

ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA: LA GUAJIRA

**Edinson Caballero Delgado
Mayra Yurleny Jordán Casas
José De Jesús Vergara Campo**



**Escuela de Ingenierías
Eléctrica, Electrónica
y de Telecomunicaciones**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Bucaramanga
2013**

ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA: LA GUAJIRA

**Edinson Caballero Delgado
Mayra Yurleny Jordán Casas
José De Jesús Vergara Campo**

Trabajo de grado presentado como requerimiento parcial para optar al título de:

Ingeniero Electricista

**Director:
Dr. Gerardo Latorre Bayona**

**Codirector:
Ing. Ciro Jurado Jeréz**



**Escuela de Ingenierías
Eléctrica, Electrónica
y de Telecomunicaciones**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Bucaramanga
2013**

Dedicatoria

Deseo dedicar este trabajo y el logro de mi meta a DIOS por ser quien me permite realizarlo y darme la vida y las fuerzas para seguir adelante.

A mi familia por su presencia que motiva a prosperar, especialmente a mi madre María Ismenía Delgado Flórez por su entrega y a mi mamita Slendy Caballero Delgado quien me recuerda el valor de la mujer.

A mis compañeros y amigos por su apoyo en el transcurso de la carrera, especialmente a José Vergara, Mayra Jordán, Oscar Quintanilla, a Fredy Ramírez “Hermanazzo” por sus enseñanzas y ayuda a lo largo de mi vida universitaria y a Claudia Barbosa por mostrarte le importancia del desapego.

A los profesores Gerardo Latorre Bayona, Ciro Jurado Jerez, Wilman Morales Rey, Gabriel Ordoñez plata, José Gabriel Plata Cordero, Jairo Fabián Jaimes, Ana Beatriz Ramírez, Diana Fajardo, Raúl Omar Vila Casado, Jaime Galindo Cárdenas, Nelfor Castelblanco y Julio Augusto Gévez Figueredo quienes han aportado su capital intelectual y toda una vida de enseñanza para formar profesionales y personas, al igual que los demás docentes de la escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones.

Y finalmente a mi padre José Vicente Caballero Suarez con toda mi energía anhelo que me veas convertido en un profesional.

Edinson Caballero Delgado

Dedicatoria

A papito Dios por bendecirme y permitirme llegar a este momento.

*A mi familia: A mi papá, Pedro Jordán, y a mi mamá, Alix Casas, por su inigualable esfuerzo y entrega.
A mis hermanas, Deisy y Jennifer, por escucharme y comprenderme. Este triunfo es suyo.*

A ti, César: amor, gracias por tu paciencia, apoyo incondicional y por facilitarme el camino.

A toda la familia Rubio Ordoñez, Jérez Rubio y Beltrán Rubio por su ayuda y colaboración durante tanto tiempo; especialmente, a Ana, Fercho y Vale: infinitas gracias.

A mi compañero de proyecto, José Vergara. Gracias por la perseverancia, paciencia y por su fuerte trabajo.

A Jerson, Yolandita y a todos mis compañeros y amigos, por sus aportes para crecer como persona y profesional.

A todos, mil gracias de todo corazón.

Mayra Jordán Casas

Dedicatoria

A Dios por acompañarme siempre y brindarme la fortaleza, la determinación y la confianza necesaria para llegar donde estoy.

A Chury y a Camencho, por guiarme en todo el trayecto de mi vida, por tenderme la mano siempre, y a través de su cariño enseñarme el valor del amor. Por mostrarme a través de sus vidas, lo que vale el esfuerzo, la perseverancia y el no dejarse caer. Gracias por sus enseñanzas y su apoyo incondicional.

A mi abuela Nana^t, que me enseñó lo que es vivir con nobleza y humildad.

A Icha, Reme, Chencho, DJ y Ñapa por su apoyo incondicional, por sus buenos consejos y su amor fraternal.

A David, que siempre me mira desde el cielo.

A toda mi familia. Por nunca dejarme desfallecer.

A R10, por mostrarme qué es vivir en sintonía con uno mismo, mostrando lealtad y haciendo las cosas con humildad. R12 por su compañía y por enseñarme a ver el mundo como un lugar para disfrutar. Al presidente de la FAF, por mostrarme que las cosas se hacen bien, con empeño y de la manera correcta.

A Krito, por escucharme y brindarme su amistad incondicional. A La Cachaca, por su cariño de hermana, por ser la primer compañera en confiar en mí. A M, por escucharme, y acompañarme siempre con un buen café.

A la VM, por acogerme en su hogar, por su paciencia y por saberme escuchar.

Al Papá de los Bolos, por mostrarme siempre que cuando las cosas son de esfuerzo y sacrificio, la victoria siempre es merecida. A los Ácidos por su gran amistad, por enseñarme a disfrutar de la compañía cuando se está lejos de casa.

A Mi Compañerita, por permitirme trabajar con ella y apoyarme siempre. Por mostrarme lo que es ser paciente y fuerte ante las adversidades y estar siempre fijado de Dios.

A todos mis amigos, compañeros y a todas esas personas que me mostraron el camino a seguir y me acompañaron.

José Vergara Campo

Agradecimientos

A nuestras familias y amigos, que siempre estuvieron para darnos su apoyo cuando más lo necesitamos.

Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander por la formación personal y profesional, y en particular a la E3T por apoyar este tipo de proyectos.

Igualmente agradecemos a nuestro director de proyecto, el Doctor Gerardo Latorre, por sus consejos, al ingeniero Fredis Vega, tutor, por sus enseñanzas, buen trato y su colaboración.

Hacemos un especial agradecimiento al ingeniero Wilman Morales, por su constante apoyo, colaboración, acompañamiento y buen ejemplo, no sólo en la realización de las actividades del proyecto de grado sino también a ayudarnos a crecer como persona.

Al personal de la Electrificadora del Caribe S.A E.S.P por su colaboración y por atendernos con prontitud.

A la Alcaldía y la oficina de planeación del Municipio de Manaure, por su valiosa participación en nuestro proyecto.

A todas aquellas personas que de una forma u otra, contribuyeron para el desarrollo y culminación del mismo.

Índice

1. Introducción.....	20
1.1 Motivación y justificación del trabajo.....	21
1.2 Proyectos de Infraestructura Eléctrica, como ideas de inversión	21
1.3 Metodología del desarrollo de los proyectos.....	23
1.3.1 Etapa de formulación	24
1.3.2 Etapa de evaluación exante	32
1.3.3 Finalidad y objetivos	33
1.3.4 Estructura del documento	34
2. Estado del arte en Colombia de soluciones energéticas a partir de los proyectos identificados en La Guajira	36
2.1 Tecnologías usadas para la generación local.....	37
2.1.1 Generación Eólica.....	37
2.1.2 Generación Solar Fotovoltaica	40
2.1.3 Generación Diesel	43
2.2 Proyectos energéticos implementados para electrificación de zonas aisladas, energías alternativas.....	46
2.2.1 Proyectos de energización para zonas aisladas identificados en el banco de proyectos municipal	49
3. Estructuración de proyectos energéticos.....	59

3.1 Antecedentes	62
3.2 Identificación del Problema	63
3.3 Análisis de contribución del proyecto a la política pública.....	64
3.4 Situación actual.....	64
3.5 Situación esperada.....	66
3.6 Análisis de las alternativas de solución	67
3.6.1 Selección de alternativa	67
3.7 Preparación de estudios.....	72
3.8 Requisitos para la presentación de Proyectos al Fondo De Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales –FAER-	75
4. Conclusiones y observaciones	78
4.1 Conclusiones y observaciones	79
4.2 Recomendaciones.....	80
Bibliografía.....	82
Anexos.....	85

Lista de figuras

Figura 1.1: Pasos para desarrollar un proyecto.....	22
Figura 1.2: Etapas del proyecto	23
Figura 1.3: Árbol de problemas.....	26
Figura 1.4: Árbol de objetivos	27
Figura 2.1: Tipo de aerogeneradores usados en los proyectos en funcionamiento en el departamento de La Guajira.	40
Figura 2.2: Configuración esquemática de un sistema fotovoltaico	42
Figura 2.3: Lista de proyectos asociados al banco de proyectos de la UPME.....	51
Figura 2.4: Esquema gráfico número de usuarios y calificación.	55
Figura 2.5: Resultados de calificación – La Guajira.	57
Figura 3.1: Cobertura en Energía Eléctrica en Área Rural	62

Lista de tablas

Tabla 2.1: Aplicaciones de la energía SFV en sistemas asilados.....	41
Tabla 2.2: Lista de proyectos asociados al banco de proyectos del Ministerio de minas y Energía	51
Tabla 2.3: Criterio de calificación de los proyectos	53
Tabla 2.4: Rangos de calificación	54
Tabla 2.5: Proyectos trabajados con el ejercicio de priorización.	57
Tabla 3.1: Análisis general, generación solar FV	69
Tabla 3.2: Análisis general, extensión de redes de Media Tensión y Baja Tensión.....	70
Tabla 3.3: Objeto del proyecto para la construcción de redes eléctricas	72
Tabla 3.4: Estudios requeridos para la formulación del proyecto de electrificación rural en la comunidad indígena.....	73

Lista de anexos

Anexo A. Cálculo de la demanda y consumo mensual.....	86
Anexo B. Alternativa de solución Sistema Solar Fotovoltaico.....	88
Anexo C. Matriz de cálculo para el sistema solar fotovoltaico.....	103
Anexo D. Presupuesto para el sistema solar fotovoltaico.....	103
Anexo E. Alternativa de solución Sistema de Generación Diesel.....	104
Anexo F. Memoria de cálculo proyecto tipo. Extensión de redes.....	112
Anexo G. Matriz de cálculos eléctricos y mecánicos. Redes de distribución.....	133
Anexo H: Presupuesto general de obras del proyecto energético.....	134
Anexo I. Plano Técnico. Diseños eléctricos de la alternativa seleccionada.....	135

RESUMEN

TÍTULO: *ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCURA ELÉCTRICA: LA GUAJIRA**

AUTORES: Edinson Caballero Delgado**
Mayra Yurleny Jordán Casas**
José De Jesús Vergara Campo **

PALABRAS CLAVES: estructuración, zonas no interconectadas, proyectos energéticos, fuentes de energías alternativas, Metodología General Ajustada, fondos de inversión.

