente: Autores

De la misma manera que en la demanda de energía, para municipio de Acandí se plantean tres escenarios de crecimiento (alto, medio y bajo). A partir del año 2016 se observa una tendencia creciente de proyección siendo 0.92 MW tal como se observa en la tabla 5. De acuerdo con los cálculos, se espera que el aumento de la demanda para el año 2026 sea de 1.32 MW para el escenario alto, 1.24 MW para el escenario medio y 1.17 MW para el escenario bajo. Las proyecciones para cada escenario se realizaron con base en la información contenida en el documento de costos indicativos (UPME, 2005), en donde se determina que hasta el año 2020 la tasa de crecimiento de la potencia será de 3.9, 3.1 y 2.4 para los escenarios Alto, medio y bajo respectivamente; para años posteriores al 2020 se define un crecimiento de 3.5, 2.9 y 2.4 para los escenarios Alto, medio y bajo respectivamente.

Tabla 5. Potencia máxima proyectada para los tres escenarios (año base) en MW

Tasa de crecimiento de potencia			Año	Alto	Medio	Bajo
	Hasta el año 2020	> 2020	2016	0.92	0.92	0.92
Alto	3.9	3.5	2017	0.96	0.95	0.95
Medio	3.1	2.9	2018	1.00	0.98	0.97
Bajo	2.4	2.4	2019	1.04	1.01	0.99
			2020	1.08	1.04	1.02
			2021	1.11	1.07	1.04
			2022	1.15	1.11	1.07
			2023	1.19	1.14	1.09
			2024	1.24	1.17	1.12
			2025	1.28	1.20	1.14
			2026	1.32	1.24	1.17

Fuente: Autores

4.1.5 Factor de carga

Esta es una unidad adimensional que se identifica con la sigla Fdc. Mantiene, como su nombre lo indica, la relación entre el consumo en un período de tiempo especificado y el consumo que resultaría de considerar la demanda máxima de forma continua en ese mismo período. Se calcula con base en la siguiente fórmula:

$$fc = \frac{DE}{DP * 365 * Hs}$$

Donde:

DE corresponde a la demanda de energía.

DP corresponde a la demanda de potencia.

Hs corresponde a las horas de servicio.

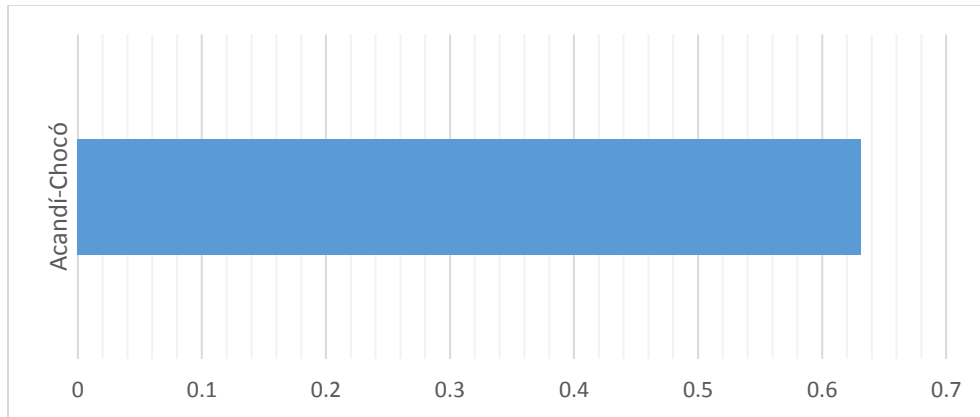


Figura 7. Factor de carga
Fuente: Autores

Para el municipio de Acandí, el cálculo del factor de carga para el año base (2016) fue de 0.6312.

4.1.6 Factor de Planta

Conocido también como factor de utilización de una central, es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de generadores hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en porcentaje, se trata de una unidad adimensional cuya sigla es Fdp. A continuación, podemos ver su fórmula de cálculo

$$Fdp = \frac{DE}{Hv * Hs * Ca Ins * 365}$$

Donde

Fdp factor de planta para la tecnología diésel.

DE demanda de energía para el año base.

Hv horas de vida de los grupos electrógenos.

Hs horas de servicio de cada caso de estudio.

Ca Ins capacidad instalada en el año base.

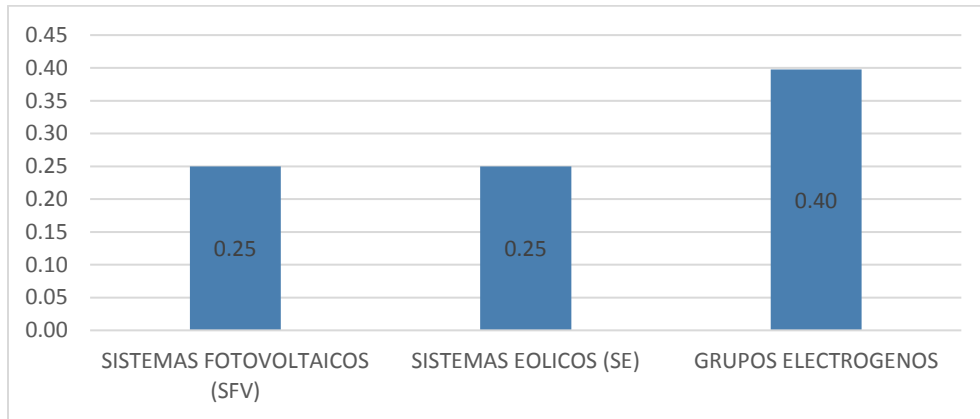


Figura 8. Factor de planta

Fuente: Autores

Los factores de planta fueron definidos previamente en el documento de costos indicativos (UPME, 2005), siendo 0.25 para los sistemas eólicos y fotovoltaicos y 0.40 para los grupos electrógenos.

4.1.7 Factor de Disponibilidad

Su unidad es adimensional y su sigla es A. Este factor es la característica que tienen las unidades generadoras de energía eléctrica de producir potencia a su plena capacidad en momento preciso en que el despacho de carga se lo demande.

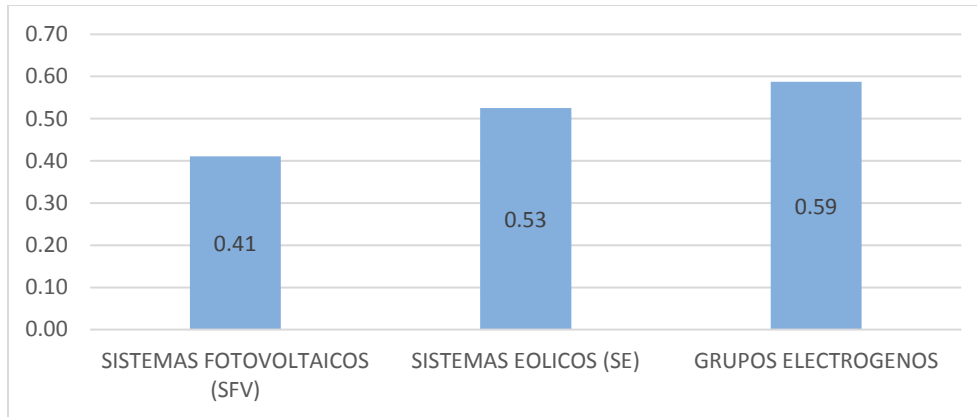


Figura 9. Factor de disponibilidad
Fuente: Autores

En el cálculo para las tecnologías a excepción de los grupos electrógenos, se usaron las horas de servicio indicadas y se dividió en las 8760 horas-año. Ver tabla 6.