DESCRIPCIÓN:

Actualmente, aproximadamente el 67% del territorio nacional conforma las Zonas No Interconectadas; este alto porcentaje señala que es imperativo alcanzar una mayor cobertura del servicio de energía eléctrica, implementando estrategias y metodologías que garanticen la calidad, viabilidad y el desarrollo pleno de proyectos de energización con carácter social.

Este trabajo de grado tiene como principal objetivo realizar una correcta estructuración de proyectos de infraestructura eléctrica en las localidades mencionadas; específicamente, en la zona del Departamento de La Guajira. Para lograrlo, es fundamental atender criterios técnicos, ambientales, sociales y a los requisitos de los fondos de inversión pública.

Como primer paso se presenta una adaptación de la Metodología General Ajustada, aplicada al desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica; se incluyen los conceptos básicos necesarios para cada etapa. Además, se realiza un primer acercamiento a la problemática energética de las comunidades del departamento.

Como parte del estudio, se establece el estado del arte de las tecnologías usadas en La Guajira para implementar soluciones energéticas, ya sea de manera convencional o no convencional. Se describe, conceptualmente, las alternativas de generación eólica, diesel y fotovoltaica como opciones de solución a la carencia o deficiencia del servicio de energía eléctrica.

Finalmente, se selecciona un proyecto para ilustrar la correcta estructuración del mismo y la selección de la alternativa más conveniente acorde con las condiciones de la comunidad. Para luego estructurarlo, teniendo en cuenta los requerimientos exigidos por la Metodología.

*Proyecto de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Dr. Gerardo Latorre Bayona. Codirector: Ciro Jurado Jeréz.

ABSTRACT

TITLE: *STRUCTURING OF ELECTRICAL INFRASTRUCTURE PROJECTS: LA GUAJIRA**

AUTORES: Edinson Caballero Delgado**
Mayra Yurleny Jordán Casas**
José De Jesús Vergara Campo**

KEYWORDS: structuring, non-interconnected areas, energy projects, alternative energy sources, General Methodology Adjusted, investment funds.

DESCRIPTION:

Currently, approximately 67% of the country forms the non-interconnected areas; this high percentage indicates that it is imperative to achieve greater coverage of electricity service, implementing strategies and methodologies to ensure the quality, viability and full development of projects with social character.

This work has as main objective make a proper structuring of electrical infrastructure projects in the localities mentioned, specifically, in the Department of La Guajira. To achieve this, it is essential to satisfy technical, environmental, social standards and accomplish requirements of public funds.

As first approach we present an adaptation of the General Methodology Adjusted, applied to the development of electrical infrastructure projects, and it includes the basics needed for each stage. In addition, we performed a first approach to the energy problems of the communities of the department.

As part of the study, we establish the state of the art technologies used in La Guajira to implement energy solutions, whether conventional or unconventional way. We describe conceptually alternative wind generation and photovoltaic and diesel options resolve the lack or deficiency of electricity service.

Finally, a project is selected to exemplify the proper structuring of the same and the selection of the most suitable alternative in accordance with the conditions of the community. To then structure it, taking into account the requirements demanded by the Methodology.

* Degree Work.

** Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electrical, Electronics and Telecommunications School. Director: Dr. Gerardo Latorre Bayona. Codirector: Eng. Ciro Jurado Jeréz.

Introducción

Este trabajo pretende proporcionar una guía para realizar una correcta estructuración de proyectos, enfocados en el desarrollo de infraestructura eléctrica en zonas sin cobertura del servicio de energía. La Metodología General Ajustada (MGA) [2], propuesta por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), es una herramienta que facilita los procesos de identificación, preparación, evaluación y programación de proyectos de inversión. Por ello, en este trabajo, se decidió emplear la MGA y adaptarla al desarrollo de estudios que representen ideas para la implementación de soluciones energéticas en zonas aisladas del sistema eléctrico en La Guajira. Esta adecuación se enfoca en las fases de identificación y preparación de los proyectos de infraestructura eléctrica. Su objetivo es mostrar de manera explícita los procesos que son necesarios para el desarrollo de proyectos de inversión, enfocados en la implementación de soluciones energéticas. Finalmente, con la adaptación que descrita se realiza la estructuración de un proyecto de electrificación rural, teniendo en cuenta el análisis de las alternativas de solución que podrían ser utilizadas para la ejecución del mismo.

El Gobierno Colombiano, con su Plan Energético Nacional, pretende realizar inversiones en infraestructura, gestionando proyectos de electrificación rural para las zonas interconectadas y no interconectadas del país. Por esto, en convenio con el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas no Interconectadas (IPSE), la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, estableció un grupo de trabajo, y creó una metodología para estructurar proyectos de electrificación rural. Todo ello con el fin de dar solución a la necesidad de ampliar la cobertura, llevando el servicio de energía eléctrica a la población rural y mejorando su calidad de vida.

Este trabajo de grado realiza un análisis de las alternativas de solución que podrían ser utilizadas para la ejecución del proyecto. Se analizan los aspectos técnicos y financieros necesarios para determinar el costo del kW-h estándar de cada alternativa, con el fin de escoger la más viable tanto para los usuarios como para la entidad que ejecutará el proyecto.

1.1 Motivación y justificación del trabajo

La electricidad representa la forma más útil de energía en el actual escenario energético. El incremento de su consumo, plantea compromisos de ciencia y tecnología para afrontar los diferentes problemas que se presentan en el suministro de energía. El propósito es encontrar soluciones que permitan suplir la mayor parte de las necesidades energéticas de una manera más eficiente.

En ese sentido, uno de los principales motivos del proyecto es ayudar a solucionar parte de los problemas del sector energético actual, como la baja cobertura a nivel nacional. Se estima que aproximadamente el 33% del territorio nacional está conectado al sistema eléctrico nacional, lo cual indica que la mayor parte del país no se encuentra interconectada, restando posibilidades de desarrollo a esas regiones. Aunado a ello, en el transcurso de la última década los sistemas eléctricos del país han sido objeto de importantes cambios regulatorios, económicos y tecnológicos. Por ejemplo, en el año 2005 se presenta la resolución 033 que propone un proyecto para la adopción de criterios generales que permitan remunerar las actividades de generación (diésel, hidráulica a pequeña escala y sistemas solares fotovoltaicos), distribución y comercialización de energía eléctrica, logrando introducir mecanismos de libre competencia.

Este estudio se realizará principalmente con el fin de estructurar adecuadamente la solución energética para zonas no interconectadas del departamento de La Guajira. Para ello, se desarrollará un proceso que considere adecuadamente, todos los factores que pueden impactar sobre el diseño e implantación de proyectos en esa región del país.

1.2 Proyectos de Infraestructura Eléctrica, como ideas de inversión

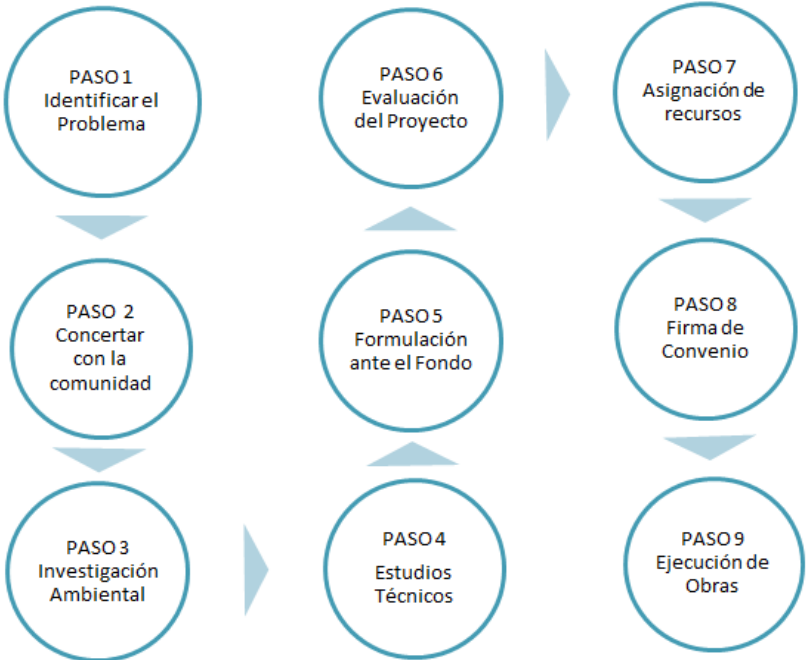
La elaboración de un proyecto de infraestructura eléctrica está enmarcada en realizar de manera esquemática y modular el desarrollo de una idea que pretenda reconocer una necesidad, analizarla, identificar las posibles soluciones y llevar a cabo los respectivos estudios para evaluarla.

Los proyectos de inversión pública consideran actividades limitadas en el tiempo, que utilizan total o parcialmente recursos públicos, con el fin de crear, ampliar, mejorar o recuperar la

capacidad de producción o de provisión de bienes o servicios por parte del Estado. En el caso de la infraestructura eléctrica, implica la gestión de proyectos de energización de las áreas rurales, zonas aisladas y las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país, para que sean contemplados como proyectos de inversión pública.

Antes de reconocer los aspectos claves para este tipo de proyectos, es necesario considerar los pasos que se deben tener en cuenta para el desarrollo de los mismos.

Figura 1.1: Pasos para desarrollar un proyecto

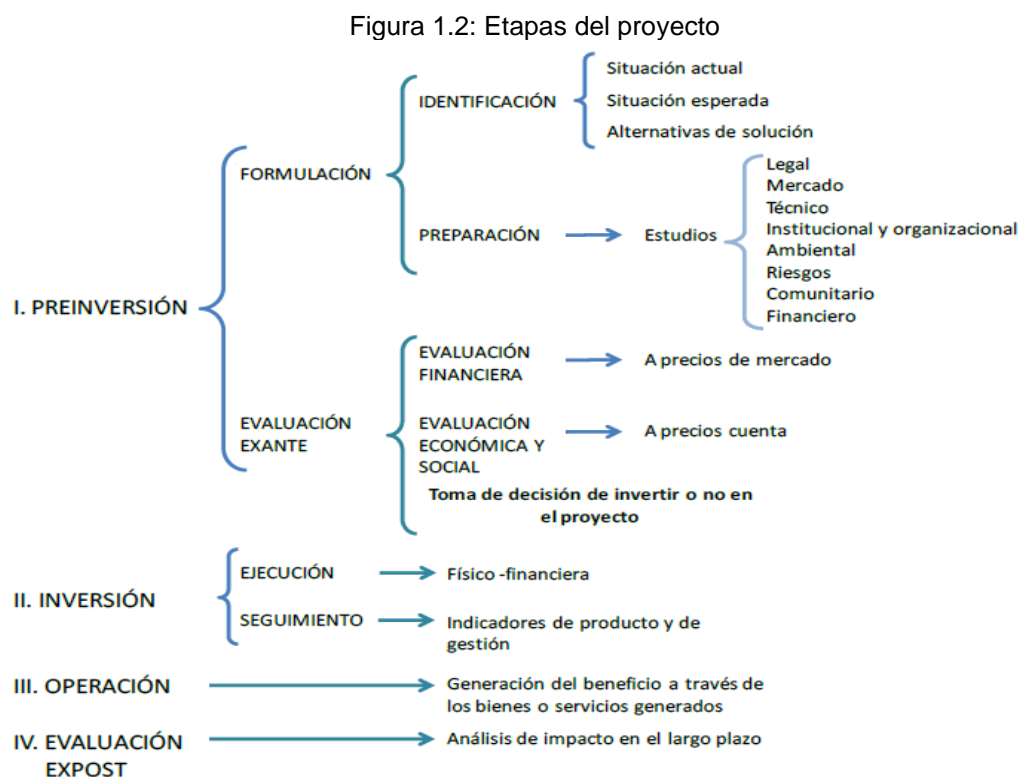


Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Estos pasos son necesarios para la formulación de la idea o actividad requerida para solucionar el problema.

1.3 Metodología del desarrollo de los proyectos

La metodología se fundamenta en las etapas del proyecto (Ver figura 1.2). Como los proyectos tienen intervención de organismos del estado¹, se deben cumplir algunos requisitos para su desarrollo.



Fuente: DNP

Como parte del proceso de estructuración que se llevó a cabo, sólo se abarcó la etapa de Preinversión (compuesta por la Formulación y la Evaluación exante), cuyos principales

¹ Principalmente los proyectos son para permitir el crecimiento y desarrollo de la zona, ampliando mercados o desarrollando nuevo proyectos. Los proyectos deben enmarcarse dentro de las estrategias de expansión de la cobertura de servicio. Cabe señalar que para que los proyectos de infraestructura del sector energético puedan ser financiados primero tiene que cumplir unas condiciones.

- Solo son elegibles los proyectos de expansión de la transmisión o transporte regional, almacenamiento y distribución local de energía eléctrica o gas, que financiera o económicamente no sean viables para la empresa de energía local.
- Pueden asignarse recursos a proyectos de generación eléctrica, siempre y cuando cumplan con las disposiciones del Ministerio de Minas y Energía y las disposiciones legales reglamentarias.
- Es requisito en proyectos de remodelación de redes, mantenimiento, control y disminución de pérdidas y uso racional de energía, que la infraestructura pertenezca a la entidad territorial.

objetivos corresponden a la identificación y diagnóstico, para posteriormente realizar una evaluación técnica y económica de los proyectos de solución energética.

A continuación se presenta una adaptación de los ciclos de los proyectos, mostrando una serie de actividades que se deben realizar con el objeto de incrementar su probabilidad de éxito, y así acceder a los recursos que tiene disponible el Gobierno Nacional, a través de los diferentes fondos. Se muestra y se caracteriza la etapa de preinversión, en donde se formula y evalúa el proyecto.

1.3.1 Etapa de formulación

En esta etapa se deben desarrollar los procesos que se refieran a la identificación y preparación del proyecto, con el fin de establecer la necesidad, plantear una solución y determinar si cumple los requisitos que determinan su viabilidad.

1.3.1.1 Fase de identificación

En la identificación, se analizan tres momentos: a) Análisis de la situación actual, que corresponde a la definición del problema, junto con sus causas y efectos (o consecuencias), b) Análisis de la situación esperada, en la cual se identifica el objetivo central, los objetivos específicos, la población y zona objetivo, y c) alternativas de solución, que corresponde a la determinación de soluciones que realmente puedan ser llevadas a cabo y que al analizarlas, una de ellas pueda ser seleccionada, de acuerdo con criterios previamente definidos por el formulador del proyecto.

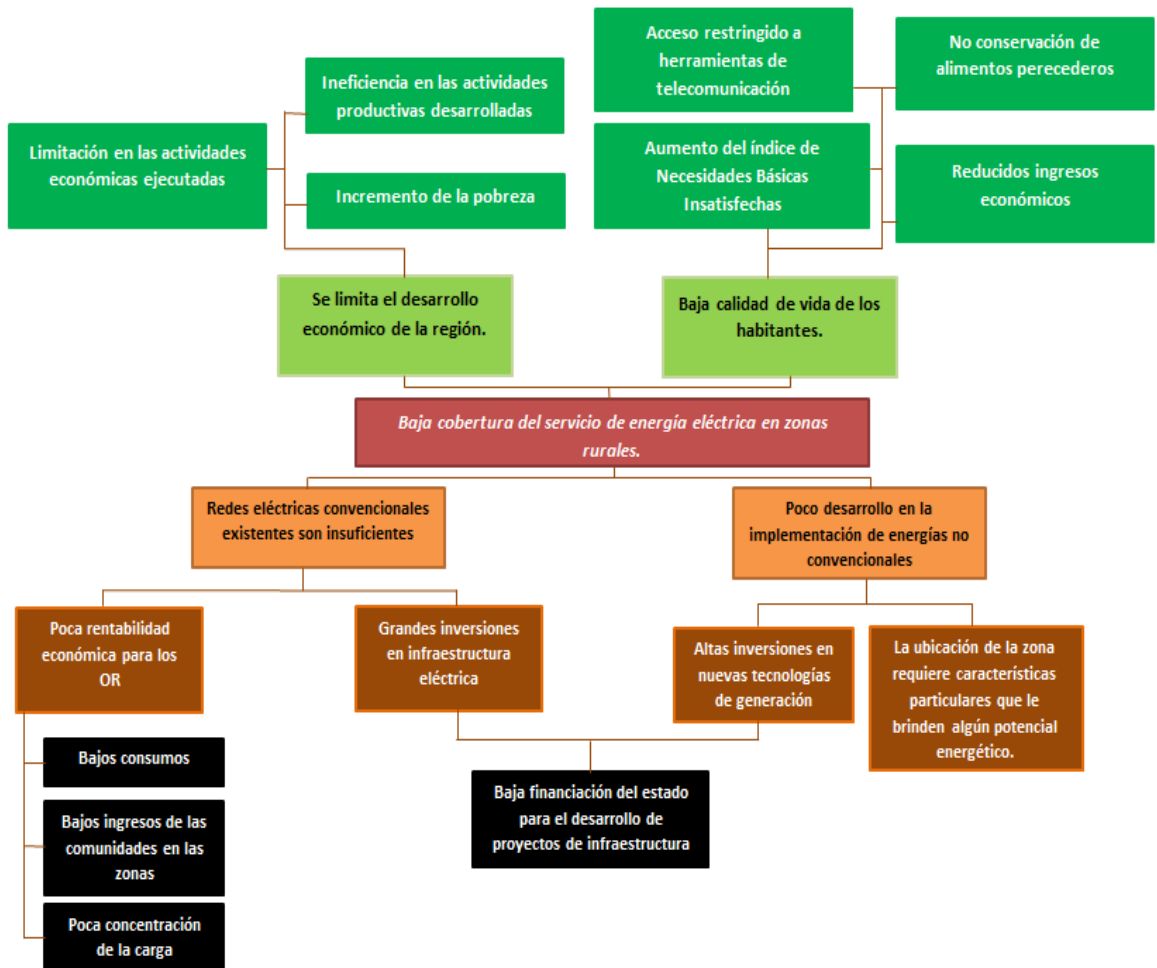
Esta fase debe realizarse con una visita de campo, con el fin de conocer la población afectada, recopilar información acerca de la misma y de la zona donde se ubica; además de conocer características geográficas, topológicas y ambientales, con el fin de determinar cómo se afecta, cómo se beneficia y cómo participan los actores de la población que se encuentran involucrados en el proyecto.

➤ **Situación actual**

La formulación del proyecto comienza con el análisis de la situación actual, la cual involucra la definición del problema o necesidad junto con sus causas y efectos, Para los proyectos de infraestructura eléctrica se debe tener en cuenta que el sector energético se caracteriza por tres problemas principales: baja cobertura, deficiencia en el sistema y altas pérdidas de energía y potencia.

La problemática para alcanzar el incremento de la cobertura se origina fundamentalmente en los pocos consumos y la baja densidad poblacional; así como en los escasos ingresos económicos de los habitantes de las localidades aún no servidas. Además, se deben considerar otros factores como son la lejanía y difícil acceso a los sitios carentes de electricidad o la baja capacidad técnica y financiera de las entidades territoriales, que combinados entre sí podrían impedir que, aun disponiendo de recursos, se logre cumplir con el objetivo de aumentar la cobertura.