Tabla 6. Factor de utilización

Tecnología	Horas	A
SFV	3600	0.4110
Grupo Electrónico	4500	0.5871
SE	4600	0.5251

Fuente: Autores

4.1.8 Capacidad a instalar

Entendido como la potencia nominal o de placa de una unidad generadora a instalar para cada tipo de tecnología con el fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica futura para cada uno de los casos. La unidad de este parámetro es Kw y su sigla: Ca .

Su método de cálculo es:

$$Ca_{2026} = \frac{(DE_{2026} - DE_{2016}) + (Fdp_{diesel} * Ica * Hs_{2016} * A_{diesel} * 365)}{Fdp * Hs_{diesel} * A * 365}$$

Donde:

- Ca₂₀₂₆ Capacidad a instalar para el año 2026
- DE₂₀₂₆ Demanda de energía del año 2026.
- DE₂₀₁₆ Demanda de energía del año 2016.
- Fdp_{diésel} Factor de planta del diésel.
- Ica Capacidad instalada.
- Hs₂₀₁₆ Horas de servicio del año 2016 del caso a estudiar.
- A_{diésel} Factor de disponibilidad del diésel.
- Fdp Factor de planta de la tecnología a estudiar.
- Hs₂₀₂₆ Horas de servicio del año 2026 del caso a estudiar.
- A Factor de disponibilidad de la tecnología a estudiar.

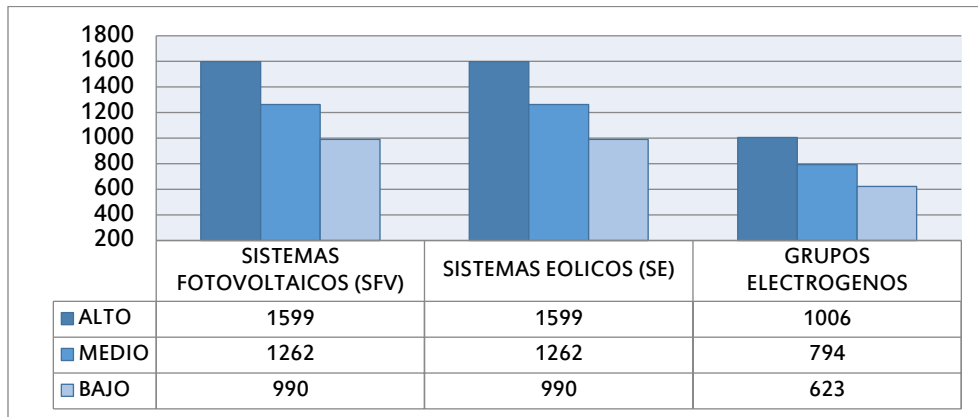


Figura 10. Capacidad a instalar (10 años) en kW

Fuente: Autores

Como observamos en la gráfica anterior, existe la necesidad de instalar, para los 10 años de la proyección, un mayor número de kW para las plantas Eólicas y Fotovoltaicas. Este valor se ve influenciado en parte por el tiempo de utilización que permite cada una de las tecnologías. Vale la pena aclarar que. Para los cálculos de costos subsiguientes, se dividirá esta capacidad en el número de años (10) para permitir el cálculo anual respecto al año base.

Los resultados obtenidos a partir del cálculo de los parámetros técnicos, permiten dimensionar las características técnicas de las plantas de generación eléctrica que necesitará el municipio de Acandí. Con base en lo anterior y teniendo en cuenta los tipos de tecnologías Solar Fotovoltaico, Sistemas Eólicos y Grupos Electrónicos, se ha determinado que para el municipio de Acandí se requieren plantas típicas de 300, 225 y 2000 kw, respectivamente. (Ver anexo B)

En el siguiente capítulo se calcularán los costos asociados para la implementación hipotética de cada una de las plantas, según los requerimientos técnicos previamente calculados.

5 Parámetros financieros para evaluar los costos de implementar fuentes no convencionales de energía en el municipio de Acandí-Chocó.

Los parámetros financieros de un proyecto de generación de energía están asociados a los costos por la implementación de un sistema de generación eléctrica. Estos permiten analizar la viabilidad del proyecto respecto a los costos de inversión, fijos y variables. Los utilizados en la presente investigación y sus respectivos resultados se mencionan a continuación:

- Costos pre operativos o de inversión
- Costos unitarios de inversión para cada tecnología

- Costos operativos: funcionamiento de generación

5.1 Costos Pre operativos o costos de inversión

Los costos de inversión, hacen referencia a los costos iniciales requeridos para implementar tecnologías de generación eléctrica. Los principales rubros tenidos en cuenta en el cálculo de los costos de inversión dependen del tipo de tecnología aplicada y se describen en la tabla 7. La unidad de medida de los costos se trabajará en USD/kW y la sigla de identificación será InvCo.

Tabla 7. Variables de cálculo asociadas a los costos de inversión en las diferentes tecnologías

Tipo de Costo	Definición	Tecnología
Estudios e investigaciones	Incluye estudios e investigaciones acerca de la evaluación del recurso.	Eólica y Solar Fotovoltaica
Predios	Incluye costos de terreno	Grupos Electrógenos, Eólica y Solar Fotovoltaica
Infraestructura	Incluye vías de acceso, líneas de conexión y campamentos y oficinas.	Grupos Electrógenos, Eólica y Solar Fotovoltaica
Fundaciones plazoletas	Incluye perforaciones y estudios geotécnicos del suelo, que definen el diseño de la fundación.	Eólica
Obras civiles	Incluye costos de infraestructura física requerida, tales como: espacio para la máquina, patio de combustible, zona administrativa, planta contra incendio, laboratorio químico, entre otras.	Grupos Electrógenos y Solar Fotovoltaica
Subestación	Incluye obra civil en concreto, estructura metálica, equipos de cerramiento en malla y caseta.	Eólica
Equipo Nacional	Incluye banco de baterías para las plantas típicas.	Eólica y Solar Fotovoltaica
Equipo importado	Incluyen el grupo electrógeno y los equipos auxiliares.	Grupos Electrógenos, Eólica y Solar Fotovoltaica
Inversiones ambientales	Incluyen estudios previos e inversiones iniciales en el área ambiental.	Grupos Electrógenos, Eólica
Ingeniería	Incluye costos de diseño, interventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto.	Grupos Electrógenos, Eólica y Solar Fotovoltaica
Imprevistos	Incluye imprevistos en obras civiles y equipos. Se calcula sumando el 15% del costo total de obras civiles y el 5% del costo total en equipos.	Grupos Electrógenos, Eólica y Solar Fotovoltaica
Financieros operativos	Incluye el sobre costo por la escalación de los costos en el periodo de construcción.	Grupos Electrógenos, Eólica y Solar Fotovoltaica
Ley Pre operativos	Incluyen todos los cargos de ley que aplican durante el periodo de la construcción.	Grupos Electrógenos, Eólica y Solar Fotovoltaica