Figura 1.3: Árbol de problemas



Fuente: Autores

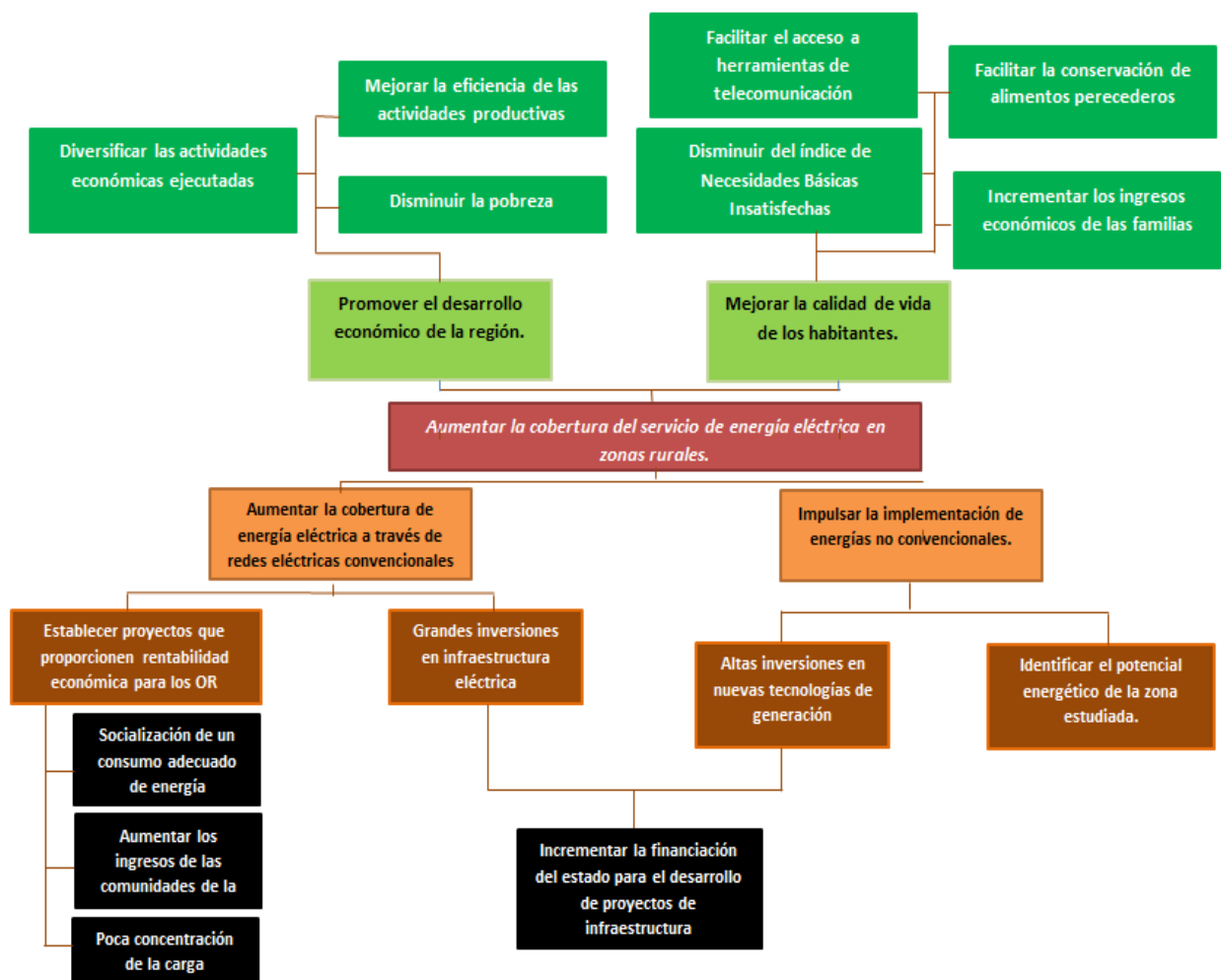
➤ **Situación esperada**

La situación esperada se construye a partir del árbol del problema, pues una vez conocida la problemática, se logra visualizar lo que se espera alcanzar.

Considerando lo planteado en el árbol de problemas, se ha encontrado como la más adecuada solución, estructurar proyectos energéticos sostenibles que fomenten el progreso de la zona. Se espera que las ideas desarrolladas, concuerden con los

lineamientos de la estrategia de gobierno de la región, ya sea por el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) o el Plan de Desarrollo. Con ese fin, se requiere que el trabajo conjunto para la identificación y estructuración de proyectos, se realice de manera tal que obedezca a los lineamientos y estrategias de los diferentes planes.

Figura 1.4: Árbol de objetivos



Fuente: Autores

Es importante aclarar que siempre priman los intereses de las comunidades a las cuales se les debe brindar un servicio de energía eficiente y con indicadores de calidad

adecuados. Esto con el fin de mejorar sus condiciones de vida y dinamizar la economía de la región.

➤ **Análisis de alternativas**

Dadas las necesidades requeridas por la comunidad en el servicio de energía y el bajo nivel económico y social de la zona de influencia del proyecto, se plantea proyectar alternativas que suplan los requerimientos de la población.

Por ello es necesario realizar proyectos para la energización de las regiones, los cuales pueden ejecutarse llevando fluido eléctrico a los usuarios de las zonas no conectadas al sistema nacional, mediante redes de baja y/o media tensión. Dicha acción implica realizar una gestión ante Operadores de Red (OR) existentes, privados o públicos, para promover su interés por atender a las localidades que hoy no tienen servicio de electricidad.

Si no es viable la construcción de la red de baja y/o media tensión, una alternativa para dar solución al problema es el uso de sistemas de energías no convencionales (Solar fotovoltaica, eólica, generación diésel, entre otras). Esta opción conlleva un estudio de la zona para evaluar el potencial energético y determina la tecnología a emplear.

➤ **Fase de Preparación**

En esta fase se realizan los estudios de cada una de las alternativas de solución identificadas. Para un proyecto de infraestructura eléctrica los estudios más comunes son: estudio legal, estudio de mercado, estudio de localización, estudio técnico, estudio ambiental, estudio de aspectos comunitarios, estudio de riesgos y estudio financiero.

La preparación de alternativas consiste en levantar, reunir y organizar toda la información posible de cada una de ellas, a través de la elaboración de estudios que brindan información ya sea a nivel de perfil, prefactibilidad o factibilidad.²

² Tomado de la Metodología General Ajustada del DNP.

El estudio legal busca definir la viabilidad de las alternativas de solución para el problema planteado, a la luz de las normas que lo rigen. En este estudio se deja plasmado si el proyecto cumple con la normativa, leyes, decretos, acuerdos y ordenanzas departamentales y territoriales, presentadas en el Plan de ordenamiento Territorial, la Política Pública y el Plan de Desarrollo (Departamental y Municipal). Además, se verifica la inscripción de los trabajos desarrollados al banco de proyectos del plan de gobierno.

También es importante considerar las tasas e impuestos, dado que afectan al presupuesto del diseño. Por ello, es necesario establecer el Régimen tributario, las Tasas Retributivas Ambientales y las condiciones para los salarios, prestaciones y contrataciones, acorde con la Legislación Laboral. Además, se deben considerar los aspectos sindicales y/o comunitarios si estos existen.

En cada alternativa de solución es imprescindible definir y verificar el cumplimiento del marco regulatorio que procede a la implantación del tipo de proyecto que se trate; como las leyes, decretos, ordenanzas, acuerdos y resoluciones. En cuanto al diseño, evaluación y ejecución, se analizan los respectivos contratos de concesión y las licencias que se otorgan para las actividades de exploración, construcción y demolición, entre otras.

El estudio de mercado procura identificar la demanda y la oferta de bienes o servicios necesarios para la población objetivo, que permitan solucionar el problema de la poca o inexistente cobertura en el sector.

El estudio de localización ayuda a determinar la demanda real de las alternativas de solución. Dentro del estudio se debe tener presente la ubicación de la zona donde se encuentra la población beneficiada. La descripción debe ser muy detallada, dando a conocer la región, departamento, municipio/distrito, resguardo indígena, clase de centro poblado, localización específica y si la región es ZNI o zona aislada. Es muy importante tener en cuenta que para obtener mayor información es obligatoria una visita a la

localización. Este informe es fundamental en la definición del proyecto, puesto que se deben considerar factores tales como: medios y costos de transporte; disponibilidad y costo de mano de obra; factores ambientales; topografía; estructura impositiva y legal; disponibilidad de servicios públicos domiciliarios (agua, energía y otros); orden público; además de aspectos técnicos, sociales y culturales, entre otros.

El estudio ambiental considera los efectos positivos o negativos que el proyecto puede producir sobre distintos elementos del medio ambiente, como el estilo de vida, la identidad cultural, los recursos naturales y los ecosistemas. Cuando el efecto sobre el entorno ambiental implica un manejo más específico y calificado, la alternativa de solución está sujeta a licencias y permisos ambientales; en su defecto, se somete a planes de manejo ambiental o análisis de impacto ambiental. Por ello, previamente a la puesta en marcha de la solución considerada, se deben elaborar los estudios e iniciar los trámites pertinentes para obtener las correspondientes autorizaciones. Si la zona de impacto del proyecto se encuentra en áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas – SINAP- o reservas forestales, es necesario tramitar las respectivas certificaciones. Asimismo, si se ubica en un área donde habitan comunidades indígenas o afrocolombianas, se requiere consultar a la población y tramitar licencias y permisos ante sus autoridades.

El estudio ambiental es la parte estructural del proceso de Gestión ambiental en la etapa de preinversión de un proyecto. Con éste se garantiza que las inversiones sean más seguras y más benéficas, para que permitan desde el punto de vista social, económico y ambiental, una integración y desarrollo de acuerdo con el compromiso que se establezca.

El estudio técnico se realiza conforme con las consideraciones técnicas que están asociadas a las necesidades del habitante rural. Dichos criterios varían de acuerdo con la localización del usuario respecto a los centros de consumo energético ubicados fuera del corredor eléctrico, ya sea una población, una escuela, un centro de salud o una casa. El estudio técnico analiza los criterios que definen las especificaciones técnicas de

las alternativas de solución. Asimismo, pretende determinar cuál es la más eficiente, más sostenible y menos costosa. Se podrá identificar y obtener información de los estudios de análisis de carga, análisis del nivel tensión requerido, distancias de seguridad, cálculos de regulación, cálculos de pérdidas de energía, cálculo de conductores, cálculo de transformadores, dimensionamiento de plantas locales (Diesel – ACPM-, Solar fotovoltaica), cálculo del sistema de puestas a tierra, análisis de protección contra rayos y cálculo mecánico de estructuras. Para cada proyecto objeto de desarrollo debe discernirse sobre qué requerimientos, de la lista mencionada anteriormente, aplican y pueden ser ejecutados. Todo ello con el fin de dar cumplimiento al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE); además de las especificaciones técnicas de construcción, avisos y señales de seguridad.

El estudio técnico se debe adaptar de acuerdo con la normativa local que se maneje, si esta existe. De lo contrario, se hace referencia a las Normas Técnicas que se estipulen en el marco técnico, tanto para la presentación de dichos estudios como para la presentación de diagramas unifilares y planos eléctricos de construcción.

El estudio de análisis de riesgos sirve para identificar y evaluar, de manera cualitativa y cuantitativa, los efectos ambientales que conlleva la formulación de la alternativa de solución. Es importante considerar que este estudio debe seguir las líneas estratégicas del POT, en cuanto al componente de gestión de riesgos (prevención y mitigación). Dentro del informe es necesario presentar la evaluación de efectos ambientales, en donde se identifiquen los posibles escenarios y se realice un análisis cuantitativo de los mismos; con el objetivo de estimar su probabilidad y frecuencia. Con el fin de identificar, analizar y planificar los riesgos, es de mayor factibilidad realizar una evaluación por entorno.

En el estudio de análisis de aspectos comunitarios se inicia el proceso de preparación del proyecto, indicándose las actividades de socialización que se deben realizar para la concertación con las comunidades ubicadas en la zona de interés. Aquí se establece la participación de la población; se mencionan algunos proyectos de la

misma naturaleza de la alternativa de solución en desarrollo, de manera que se puedan resaltar antecedentes de estudios comunitarios. Como principal resultado se busca definir la relación generada entre el ente responsable del proyecto, otras instituciones involucradas y la comunidad, además de identificar el rol de ésta en la veeduría.

Como parte del estudio, es de carácter obligatorio presentar los documentos soporte de cada actividad, en los cuales se manifieste la conformidad y participación de la comunidad beneficiada con el proyecto.

1.3.2 Etapa de evaluación ex ante

Es la evaluación que se realiza antes de que el proyecto sea ejecutado. Corresponde a una simulación de cómo se va a comportar el proyecto en la etapa de inversión y de operación. Utiliza la información levantada, de cada alternativa de solución propuesta en el proceso de preparación, para compararla y seleccionar una de ellas. La alternativa seleccionada se convertirá en el proyecto de inversión que continuará el camino por las siguientes etapas. Esta selección se realiza mediante la evaluación financiera y la evaluación económica y social.

➤ Evaluación financiera

El objetivo de este estudio es ordenar la información de carácter monetario, teniendo en cuenta el análisis de ingresos y egresos de caja. En dichos análisis se muestra el cuadro de costos de las alternativas, cuantificación de ingresos y los costos en los que se incurre para su desarrollo durante todo el horizonte de tiempo.

Con este estudio se determina el valor total del proyecto, de acuerdo con el análisis de precios de mercado, estableciendo los flujos financieros [4] y con una tasa de rentabilidad mínima que el inversionista espera le retorne el proyecto con los recursos invertidos; esta es la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).

➤ ***Evaluación económica y social***

En esta evaluación se deja plasmado cuál es el beneficio y en qué contribuye el desarrollo del proyecto a la comunidad. Para la evaluación económica y social, el flujo de caja se ve afectado por las Razones Precio Cuenta (RPC), las cuales son utilizadas para convertir el flujo de caja a precios económicos y sociales. Es decir, toma el flujo de caja a precios de mercado y extrae los efectos de distorsiones y externalidades, con el fin de reflejar fielmente el valor social, medido en términos de bienestar.

El reflejo del valor social corresponde a la Tasa Social de Descuento (TSD) que está definida en 12% para todos los proyectos de inversión pública.³

Una vez aplicados los indicadores a los flujos de caja, teniendo en cuenta la tasa de descuento, se comparan los resultados entre alternativas, tanto de la evaluación financiera como de la económica y social, y de acuerdo con los criterios del formulador se selecciona la mejor. Ésta se convertirá en el proyecto de inversión que pasará a las siguientes etapas del ciclo.

➤ ***Decisión***

En esta etapa se direcciona el proyecto a un fondo específico, gestionando la validación de requisitos y formatos respectivos al fondo al cual se dirige. Se realiza tanto el diligenciamiento del Software MGA como el Informe Final y entrega de proyecto con sus documentos soportes.

1.3.3 Finalidad y objetivos

Con esta tesis se pretenden cumplir los siguientes objetivos:

Objetivo General:

³ Tomado de Manual Conceptual Metodología General para la Formulación de Proyectos DNP.

-
- Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para La Guajira, atendiendo a criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública.

Objetivos específicos:

- Establecer el estado del arte en Colombia de soluciones energéticas tales como fotovoltaica, eólica, mareomotriz, diésel, bancos de baterías y de energización rural; enmarcado dentro de las necesidades específicas de La Guajira y según los requerimientos definidos a partir de los proyectos que se identifiquen.
- Identificar proyectos de infraestructura eléctrica que hayan sido propuestos por los entes territoriales o los operadores de red de La Guajira.
- Realizar un diagnóstico de proyectos identificados en La Guajira.
- Seleccionar uno, dos o tres proyectos prioritarios para La Guajira, atendiendo a criterios de cobertura y exigencias técnicas propias de los proyectos.
- Estructurar los proyectos seleccionados, cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales y del posible fondo de financiación.

1.3.4 Estructura del documento

Este documento se ha dividido en 4 capítulos, de los cuales el primero corresponde a esta introducción. A continuación, se realiza una breve descripción de los demás capítulos:

Capítulo 2: En este capítulo se realiza el estado del arte de las alternativas de solución de los proyectos energéticos sostenibles. Se identifican los proyectos que son caso éxito en aplicación en el departamento de La Guajira. Se presenta la información correspondiente a la tecnología usada en dichas alternativas y se muestra un análisis preliminar de la viabilidad de utilizar distintas opciones energéticas para el abastecimiento de electricidad.

Capítulo 3: Se presenta la estructuración de un proyecto de infraestructura para dar solución energética a una comunidad del sector rural del municipio de Manaure, departamento de La Guajira, atendiendo a criterios de cobertura y cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales y del posible fondo de financiación. Adicionalmente se presenta un “*check list*” de los requerimientos de los proyectos para presentarlo ante un fondo de inversión.

Capítulo 4: En este capítulo se presentan las principales conclusiones y observaciones del trabajo de grado, se exponen algunos trabajos futuros y actividades que puedan ayudar a fortalecer la estructuración de proyectos energéticos.

Finalmente se incluyen las referencias bibliográficas utilizadas en este trabajo y unos anexos que muestran las memorias descriptivas de las alternativas de solución energéticas aplicadas en el proyecto estructurado.

Estado del arte en Colombia de soluciones energéticas a partir de los proyectos identificados en La Guajira

Las instalaciones disponibles actualmente en el mercado para la prestación del servicio de energía eléctrica a poblaciones pequeñas, manteniendo costos racionales, son fundamentalmente de dos tipos. Primero, se encuentran las líneas de conexión a un sistema eléctrico, las cuales deben dimensionarse mediante un adecuado estudio técnico y económico que evite costos por exceso en las tarifas; segundo, es posible emplear plantas generadoras locales basadas en tecnología más apropiada a cada caso [5].

En este capítulo se presenta la información referente a los tipos de instalaciones que se usan en el departamento de La Guajira, según proyectos energéticos ya ejecutados. A partir de éstos se enmarcan los antecedentes y se recopilan los trabajos previos, dejando como evidencia un resumen de los aspectos generales de las tecnologías usadas en la generación local: sistemas solares fotovoltaicos, turbinas eólicas y plantas diesel; además, se incluye la extensión de la red eléctrica convencional como solución integrada a las anteriores alternativas, con el objeto de proveer la energía eléctrica a las zonas aisladas o ZNI del departamento de La Guajira.

2.1 Tecnologías usadas para la generación local

A continuación se presentarán tres tecnologías de generación: eólica, solar fotovoltaica y diesel. Éstas pueden emplearse para proporcionar energía a pequeña escala en zonas aisladas, conformar mini-redes o conectarse directamente a la red.

2.1.1 Generación Eólica

Este tipo de generación se da gracias a un efecto secundario de la energía solar ya que la diferencia de temperaturas causa el flujo del aire a diferentes velocidades en todo el planeta. Los aerogeneradores transforman esta energía cinética del viento en energía eléctrica sin causar desechos o polución, siendo la contaminación auditiva y el impacto visual sus principales efectos negativos.

Los aerogeneradores se pueden emplear en sistemas remotos aislados de manera individual o en conjunto para conformar los sistemas híbridos con generadores diesel, sistemas fotovoltaicos y bancos de baterías, o en sistemas interconectados a la red (potencias mayores a 100kW), como los parques eólicos; en Colombia, actualmente, en el departamento de La Guajira está operando el parque eólico de JEPIRACHI [7].

Costos

Los costos de los sistemas eólicos son óptimos para electrificación de zonas asiladas o remotas y en la generación de gran escala para interconectarse a la red nacional, presentando oportunidad de suministro energético, principalmente en zonas rurales, con sistemas pequeños con capacidades de kW y pequeñas centrales de generación como parques eólicos, con valores de decenas de MW.

Descripción tecnológica

En la práctica, los aerogeneradores se diseñan para trabajar dentro de ciertas velocidades del viento. La velocidad de operación más baja es llamada velocidad de corte inferior, la cual típicamente es de 4 a 5 m/s [13], ya que por motivos de diseño a velocidades menores a las mencionadas la energía producida no es suficiente como para superar las pérdidas del sistema.

Los sistemas eólicos tienen determinadas zonas de velocidades para su funcionamiento establecidos por los límites mecánicos que presenten los aerogeneradores, entre ellas la velocidad de corte superior, la cual determina la capacidad de una máquina en particular para soportar fuertes vientos como tempestades; por otro lado, la velocidad nominal es la velocidad del viento a la cual una máquina en particular alcanza su máxima potencia nominal, cuando se da esta última condición se debe mantener limitada la máquina para que la potencia se mantenga constante sin importar que incremente la velocidad del viento, esto con el fin de no sobrepasar los límites mecánicos.