Fuente: Autores

Tomando como punto base la información que proporciona la (UPME, 2005) en su documento de Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia, se evalúan de manera específica los costos de inversión y generación de las diferentes tecnologías aplicables y aunque las cifras pertenecen al año 2005 son actualizadas al 2016 teniendo en cuenta la variación de la inflación anual.

5.1.1 Costos unitarios de inversión

Hacen referencia al valor total de inversión por kW instalado. El cálculo de los costos unitarios toma gran importancia para el análisis debido a las diferentes capacidades a instalar y selecciones de plantas típicas para cada una de las tecnologías de generación de energía.

Para llevar los costos totales a costos unitarios aplicamos la metodología expuesta por (Peters & Timmerhaus, 1980) y resumida en la siguiente fórmula:

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{0,6}$$

Donde:

- C₁ Costo unitario para la capacidad obtenida.
- C₂ Costo total para la capacidad típica del documento de la UPME.
- P₁ Capacidad a instalar obtenida.
- P₂ Capacidad de la planta típica del documento (UPME, 2005).

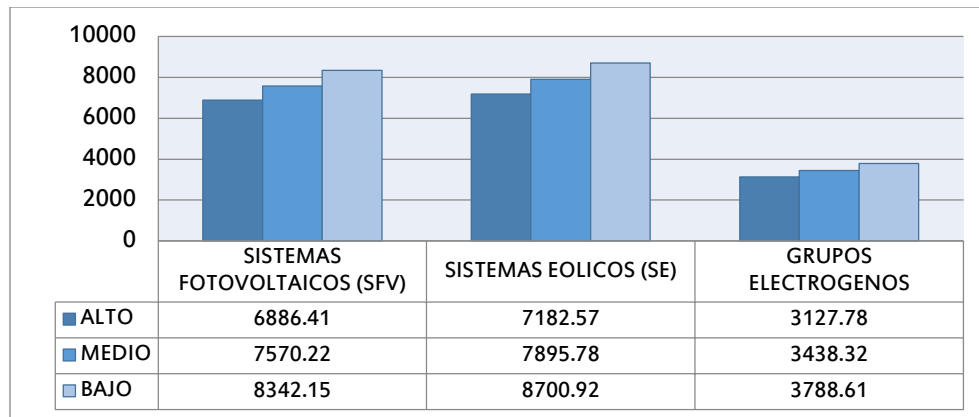


Figura 11. Costos unitarios de inversión (año base) en USD/kW

Fuente: Autores

Como se puede apreciar en la gráfica anterior, los costos de inversión unitarios para las tres tecnologías de generación de energía muestran resultados particulares. Para simplificar el ejercicio, analizaremos el comportamiento de los costos con proyección media; como era de esperarse, los costos de inversión para generar energía a partir de grupos electrógenos son mucho menores (ver tabla 9) USD 3438,32, en comparación con la generación a partir de sistemas eólicos (ver tabla 10) USD 7895,78 y solares fotovoltaicos (ver tabla 11) USD 7570,22. Esto se explica en gran medida por los altos costos de infraestructura y compra de equipos nacionales e importados que necesitan las tecnologías eólicas y solares fotovoltaicas, cuyos valores hacen referencia a más del 75% del presupuesto de inversión.

Otro factor importante que explica los menores costos de inversión en Grupos Electrógenos tiene que ver con el bajo costo (en algunos casos nulo) de los estudios de investigación, ya que en la aplicación de esta tecnología no es necesario tener en cuenta las condiciones climáticas para la selección del terreno.

Tabla 8. Costos de inversión en grupos electrógenos en USD

	Alto	Medio	Bajo
Estudios e investigaciones	-	-	-
Predios	582	505	437
Infraestructura	42,677	37,028	32,013
Obras civiles	35,349	30,670	26,516
Equipo importado	88,677	76,939	66,519
Ambientales	754	654	565
Ingeniería % de (nacionales importados y ambientales)	18,867	16,369	14,152
Imprevistos	9,999	8,675	7,500
Financieros pre operativos	3,105	2,694	2,329
Ley pre operativos	234	203	176
Total costo de inversión	200,243	173,737	150,208
Costo unitario de inversión	3,128	3,438	3,789

Fuente: Autores

Tabla 9. *Costos de inversión en sistemas eólicos en USD*

	Alto	Medio	Bajo
Estudios e investigaciones %de (valor del generador)	1,650	1,431	1,237
Predios	167	145	125
Infraestructura	217,200	188,446	162,904
Fundaciones y plazoleas de maniobra	782	679	587
Subestación	48,882	42,411	36,663
Equipo nacional	155,812	135,185	116,862
Equipo importado (generador)	164,977	143,137	123,736
Imprevistos	16,615	14,415	12,462
Subtotal inversión	606,085	525,848	454,575
Ingeniería % de (inversión -predios)	90,888	78,856	68,168
Ambientales % de inversión	3,030	2,629	2,273
Financieros pre operativos % de (inversión + ing + imprev)	14,272	12,382	10,704
Total costo de inversión	730,890	634,131	548,181
Costo unitario de inversión	7,183	7,896	8,701

Fuente: Autores

Tabla 10. *Costos de Inversión en sistemas fotovoltaicos en USD*

	Alto	Medio	Bajo
Estudios e investigaciones	20,978	18,201	15,734
Predios	7,198	6,245	5,399

Infraestructura	199,220	172,846	149,418
Equipo nacional	144,993	125,798	108,747
Equipo importado	186,468	161,783	139,855
Ingeniería % de (nacionales importados y ambientales)	49,719	43,137	37,290
Subtotal de inversión	608,576	528,009	456,443
Obras civiles % de inversión	42,600	36,961	31,951
Imprevistos %de (nacionales, importados y civiles)	37,406	32,454	28,055
Financieros pre operativos % de inversión	12,172	10,560	9,129
Total costo de inversión	700,754	607,984	525,578
Costo unitario de inversión	6,886	7,570	8,342

Fuente: Autores

Para conocer los valores de costos generales expresados en el documento de Costos Indicativos, según las diferentes plantas típicas por tecnologías ver el anexo B.