Los aerogeneradores de mayor uso consisten en generadores eléctricos montados sobre una torre a gran altura y conectados a rotores o hélices movidas por el viento; las palas transmiten al generador su movimiento rotacional para la producción de electricidad. Son las máquinas más difundidas y con rendimiento superior, existen de 1, 2,3 o 4 palas, y las usuales multipalas para el bombeo de agua [6].

- De una pala
Tienen una velocidad de giro muy elevada, lo que supone un inconveniente ya que introduce en el eje unos esfuerzos mecánicos muy variables y por ello necesitan de un contrapeso, además de la producción de fuertes vibraciones, lo que supone un acortamiento de la vida de la instalación.
- De dos palas
Su ventaja es el ahorro, en cuanto a costo y peso, pero por el contrario necesitan una velocidad de giro más alta para producir la misma cantidad de energía (al compararlo con el de una pala).
- De tres palas
Es el tipo de aerogenerador más común del mercado. Se basa en el diseño típico danés, compuesto por un rotor de tres palas con su eje conectado a un engranaje de transmisión que multiplica la velocidad de rotación del rotor, para adaptarla a la mucho más alta velocidad requerida por un generador tradicional al cual se encuentra acoplado.

Para los mecanismos de operación se usan motores eléctricos, esto con el fin de tener el control del aerogenerador para que permanezca en estado de generación. Con este diseño se logra aprovechar de una manera más eficiente el aire, ya que con tres palas se posee un 4% de mayor rendimiento que con dos. Con dos palas se posee un rendimiento de 10% más que con una [15].

Los elementos principales del aerogenerador son: la torre, aeromotor, caja de engranajes o de velocidades, generador síncrono o asíncrono, equipo de control y monitoreo y la torre. Entre estas se definen [16]:

- ✓ Torre: Es la estructura que sostiene la góndola y el rotor del aerogenerador.
- ✓ Aeromotor: Es una turbina movida por el flujo de aire; tiene un sistema de control y regulación, que proporciona al rotor una velocidad de rotación estable a partir de cierta velocidad del viento.
- ✓ Rotor: Es la parte giratoria de la máquina. Está formado por la palas (monopala, bipala o tripala) y el buje que las une, diseñadas para que giren con el viento, moviendo así la turbina del generador. Las turbinas de viento actuales poseen rotores tripalas con dimensiones de 42 a 80 metros de diámetro.
- ✓ Multiplicador o caja de engranajes: Sistema encargado de adecuar la velocidad de giro del rotor de la turbina eólica a la velocidad de carga del generador eléctrico acoplado a ella. En ocasiones, se intercala un sistema multiplicador en conjunto para controlar la frecuencia eléctrica.
- ✓ Generador eléctrico: Es la máquina que permite convertir la energía mecánica en eléctrica; los más usados son los generadores de corriente alterna, ya sean síncronos o asíncronos.

Además, también cuenta con sistema de orientación, unidad de refrigeración y sistema hidráulico.

Figura 2.1: Tipo de aerogeneradores usados en los proyectos en funcionamiento en el departamento de La Guajira.



a) *Aerogenerador monopala, instalado en el parque de poligeneración, Nazareth, La Guajira*



b) *Vista posterior de un aerogenerador Nordex tripala usado en el parque Eólico Jepírachi, Cabo de La Vela, La Guajira.*

Fuente: Empresas Ades [17] y Nordex [18]

Es importante destacar que, dependiendo de las condiciones de la localización de los proyectos, se puede configurar el dimensionamiento de los generadores eólicos.

Según los estudios realizados sobre el viento en Colombia, y sobretodo en la Costa Atlántica, se tiene que La Guajira es la alternativa más atractiva para la generación eólica de energía eléctrica⁴ en el país.

2.1.2 Generación Solar Fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos son una tecnología que genera corriente continua (DC) a partir de semiconductores, los cuales convierten los fotones en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.

La energía solar fotovoltaica está considerada dentro de las fuentes de tipo renovable, siendo la de más reciente aparición. Los módulos fotovoltaicos están contruidos principalmente de silicio

⁴ Comparación con los estudios europeos. www.eeppm.com

monocristalino y policristalino. Debido a sus características de sencillez, modularidad, fiabilidad y operatividad, la energía fotovoltaica presenta un gran campo de aplicación para pequeños consumos, como fuente de electricidad en el mismo lugar de la demanda. Por esta razón, los sistemas fotovoltaicos son una buena opción para electrificación de sitios aislados de la red y dispersos, principalmente en las zonas rurales.

Dentro de las posibles aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos, se encuentran las que se implementan como fuentes para redes eléctricas, ver tabla 2.1. Para el caso de aplicación, para la estructuración de proyectos de infraestructura eléctrica, se tendrán en cuenta los Sistemas centralizados y los sistemas domésticos individuales.

Tabla 2.1: Aplicaciones de la energía SFV en sistemas aislados.

Sistemas aislados de la red eléctrica	Sistemas centralizados
	Sistemas domésticos individuales
	Señalización
	Telecomunicaciones
	Bombeo de agua
	Aplicaciones agrícolas y ganaderas
Sistemas de servicios públicos	

Fuente: Comercio energético CORPOEMA.[10]

Descripción de la tecnología

En general los sistemas fotovoltaicos están compuestos principalmente por:

- ✓ Módulo fotovoltaico: este es el componente que transforma la radiación solar en energía eléctrica. Pueden conectarse en serie y/o paralelo dependiendo del sistema que se quiera configurar.

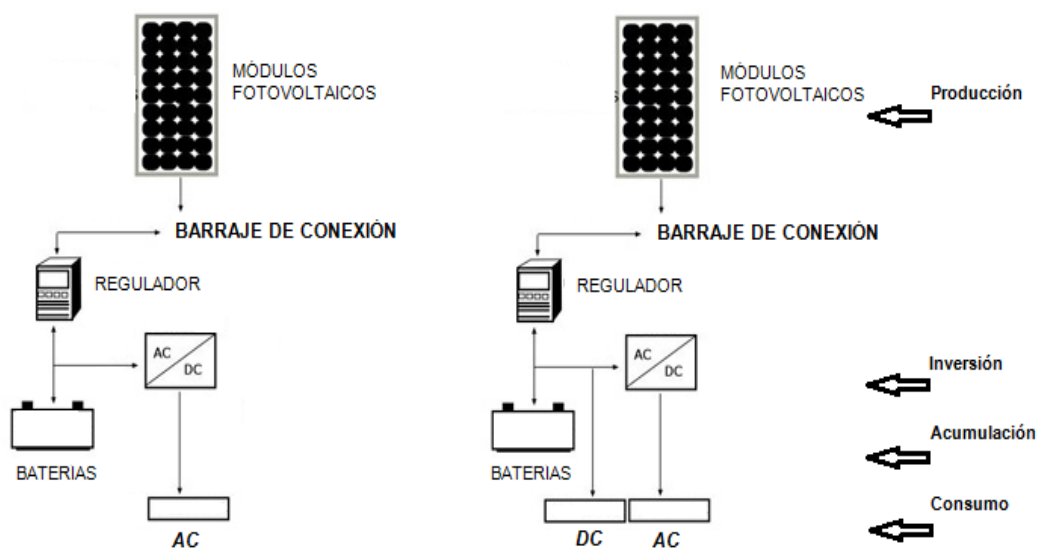
- ✓ Regulador de carga: es el dispositivo encargado de controlar la carga de la batería y protegerla de sobrecargas. Cuando el regulador detecta que la batería está siendo sobrecargada, desconecta el generador FV y cuando detecta que la batería está siendo sobredescargada, desconecta los consumos.

- ✓ Batería o banco de baterías: su uso es necesario puesto que sirven para almacenar la energía producida por los módulos solares, así la energía producida en las horas del día y almacenada en la batería se puede utilizar en las horas de la noche.
- ✓ Carga: los consumos o cargas que el sistema solar fotovoltaico ha de satisfacer (alumbrado general, iluminación, radio, TV, bombas, etc.), pueden ser en corriente continua o corriente alterna (DC o AC). Se considera a los consumos como una parte substancial del sistema fotovoltaico ya que estos son los que determinan el tamaño del mismo.

Existen configuraciones para los sistemas que alimentan la carga, dependiendo del tipo de corriente de la carga a alimentar. Si se quiere alimentar una carga de corriente alterna, es necesario adicionar un inversor DC/AC. En la figura 2.2 se muestra un esquema de conexión dual DC y AC y uno de sólo AC.

Figura 2.2: Configuración esquemática de un sistema fotovoltaico

Izquierda: Cargas AC; Derecha: Cargas AC y DC



Fuente: Modificado de [19]

Desventajas

Este tipo de sistema de generación presenta inconvenientes, puesto que las instalaciones fotovoltaicas tienen unas limitaciones que llevan a sus usuarios a la moderación en el consumo y al empleo de aparatos con elevados rendimientos. Los rendimientos del sistema aún son bajos, básicamente por las bajas eficiencias de las celdas solares (15 – 20 %). Asimismo, el precio y el gran tamaño de los paneles solares frenan su expansión, puesto que la tecnología disponible actualmente requiere de una gran superficie de captación. Además dependen de factores externos como son las condiciones climáticas [11].

Costos

Para el análisis de costos se deben tener en cuenta la capacidad y tipo de conexión. Las celdas con rendimiento aproximado al 20% son, o pueden llegar a ser, los más usados en Colombia.

La localización de los proyectos de energía solar puede determinar el éxito o el fracaso de los mismos, ya que es uno de los riesgos industriales en los que se incurre antes de operar. En la etapa de planificación, estos riesgos son mínimos pero pueden ser graves y causar grandes pérdidas en la etapa de operación; por esta razón, elegir la localización y distribución industrial será un proceso que tendrá en cuenta no sólo factores económicos, sino también factores sociales, técnicos y legales, donde el objetivo final será maximizar la rentabilidad del proyecto [9].

2.1.3 Generación Diesel

Para la energización de zonas aisladas al sistema eléctrico, a partir de la tecnología diésel, se debe tener presente el tipo de servicio; puede ser continuo y sin limitación de tiempo, o funcionar de manera intermitente, es decir, para generar en determinadas horas del día. De otro lado, las características geográficas y socioeconómicas de las regiones que se consideran no interconectadas, dificultan y encarecen el transporte de los insumos requeridos (combustibles,

lubricantes, repuestos, entre otros), incrementando considerablemente los costos de prestación del servicio.

Otra característica de esta tecnología, es que puede ser combinada con otras alternativas de energía renovable, formando sistemas híbridos, aplicados en proyectos piloto para estudiar las posibilidades de la generación distribuida en las ZNI. Por otro lado, para la energización de estas localidades con plantas diésel, u otro combustible, se deben considerar los siguientes aspectos: dimensionado óptimo de la planta de generación de energía; estrategias de control; tecnologías para mantener la estabilidad de la red; equilibrio de potencia a corto plazo; gestión de la energía a largo plazo; calidad de la energía y fiabilidad del sistema de suministro de potencia.

Composición de las centrales de generación diesel

Las centrales están compuestas por máquinas, las cuales realizan el proceso completo de transformación de energía química del combustible a energía eléctrica. En la mayoría de los casos está conformada por:

- Sistema de arranque
- Planta de lubricación y combustible
- Planta de enfriamiento y ventilación
- Circuito de descarga de gas
- Sistemas de control y protección

Dimensionado de plantas diesel

En el dimensionamiento de plantas diesel es importante considerar cómo se afecta su eficiencia conforme varía la carga. Con demandas ligeras, es decir menores o iguales al 25% de la capacidad nominal, se incrementa el consumo de combustible en un 23%; en otras palabras, la eficiencia de la planta se reduce considerablemente [8]. A pesar de ello, estos generadores son ampliamente usados por la fiabilidad y confianza que ofrecen.

Otros factores que se deben estudiar para determinar el diseño, operación y funcionamiento del generador diésel son: la velocidad de rotación; el tipo de enfriamiento; combustible usado; facilidad de mantenimiento; tipo de arranque; instalación y características ambientales del sitio donde será ubicado; variaciones de la carga, tanto diaria como en un período determinado; incremento de la demanda en un año y limitaciones técnicas para garantizar un adecuado funcionamiento. No es recomendable realizar el dimensionamiento basados en valores de carga promedio o pico, dado que la demanda para las poblaciones aisladas es altamente variable, presentándose máximos que corresponden a 5 o 10 veces los valores promedio; lo que conduce a un excesivo sobredimensionamiento de la planta, traduciéndose en una disminución de la eficiencia y un incremento de riesgo de falla.

Debido a lo expuesto anteriormente, se estableció un modelo de unidades múltiples con diferentes valores de potencia. La idea es que, en lugar de emplear un único generador, se utilicen dos o tres con potencias menores y distintas; de manera tal, que si la demanda es alta, intervenga la unidad de mayor capacidad, pero si disminuye a un 30% del valor nominal, el generador sea reemplazado por uno con menor potencia. De esta manera, se eliminan los problemas de variabilidad de la carga y disminución de la eficiencia y, por ende, se reducen las pérdidas de energía. Cabe destacar, que a partir de algunos estudios e investigaciones, como la realizada en *Diesel plant sizing and performance analysis of a remote wind-diesel microgrid*, se determinó cuál era la carga mínima que se podía conectar a un generador diésel sin producir efectos adversos. Se estableció el 30% de la capacidad nominal como el valor umbral.

Para que el sistema de unidades múltiples con diferentes tamaños funcione adecuadamente, requiere de un controlador maestro de planta, DPMC por sus siglas en inglés; el cual está encargado de sincronizar, verificar la carga y permitir el funcionamiento en paralelo de las unidades, dado que normalmente funcionan dos plantas diésel de manera simultánea. En otras palabras, se ocupa de la entrada y salida de los generadores acorde con la demanda de potencia.

Restricciones de operación y control de plantas diésel

La tecnología más empleada para proporcionar suministro de electricidad a zonas no interconectadas es la generación mediante plantas diésel; ello ha permitido corregir errores, mejorar los diseños y establecer criterios técnicos como los señalados a continuación.

- Carga mínima (MLC): definido como un 0.3 de la capacidad nominal de la planta.
- Reserva de rotación (SRC): corresponde al 0.85% de la potencia nominal real de las unidades múltiples.
- Potencia máxima (MPC): equivale a un 0.95% de la potencia de dimensionamiento del generador. La unidad puede sobrecargarse hasta un 10% durante un breve lapso.

Tiempo mínimo de Operación (MOP): se requiere que cada unidad diésel se mantenga en funcionamiento, por lo menos, durante 20 minutos cada vez que sean encendidas.

2.2 Proyectos energéticos implementados para electrificación de zonas aisladas, energías alternativas.

Considerar las opciones tecnológicas disponibles, con el propósito de energizar zonas aisladas y evaluar las alternativas para su uso, implica analizar el recurso con el que se cuenta en el lugar, pues con base en ello se establece el tamaño del sistema. Dependiendo de los recursos, se aplica un tipo de tecnología con la cual es posible obtener energía eléctrica, ya sea de forma individual o forma combinada (sistemas híbridos).

Se conoce que el 66% del país se considera zona no interconectada y de este porcentaje el 8,3% pertenece al departamento de La Guajira [3]. En la actualidad, se ha identificado una lista de proyectos energéticos que se han estructurado y ejecutado en el departamento de La Guajira para electrificación de zonas aisladas, atendiendo a criterios técnicos, evaluaciones de energías alternativas y extensión de redes de distribución rurales.

Los proyectos identificados servirán como guía para plantear las alternativas de solución para los proyectos a estructurar, los cuales benefician a las comunidades de La Guajira que aún no cuentan con el servicio de energía eléctrica. A continuación se señalan las características de los proyectos que se encuentran actualmente están operando en el departamento.

- ❖ **Montaje, instalación y puesta en funcionamiento de 200 kW de generación eólica e integración a un sistema híbrido aislado con fuentes de generación solar de 100 kW, ocho seguidores solares de dos ejes, de 12,5 kW cada uno, en Alta Guajira, generando electricidad a tensión trifásica de 120/208 Voltios, en red eléctrica aislada, grupos electrógenos con combustible gas licuado de petróleo (GLP) y ACPM.**

Localización del proyecto: País Colombia,

Departamento de la Guajira, Municipio de Uribia, Corregimientos de Nazareth y Puerto Estrella.

Población beneficiada: 2000 habitantes, conformada por colonos e indígenas de la etnia Wayuu.

Gestor del proyecto: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas IPSE.

Estado del proyecto: En operación.

Administrador de los recursos: Financiera Energética Nacional FEN.

Aerogenerador: Dos de 100 kW, tipo monopala, generador de inducción, voltaje de salida 230/400 Voltios, velocidad de 1500 r.p.m

Potencia instalada: 825 kW.

Eficiencia: 45% eólico y 85% solar aproximadamente.

Red aérea de 13200 V: Apoyos en postería de concreto y fibra de vidrio con cable ACSR 2 AWG desnudo en una longitud de: 6.1 km.

Potencia instalada: 125 kW.

Sistema solar: Seguidores solares de dos ejes, 12.5 kW cada uno, tensión trifásica de 120/208 Voltios, con paneles solares de potencia máxima de 220 W por módulo.

❖ **Generación híbrida solar-eólico en Flor del Paraíso**

Localización: Flor del paraíso (Alta Guajira)

Descripción: Implementación de Sistema híbrido eólico-solar-diesel con disponibilidad de 24 horas de energía y adecuaciones de la infraestructura eléctrica internas y suministro de equipo de refrigeración Solar para el almacenamiento de alimentos del comedor infantil

Campo Solar Fotovoltaico: 2.9 Kwp

Generación Eólica: 5 kW

❖ **Parque eólico Jepírachi**

Ubicación: Cabo de La Vela – Guajira

Propietario: Empresas Públicas de Medellín – EPM

Capacidad instalada: 19,5 MW

Eficiencia: 28% aproximadamente

Tecnología: Aerogenerador tripala

Las máquinas están distribuidas en dos filas de ocho y siete máquinas respectivamente.

Vientos alisios en dirección este-oeste con baja intensidad de turbulencia, velocidad promedio de 9,8 m/s.

Entrega su energía al Sistema Interconectado Nacional – SIN pero no participa en el mercado eléctrico.

Considerando los requerimientos que cumple cada uno de los proyectos y basándose en los criterios de diseño, se pueden definir algunas características generales comunes a todos ellos. En cuanto a la tecnología usada, se tiene que los diseños corresponden a condiciones específicas de cada proyecto, enmarcados en los requerimientos de carga de la población beneficiada y justificando el uso de la tecnología y la operación de la misma. Para los costos de generación, los análisis consideran la capacidad con que trabaja cada sistema y evalúan el costo de inversión referida a la eficiencia de generación; así, es posible calcular el costo por

kW-h., logrando obtener una proyección de precios⁵: US\$ 0,016 /kW-h para generación diésel; US\$ 0,026 / kW-h para SFV; US\$ 0,021 / kW-h para eólica. Estos precios están referidos al año 2012.

Para cada uno de los proyectos se especifica y se presenta una caracterización detallada, espacial y temporal, del recurso a usar en generación eólica y en la generación fotovoltaica, tomándose los datos de mapas de vientos y radiación solar respectivamente; para el caso de plantas diésel, la información se adquiere de la proyección del costo del combustible. Se resalta el desempeño de las tecnologías, puesto que a pesar de considerarse proyectos pioneros, son adaptadas y ajustadas adecuadamente a las condiciones de operación; incluyendo los rendimientos, desgastes, reparaciones, disponibilidad, vida útil y costos de AOM que conlleva cada alternativa.

En cuanto al planeamiento y desarrollo de proyectos, se muestra una validez de las metodologías de análisis y planteamiento para dar solución a la problemática energética, teniendo en cuenta la posibilidad de incurrir en las particularidades del Sector Eléctrico Colombiano y el Mercado de Energía.