5.2 Costos operativos y de mantenimiento

En toda implementación de proyectos de generación eléctrica, después de su puesta en marcha se generan costos de operación. Estos costos están asociados con el mantenimiento de equipos, repuestos de las máquinas, entre otras. Los costos operativos se clasifican en costos fijos, costos variables y costos de combustible.

5.2.1 Costos fijos

Los costos fijos hacen referencia a los costos de funcionamiento de la empresa de generación de energía eléctrica, expresados en forma global por año (US/kW). Los principales rubros asociados a los costos fijos por tecnología son: para la tecnología solar fotovoltaica el mantenimiento de las baterías y la inspección a los paneles; para los grupos electrógenos el mantenimiento de las plantas; y para los sistemas eólicos el mantenimiento del aerogenerador y de las instalaciones. La unidad de medida de los costos fijos se trabaja en USD/kW año y la sigla de identificación será la siguiente: FixCo.

En el documento de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2005), se hace referencia a los diferentes costos fijos por tecnología, haciendo énfasis en las diferentes plantas típicas. La información se encuentra condensada en la tabla 11.

Tabla 11. *Costos de Operación y Mantenimiento fijos según plantas típicas en USD/año*

	Planta Típica 1	Planta Típica 2	Planta Típica 3	Planta Típica 4	Planta Típica 5	Planta Típica 6
SFV	100.00	100.00	200.00	200.00	400.00	400.00
Grupo Electrónico	30,000.00	-	-	-	-	-
SE	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	-

Fuente: Documento de Costos Indicativos (UPME, 2005)

Para llevar los costos totales a costos unitarios aplicamos la metodología expuesta por (Peters & Timmerhaus, 1980) ya mencionada en el cálculo de los costos unitarios de inversión.

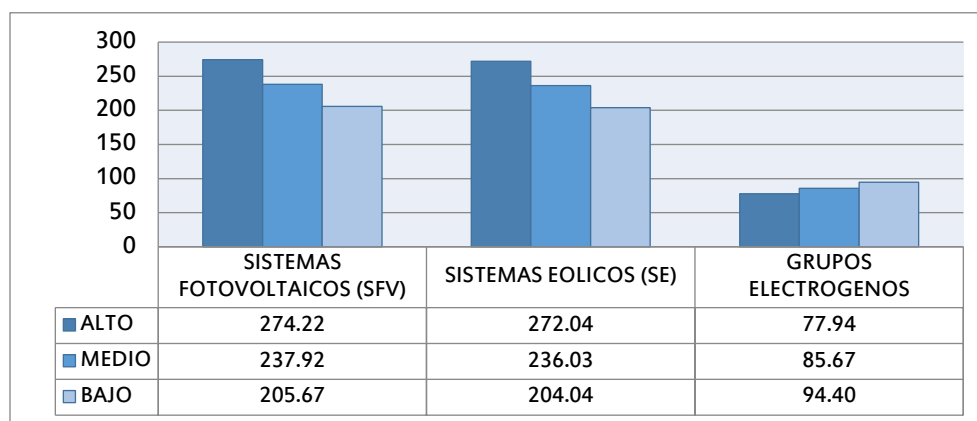


Figura 12. Costos unitarios de O&M fijos (año base) en USD/kW

Fuente: Autores

Al igual que en el cálculo de los costos unitarios de inversión, los costos unitarios de operación y mantenimiento muestran un comportamiento elevado para los sistemas fotovoltaicos y los sistemas eólicos. Para los casos de las tecnologías eólicas y fotovoltaicas el factor que más influye en estos costos es la adquisición de baterías para el almacenamiento de la energía.

5.2.2 Costos variables

Los costos de Operación y Mantenimiento variables corresponden a un componente producto de la operación de la empresa de generación en forma global (US\$/año). Para el caso de los grupos electrógenos, este componente es característico de cada región y depende en parte de los costos del combustible y del lubricante (UPME, 2005). La unidad de medida para los costos variables es USD/kW y se expresa con la siguiente sigla FixCo.

En el documento de la Unidad de Planeación Minero Energética se hace referencia a los diferentes costos variables por tecnología, haciendo énfasis en las diferentes plantas típicas. Para a tecnología SFV, según (UPME, 2005) no se consideran costos variables por cuanto no aplica para el caso de investigación.

Tabla 12. Costos de operación y mantenimiento variables según plantas típicas en USD/kW año

	Planta típica 1	Planta típica 2	Planta típica 3	Planta típica 4	Planta típica 5	Planta típica 6
SFV	-	-	-	-	-	-
Grupo Electrógeno	179.50	-	-	-	-	-
SE	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00

Fuente: Autores

Para llevar los costos totales a costos unitarios aplicamos la metodología expuesta por (Peters & Timmerhaus, 1980) ya mencionada en el cálculo de los costos unitarios de inversión.

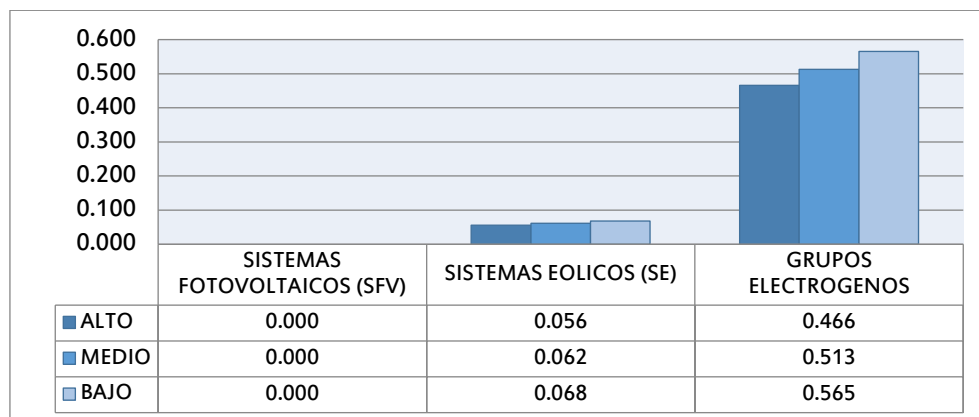


Figura 13. Costos unitarios de O &M Variables (año base) en USD/kWh

Fuente: Autores

A diferencia de los costos unitarios fijos, en los costos unitarios variables los grupos electrógenos presentan unos costos mayores por kWh. En parte, estos valores se explican por los aceites, lubricantes y filtros necesarios para mantener las plantas eléctricas en funcionamiento. Como se mencionó anteriormente, la literatura indica que los costos variables de las tecnologías eólicas son bajos y para el caso de los sistemas fotovoltaicos se contemplan como nulos.

5.2.2.1 Costo de combustible

Hace referencia a los gastos asociados al combustible y su transporte hasta el sitio de operación. A partir del costo promedio del combustible en \$/gal y conociendo que la densidad del Diésel es de 3.2 kg/gal, obtenemos el costo de estos combustibles en \$/kg. Para nuestro caso de estudio en el municipio de Acandí, obtuvimos un costo de 1507.07 COP/kg. Para calcular el costo de los combustibles (Diésel) se utilizó como referencia el estudio de la (UPME, 2005). El costo del combustible juega un papel importante en los costos variables de operación y mantenimiento de los grupos electrógenos, ya que el trabajo realizado por estas máquinas depende casi en su totalidad de estos acervos energéticos. Dada la naturaleza de las tecnologías evaluadas, se deduce por obvias razones que en las tecnologías eólicas y solares no se tienen presentes en estos cálculos.

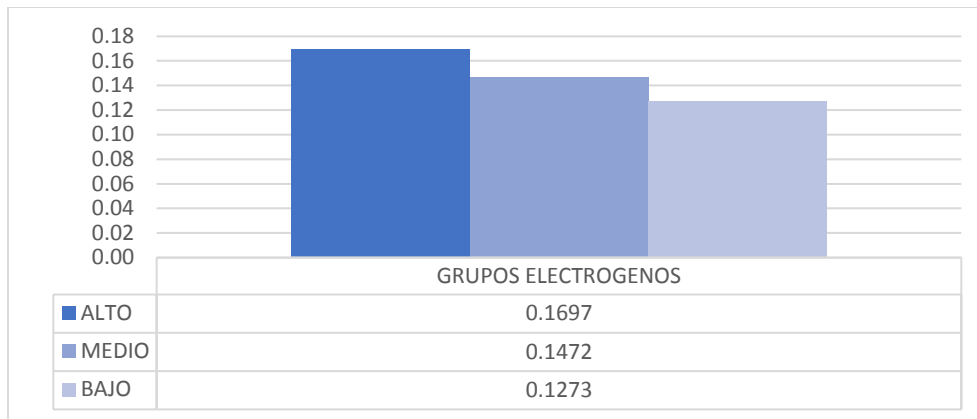


Figura 14. Costos unitarios del combustible diésel (año base) en USD/kWh

Fuente: Autores

Teniendo en cuenta los parámetros técnicos para implementar cada tipo de tecnología en el municipio de Acandí – Choco y con base en los cálculos realizados en el capítulo anterior respecto a los costos para implementar cada tecnología, en el próximo capítulo analizaremos la viabilidad económica de implementar los diferentes tipos de tecnologías teniendo en cuenta los criterios de evaluación definidos previamente.

6 Viabilidad económica de implementar fuentes no convencionales de energía en el municipio de Acandí, Choco.

Cuando se evalúan proyectos de inversión y alternativas operacionales, se destaca la relación entre el inversionista y el proyecto, por consiguiente, cuando se evalúan las alternativas operacionales, se calculan las bondades que obtiene el inversionista al prestar su dinero al proyecto y no invertirlo en otro, como depositar su dinero en una entidad financiera, naturalmente considerando riesgos de inversión similares.

En este sentido, en un proyecto de inversión se tienen que identificar tres indicadores fundamentalmente, los cuales permiten evaluarlo (UNAD, 2015).

- **La inversión en el proyecto:** Se debe de estimar los desembolsos a realizar en el proyecto. La inversión es la acumulación de todos los recursos atascados o atorados en el proyecto y mientras no salgan del proyecto no se generarán ingresos.
- **Los gastos de operación del proyecto:** Son todos los desembolsos que se deben de efectuar, con la intención de convertir la inversión en los ingresos del proyecto.
- **Los ingresos de los proyectos:** Al evaluar el proyecto se realiza el análisis de la velocidad de generar dinero ahora y en el futuro (Horizonte de evaluación del proyecto).

Después de calcular los anteriores indicadores fundamentales (ver tabla 13), se utilizarán como medio de evaluación los siguientes criterios de evaluación económica: el Costo Anual Presente Equivalente, el método de Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno y la Razón Costo Beneficio. Las definiciones sobre los criterios de evaluación de alternativas de inversión utilizadas, señaladas a continuación, están basadas en el material del curso de ingeniería económica de la Universidad Nacional Abierta y a Distancia (UNAD, 2015).

Tabla 13. *Determinantes de inversión según tipo de tecnología*

Medida	Solar Fotovoltaico	Sistemas Eólicos	Grupos Electrónicos
Inversión inicial (USD)	607,983.90	634,130.77	173,736.64
Costos anuales (USD)	30,024.94	29,786.55	67,828.61
Ingresos anuales esperados (USD)	81,527.97	81,527.97	81,541.73
Costo de oportunidad	10%	10%	10%
Vida Útil	20	20	18
Valor de mercado	0	0	0

Fuente: Autores

Como era de esperarse y para el caso de Acandí, las tecnologías renovables requieren una mayor inversión inicial que las tecnologías no renovables. Respecto a los costos anuales, la tecnología no renovable duplica en costos a las demás tecnologías. Por último, los ingresos calculados esperados son similares para las tres tecnologías.

De acuerdo a la literatura, los proyectos eólicos y fotovoltaicos tienen una vida útil de 20 años, mientras que los grupos electrógenos tienen una vida útil de 18 años. Dentro del análisis se tomaron como supuesto que el costo de oportunidad sería de 10%; este valor se obtuvo a partir del ranking publicado por el portal Rankia³, en donde se puede observar que las entidades bancarias colombianas ofrecen certificados de depósito a término fijo con valores inferiores al 10%. Por último se supone que no habrá valor de salvamento para ninguna tecnología.

6.1 Costo Anual Equivalente (CAE)

Se trata del método usado para comparar alternativas de inversión, este tipo de alternativas se evalúan en términos de sus costos, por lo cual se debe tener en cuenta una inversión inicial y unos costos anuales. En nuestro caso no se contempló un valor de mercado o valor de salvamento y la depreciación se realizó de forma lineal. Esta cantidad representa lo que cuesta anualmente a los inversionistas la implementación del proyecto.

$$CAE(CO) = \frac{\left(II + \frac{CA[1 - (1 + CO)^{-6}]}{CO} - \frac{VM}{(1 + CO)^6}\right)(CO)}{1 - (1 + CO)^{-6}}$$

Donde:

II Inversión Inicial

³ Ver: <https://www.rankia.co/blog/mejores-cdts/1866633-mejores-cdt-para-2017>

CA Costos Anuales

CO Costos de Oportunidad

VM Valor de Mercado

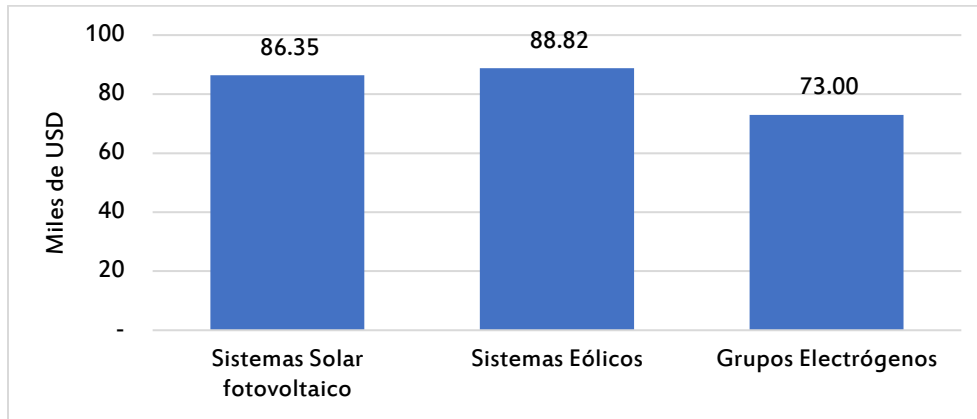


Figura 15. Costo anual equivalente

Fuente: Autores

El costo anual presente equivalente es mayor en la tecnología de sistemas eólicos. Este valor está determinado por la alta inversión inicial que hay que realizar en este tipo de tecnología: 634.130 USD (ver tabla 13) y unos costos anuales de operación y mantenimiento cercanos a los 30.000 USD. Si utilizáramos únicamente el Costo Anual Presente Equivalente, el proyecto de inversión que se debería escoger sería el relacionado a los Grupos Electrógenos, ya que el cálculo de sus costos anuales equivalentes 73.000 USD, es menor que el resto de tecnologías.

6.2 Método del Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto es la utilidad (si es positivo) o pérdida (si es negativo) a pesos de hoy, que proviene por invertir en el proyecto y no invertir al interés de oportunidad. Este es un concepto de marginalidad, es la riqueza adicional que se obtiene y corresponde exactamente al valor presente de los valores económicos agregados durante el horizonte de evaluación del proyecto.

- Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés.
- Cuando el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia.
- Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

$$VPN = CA \left[\frac{1 - (1 + 0.2)^{-n}}{0.2} \right] + \frac{VM}{(1 + 0.2)^5}$$

Donde:

CA Costos Anuales

VM Valor de Mercado

n Número de años

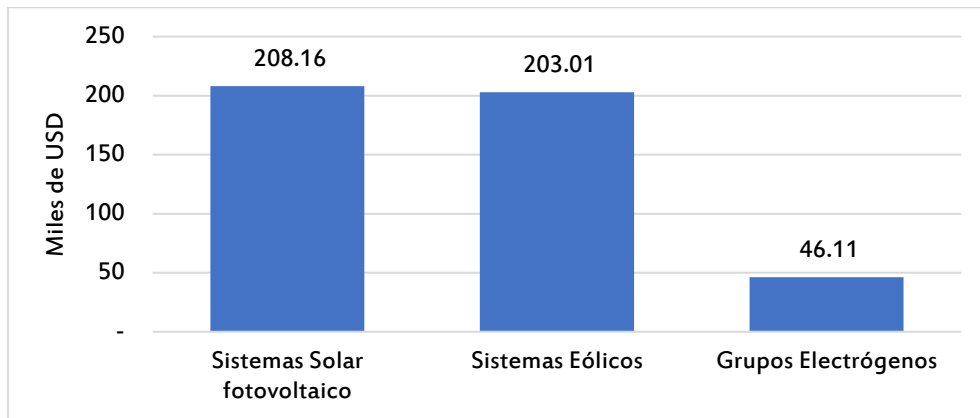


Figura 16. Valor Presente Neto

Fuente: Autores

En nuestro análisis observamos que las tres alternativas de inversión poseen un VPN positivo, lo cual quiere decir que las alternativas son viables y generan ganancias. Sin embargo, de los resultados se infiere que los Sistemas Fotovoltaicos producen un VPN más alto, en donde los costos anuales juegan un papel determinante en este resultado. Con respecto a los sistemas eólicos se tienen costos anuales similares, sin embargo, se evidencia una mayor inversión inicial; por

último, respecto a los grupos electrógenos, el valor presente neto es casi la cuarta parte en comparación a las demás alternativas.

6.3 Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es una tasa que hace el Valor Presente Neto igual a cero. Esta tasa representa el rendimiento obtenido por los dineros que permanecen invertidos en un proyecto. La Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rentabilidad es aquella tasa que está ganando un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto. Tiene como ventaja frente a otras metodologías, como la del Valor Presente Neto (VPN), que se elimina el cálculo de la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), lo cual le da una característica favorable en su utilización por parte de los administradores financieros.

La TIR es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para comparar la factibilidad de diferentes opciones de inversión. Generalmente, la opción de inversión con la TIR más alta es la preferida.

- Es la tasa de interés por la cual se recupera la inversión.
- Es la tasa de interés máxima que se puede endeudar para no perder.
- Es la tasa de interés a la cual el inversionista le presta su dinero al proyecto y es característica del proyecto, independientemente de quien evalué.

$$TIR = CA \left[\frac{1 - (1 + 0.2)^{-n}}{0.2} \right] + \frac{VM}{(1 + 0.2)^5} - II = 0$$

Donde:

CA Costos Anuales

VM Valor de Mercado

n Número de años

II Inversión Inicial

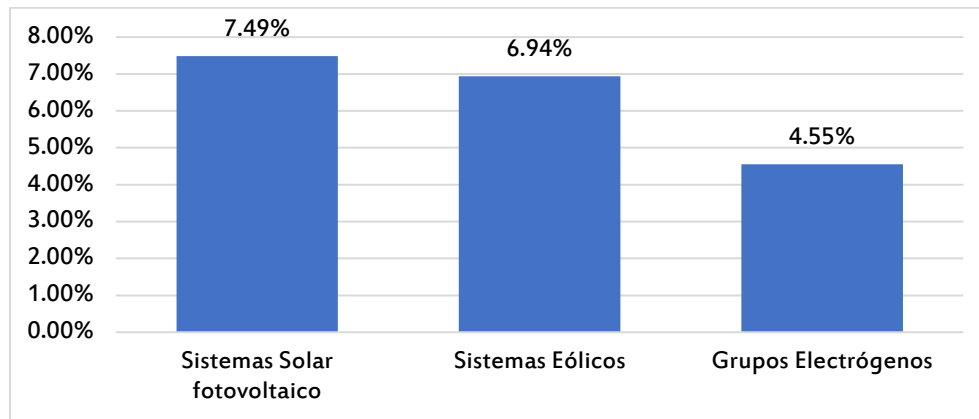


Figura. 17 Tasa Interna de Retorno

Fuente: Autores

En los resultados podemos observar Tasas Internas de Retorno positivas para cada una de las tecnologías de generación de energía estudiadas. Sin embargo, se obtuvo una TIR superior para los Sistemas Fotovoltaicos equivalente al 7.49%. Para determinar la decisión de inversión tomando como base la TIR, el resultado se debe comparar con la rentabilidad obtenida en otras alternativas análogas. Así mismo, tomamos como referencia un trabajo de investigación en donde se define el costo de capital promedio ponderado (CCPP) para tecnologías eólicas y fotovoltaicas, cuyo valor es de 5.88% (Buendía Yáñez, 2014). Con base en lo anterior, podemos decir que se pueden aceptar cualquiera de los proyectos de generación eléctrica con energías renovables.

6.4 Razón Costo Beneficio (RCB)

Para obtener la relación beneficio/costo se realiza el cociente entre la sumatoria de los valores actualizados de los ingresos y la sumatoria de los valores actualizados de los egresos. De lo que se trata es de calcular el valor presente de los ingresos y de los egresos del proyecto con base en la

tasa de oportunidad y hacer la correspondiente división. Los valores resultantes de la relación B/C deben ser interpretados como sigue:

- $R B/C > 1$ El proyecto es viable, dado que el VP de los ingresos es mayor que el VP de los egresos.
- $R B/C < 1$ El proyecto no es atractivo, dado que el VP de los ingresos es inferior al VP de los egresos.
- $R B/C = 1$ Teóricamente es indiferente realizar o no el proyecto. En este caso la TIR y la tasa de oportunidad son iguales. El VP de los ingresos es igual al VP de los egresos.

$$RCB = \frac{VP(\text{Beneficios del Proyecto})}{VP(\text{Costos totales del proyecto})}$$

Donde:

VP Valor presente

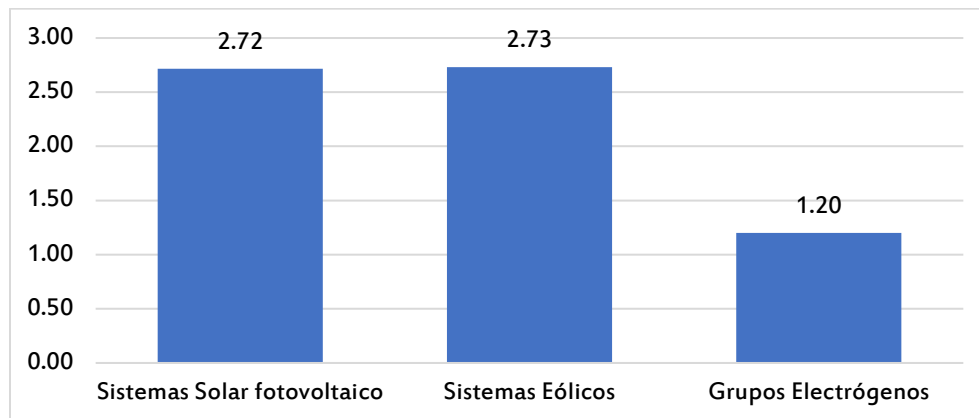


Figura 18. Razón Costo Beneficio

Fuente: Autores

De acuerdo a los parámetros de referencia respecto a los beneficios y los costos, los tres proyectos son viables, puesto que el cociente entre estos es mayor que 1. Vale la pena destacar que

son los sistemas eólicos la tecnología que tiene una mejor ratio entre beneficios y costos, con un valor de 2.74 USD, lo cual quiere decir que por cada dólar invertido en el proyecto este recupera 2.73 dólares.

En la tabla 14 se puede observar de manera compilada cada uno de los criterios que permiten evaluar las alternativas de inversión entre Fuente No Convencionales de Energía y Grupos Electrónicos. Para conocer los resultados de los flujos de caja, ver el anexo C.

Tabla 14. *Criterios para evaluar alternativas de inversión en tecnologías de generación eléctrica, el municipio de Acandí-Chocó*

Proyección media	Sistemas Solares Fotovoltaicos	Sistemas Eólicos	Grupos Electrónicos
Costo anual presente equivalente	163,165	168,684	104,123
Valor presente neto	208,157	203,439	46,111
Tasa interna de retorno	7.49%	6.96%	4.55%
Relación costo beneficio	2.72	2.74	1.20

Fuente: Autores

7 Conclusiones

Colombia es un territorio que, por su posición geográfica estratégica en el continente americano, posee un gran potencial para la explotación de Fuentes No Convencionales de Energía. A partir de investigaciones académicas y gubernamentales previas, se determinó que para el caso particular del municipio de Acandí - Chocó, la generación de energía eléctrica a partir de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH's y Biomasa residual estaba prácticamente descartada, debido a la ausencia de ríos cercanos y de biomasa autóctona respectivamente.

A partir de los resultados obtenidos respecto a los parámetros técnicos, económicos y financieros, los inversionistas privados y/o las autoridades municipales, departamentales o

nacionales pueden tomar la decisión de implementar los diferentes tipos de tecnología de generación de energía eléctrica en el municipio de Acandí – Chocó.

Colombia posee un gran potencial para la explotación de Fuentes No Convencionales de Energía. A partir de investigaciones académicas y gubernamentales previas, se determinó que para el caso particular del municipio de Acandí - Chocó, la generación de energía eléctrica se puede producir mediante sistemas eólicos y sistemas solares fotovoltaicos.

La TIR tiene como ventaja frente a otras metodologías como la del Valor Presente Neto (VPN) porque en este se elimina el cálculo de la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), esto le da una característica favorable en su utilización por parte de los administradores financieros. Con base en lo anterior, la opción que se considera más viable para implementar diferentes tipos de tecnología de generación de energía eléctrica en el municipio de Acandí – Chocó, es la SFV.

Se concluye finalmente que es de vital importancia el cálculo de los parámetros técnicos, económicos y financieros a la hora de evaluar un proyecto relacionado con la generación de energía eléctrica. Cabe recalcar que para lograr todo lo anterior, la información deberá ser compilada de manera meticulosa eficiente, siempre procurando acudir a fuentes gubernamentales y autoridades en el tema.

8 Referencias bibliográficas

- AIEA. (2008). *Indicadores Energéticos del Desarrollo Sostenible*. Viena: Organismo Internacional de Energía Atómica.
- Araque, J., & Blanco, F. (2015). *Estimación del potencial técnico energético de recursos renovables en ZNI de Colombia*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- BID. (2013). *Acceso a la energía*. Buenos Aires: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Bridge, B., Adhikari, D., & Fontela, M. (2015). Electricity, income, and quality of life. *The Social Science Journal*, 7.
- Buendía Yáñez, A. P. (2014). *Caracterización y evaluación económica para la inversión en plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia a partir de fuentes de energías renovables eólica y solar*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
- Castaño, S. R. (2004). *Redes de Distribución de Energía, Tercera ed.* Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- Cerdá, E. (2012). Energía obtenida a partir de biomasa. *Cuadernos económicos de ICE*, 117-140.
- CorpoEma. (2010). *Elementos de Política, Riesgos ante El Cambio Climático, Complementariedad entre las FNCE y el SIN, y Costos Indicativos de las FNCE*. Bogotá: UPME.
- CREG. (2014). *Metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en ZNI*. Bogotá: CREG.

- Daly, H. (1989). *Ecología: Medios últimos y limitaciones biofísicas*. Ciudad de México: Fondo de cultura económica.
- Daly, H., & Cobb, J. (1993). *Para el bien común: Reorientando la economía hacia la comunidad, el ambiente y un futuro sostenible*. México: Fondo de cultura económica.
- DANE, D. A. (2005). *CENSO GENERAL 2005 NIVEL NACIONAL*.
- Dyner, i., & Hoyos, S. (2008). Contribución de la energía al desarrollo de las comunidades aisladas no interconectadas. *Dyna 75 (154)*, 199-214.
- Escalante, H., Orduz, J., Cardona, M., Duarte, M., & Zapata, H. (2010). *Atlas de residuos de la biomasa*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Flórez, J., Tobón, D., & Castillo, G. (2010). ¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las Zonas No Interconectadas en Colombia? *Cuadernos administrativos*.
- Garay, L. J. (1998). Modelo de Desarrollo y Sostenibilidad en misión ruralq. En *Transición, Convivencia y Sostenibilidad N.5*. (pág. 9). Bogotá.
- GAYE, A. (2007). *Access to Energy and Human Development. Human Development Report*. New York: Palgrave Macmillan.
- Guacaneme, J., Trujillo, C., & Peña, R. (2007). Generación híbrida de energía eléctrica como alternativa para zonas no interconectadas. *Ingeniería, 12(1)*, 57-63.
- Harrys, M. (1987). *Caníbales y Reyes*. Madrid: Alianza.
- Huertas, L., & Pinilla, A. (2007). *Predicción de rendimiento de parques eólicos como herramienta de evaluación*. Bogotá: Empresas Públicas de Medellín.

IDAE. (2007). *Energía de la biomasa*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

IPSE-CNM. (2016). *Informe de telemetría mensual de Diciembre*. Bogotá : Centro Nacional de Monitoreo.

Jara, T. (2006). *Introducción a las Energías Renovables No Convencionales*. Santiago - Chile: Leaders S.A.

Ladino, E. (2011). *La energía solar fotovoltaica como factor de desarrollo en zonas rurales de Colombia*. . Bogotá: Tesis: Universidad Pontificia Javeriana.

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

Muñoz, Y. (2012). *Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo*. Valencia-España: Departamenteo de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Valencia.

Naciones Unidas. (s.f.). Recuperado el 19 de 05 de 2016, de <http://www.unwomen.org/~media/Headquarters/Media/infocus/es/Rio20OutcomedocumentES.pdf>

Pérez, A., & Osorio, j. (2002). *Energía, pobreza y deterioro ecológico en Colombia: Introducción a*. Medellín: Todográficas.

Peters, M., & Timmerhaus, K. (1980). *Plan design and economics for chemical engineers*. New York: McGraw Hill.

Quijano, R. (2012). *Diseño e implementación de una plataforma integrada de modelación para la planificación energética sostenible – MODERGIS – “Estudio de caso Colombia”*.

Medellín: Facultad de Minas - Universidad Nacional.

REN21. (2014). *Renewables*. Global Status Report.

Rosso, A. (2014). *Diseño y aplicación de una metodología basada en lógica difusa para la selección de alternativas sostenibles de generación eléctrica en ZNI de Colombia*.

Bucaramanga: UIS.

Sachs, J. (2014). *La era del desarrollo sostenible*. Madrid: Ediciones Deusto.

Sitio oficial de Acandí en Chocó, C. (s.f.). (s.f.). *Alcaldía de Acandí*. . Obtenido de <http://www.acandi-choco.gov.co>

UNAD. (2015). *Material - Curso de Ingeniería Económica*. Coombia: Escuela de Ciencias Administrativas, Contables, Económicas y de Negocios.

UPME & IDEAM. (2005). *Atlas de Radiación Solar de Colombia*. Bogotá: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia.

UPME. (2005). *Costos indicativos de generación Eléctrica en Colombia*. Bogotá: Unidad de Planificación Minero Energética.

UPME. (2005). *Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia*. Bogotá.

UPME. (2013). *Plan indicativo de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica*. Bogotá: UPME.

XM. (2014). *Capacidad efectiva por tipo de generación*. Medellín: XM.

9 Lista de anexos

Anexo A. Capacidades de las plantas típicas en kW, según tecnología

Tecnología	1	2	3	4	5	6
SFV	0	0	3	30	300	3,000
Grupo Electrónico	2,000	-	-	-	-	-
SE	2	20	225	1,300	19,500	-

Anexo B. Costos generales de inversión según el tipo de plantas típicas en USD

COSTOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS						
	Planta típica 1	Planta típica 2	Planta típica 3	Planta típica 4	Planta típica 5	Planta típica 6
Estudios e investigaciones	150	300	4,380	19,500	30,600	54,000
Predios	-	-	-	-	10,500	105,000
Infraestructura	-	-	-	20,000	290,600	290,600
Equipo nacional	195	460	2,800	22,500	211,500	2,401,500
Equipo importado	34	204	2,040	30,000	272,000	2,402,000
Ingeniería % de (nacionales importados y ambientales)	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Obras civiles % de inversión	-	-	-	0.10	0.07	0.05
Imprevistos %de (nacionales, importados y civiles)	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Financieros pre operativos % de inversión	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02

COSTOS DE LOS SISTEMAS EÓLICOS					
	Planta típica 1	Planta típica 2	Planta típica 3	Planta típica 4	Planta típica 5
Estudios e investigaciones %de (valor del generador)	50	660	2,025	10,400	156,000
Predios	1	18	205	1,183	17,745

Infraestructura	-	-	266,600	1,333,000	1,573,000
Fundaciones y plazoletas de maniobra	100	250	960	5,544	83,160
Subestación	-	-	60,000	300,000	350,000
Equipo nacional	1,050	16,000	191,250	-	-
Equipo importado (generador)	4,950	66,000	202,500	1,040,000	15,600,000
Imprevistos	510	6,638	20,394	104,832	1,572,474
Subtotal inversión					
Ingeniería % de (inversión -predios)	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Ambientales % de inversión	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Financieros pre operativos % de (inversión + ing + imprey)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02

COSTOS DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS

	Planta típica 1
Estudios e investigaciones	-
Predios	3,500
Infraestructura	256,600
Obras civiles	212,537
Equipo importado	533,176
Ambientales	4,531
Ingeniería % de (nacionales importados y ambientales)	113,437
Imprevistos	60,119
Financieros pre operativos	18,666
Ley pre operativos	1,408