2.2.1 Proyectos de energización para zonas aisladas identificados en el banco de proyectos municipal

Hace referencia a los proyectos programados no implementados. Para identificar y diagnosticar los proyectos en zonas aisladas del departamento de La Guajira, es necesario conocer y clasificar los tipos de proyectos que se han presentado según las necesidades específicas que posee el departamento y el recurso energético de la zona.

⁵ Recopilación. CREG, documento CREG-037, Propuesta regulatoria para la prestación de servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas; Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (CORPOEMA), los costos actualizados a 2012 para la implementación de proyectos de generación con Energías Renovables en zonas pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia.

2.2.1.1 Identificación

Para la identificación es necesario buscar información de los bancos de los diferentes organismos, ya sean Entidades Territoriales, Organismos del Estado u Operadores de red.

Los proyectos que se estructuran para la energización de las zonas aisladas son presentados al Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta la localización del proyecto y su direccionamiento al fondo⁶ correspondiente, sea para electrificación rural o para energización en zonas no interconectadas.

Estos proyectos de energización se plantean con el fin de aumentar la cobertura y mejorar la confiabilidad del servicio; los proyectos son estructuraciones que se van a realizar, complementar o corregir, debido a que todos ellos pasan por una fase de evaluación en la cual se presentan los resultados según sea la condición: favorable o puesto en devolución por ajustes. Si se indica que es devuelto por ajustes, es necesario identificar cuáles fueron las faltas y fallas en el proceso de estructuración y realizar el estudio necesario para suplir dichas falencias. También existen ideas potenciales, que con el apoyo de la Entidad Territorial, pueden desarrollarse y registrarse como nuevos proyectos.

En la tabla 2.2 se muestra la lista de los proyectos estructurados en el departamento de La Guajira para dar solución a problemas energéticos, incluyendo los de generación local y extensión por redes de distribución.

⁶ Nuevo sistema general de regalías (SGR): Fondo Nacional de Regalías (FNR). Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales (FAER). Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI).

Tabla 2.2: Lista de proyectos asociados al banco de proyectos del Ministerio de Minas y Energía

Año	Fondo	Municipio solicitante	Proyectos presentados	Proyectos evaluados	Proyectos favorables
2006	FAER	BARRANCAS	2	2	0
2007	FAZNI	MANAURE	1	1	0
2007	FNR-EE	MANAURE	1	1	0
2008	FNR-EE	MAICAO	1	1	0
2010	FNR-EE	MAICAO	1	1	0
2010	FNR-EE	MANAURE	3	3	0
2011	FNR-EE	BARRANCAS	1	1	0
2011	FNR-EE	DIBULLA	1	1	0
2011	FNR-EE	MAICAO	2	2	0
2011	FAER	URIBIA	1	1	1
2011	FNR-EE	VILLANUEVA	3	3	0

Fuente: UPME

De la tabla anterior se puede observar que de los diecisiete (17) proyectos estructurados y presentados, sólo uno (1) se calificó como favorable. De los proyectos que no fueron calificados como favorables, no fue posible obtener los documentos para redefinir su estructuración⁷.

Por ello, se realiza la actividad de socialización con los respectivos directores de planeación de los municipios que prestaron su colaboración y con ellos se lograron identificar nuevos proyectos. Para lograr una correcta identificación se debe realizar un levantamiento de información; la socialización de los alcances que el trabajo representa, esto de manera conjunta con los representantes de las entidades participantes en el proyecto; y lograr definir las actividades pendientes a realizar con los proyectos potenciales a ser seleccionados para la fase de estructuración.

⁷ Muchas veces esta es la parte es la que presenta mayor dificultad debido a la falta de información por parte de los organismos para la participación del Plan de Desarrollo, el cual se refleja en la poca colaboración por parte de los mismos al momento de efectuar la recolección de información para la identificación de los proyectos.

2.2.1.2 Selección

Una vez identificados los proyectos se inicia una fase de evaluación y diagnóstico de los mismos, esto a través de los criterios de calificación de la plantilla Formulación de Proyectos [20].

En este proceso es necesario revisar los aspectos que se involucran en la formulación de cada proyecto, tal y como se explica en [2]. Los estudios técnicos, ambientales, legales y sociales, entre otros, aunque son parte del proceso de preinversión, involucran unos costos, asociados a las necesidades básicas insatisfechas presentes en la comunidad objeto de estudio. De esta manera, es posible ponderar cada proyecto seleccionado en la etapa inicial. Si un diseño es calificado con un número 'cinco', indica que cuenta con todos los estudios requeridos; mientras que, una puntuación de 'uno' señala la ausencia de los análisis mencionados.

Metodología

Con el objetivo de seleccionar y priorizar los proyectos que se hayan identificado, se han establecido como los criterios de calificación el impacto en la cobertura y los requerimientos para la estructuración. Dentro de éstos últimos se encuentran: Estudio legal, de mercadeo, de localización, ambiental, técnico, análisis de riesgos, aspectos comunitarios, financiero, evaluación financiera, evaluación económica y social⁸; cada una enmarcada con un peso porcentual definido en la metodología general para la estructuración.

⁸ Se debe tener en cuenta, que para todos los proyectos identificados aplican todas las iniciativas de estudio, es necesaria una evaluación diagnóstica de cada proyecto en la etapa de formulación. En el caso de los que se han identificado, se debe realizar el estudio comunitario siendo realizar concertaciones con comunidades especiales, sean indígenas o afrodescendientes. Es importante resaltar que las consultas previas con las comunidades de la zona es un requerimiento para la formulación del proyecto.

Tabla 2.3: Criterio de calificación de los proyectos

REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN	IMPACTO DE COBERTURA
Valor de la Estructuración	Cobertura (Número de usuarios)
Tiempo de estructuración	
Requisitos de preinversión	
Valor de inversión	
Requisitos ante fondos de financiación	

Fuente: Autores

Es necesario resaltar que todos los proyectos deben cumplir con las políticas de la zona, sean departamentales o municipales; luego, se establecen como variables el número de usuarios beneficiados, cobertura y valor de inversión, entre otros [21]; se establecen las variables que se consideran para la estructuración de un proyecto y se relacionan con el impacto de cobertura del mismo.

Las variables se toman de los requerimientos que se usan en la estructura lógica de cómo se realiza un proyecto. Cada una se cuantifica de acuerdo a unos rangos definidos y se le establece un peso porcentual. Tanto el rango como el peso porcentual fueron determinados por el grupo de profesionales del equipo interdisciplinario⁹ de acuerdo a criterios de experiencia con proyectos, de la misma índole, que ya fueron trabajados. Los rangos para cada una de las variables se reflejan en intervalos.

Una vez conocido el criterio de calificación [25], estos factores se cuantifican y se evalúan con el fin de organizar la información a manera de ordenadas y abscisas, ambas con rangos de ponderación de cero a cinco (0-5) (ver Tabla 2.3). Finalmente, se priorizan los proyectos, tomando las iniciativas con mayor ponderación.

⁹ Los autores hicieron parte de un equipo de trabajo conformado por cinco ingenieros electricistas, un economista, un sociólogo, una ingeniera ambiental y una especialista en gerencia de proyectos; todos ellos con amplia experiencia en estructuración de proyectos de inversión para el sector público.

Tabla 2.4: Rangos de calificación

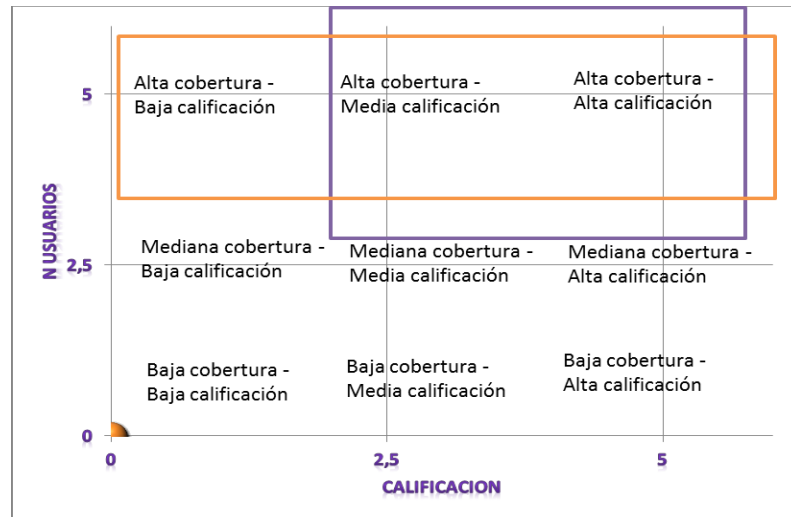
CALIFICACIÓN COBERTURA	Rango No Usuarios		Calificación
	0	10	1
	11	20	2
	21	30	3
	31	40	4
	41		5
CALIFICACIÓN COSTOS ESTRUCTURACIÓN \$	Rango de Costos \$		Calificación
	-	20.000.000	5
	20.000.001	40.000.000	4
	40.000.001	60.000.000	3
	60.000.001	80.000.000	2
	80.000.001		1
CALIFICACIÓN TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN MESES	Rango de meses		Calificación
	-	1,0	5
	1,1	2,0	4
	2,1	3,0	3
	3,1	4,0	2
	4,0		1
CALIFICACIÓN VALOR DE LA INVERSIÓN	Rango de Valor (\$)		Calificación
	0	500.000.000	5
	500.000.000	600.000.000	4
	600.000.001	700.000.000	3
	700.000.001	800.000.000	2
	800.000.001		1

Fuente: Tomado de [25]

El siguiente gráfico presenta las especificaciones mencionadas anteriormente, representadas en cuadrantes. Puede observarse que es posible identificar con claridad aquellos proyectos que presentan alto nivel de impacto en cobertura y una alta calificación en requerimientos de estructuración; éstos son los más factibles de ser seleccionados para su ejecución.

Una vez que se obtiene la calificación y organizados en los cuadrantes, todos los proyectos identificados, se sistematiza con el fin de priorizar los proyectos calificados.

Figura 2.3: Esquema gráfico número de usuarios y calificación.



Fuente: Autores

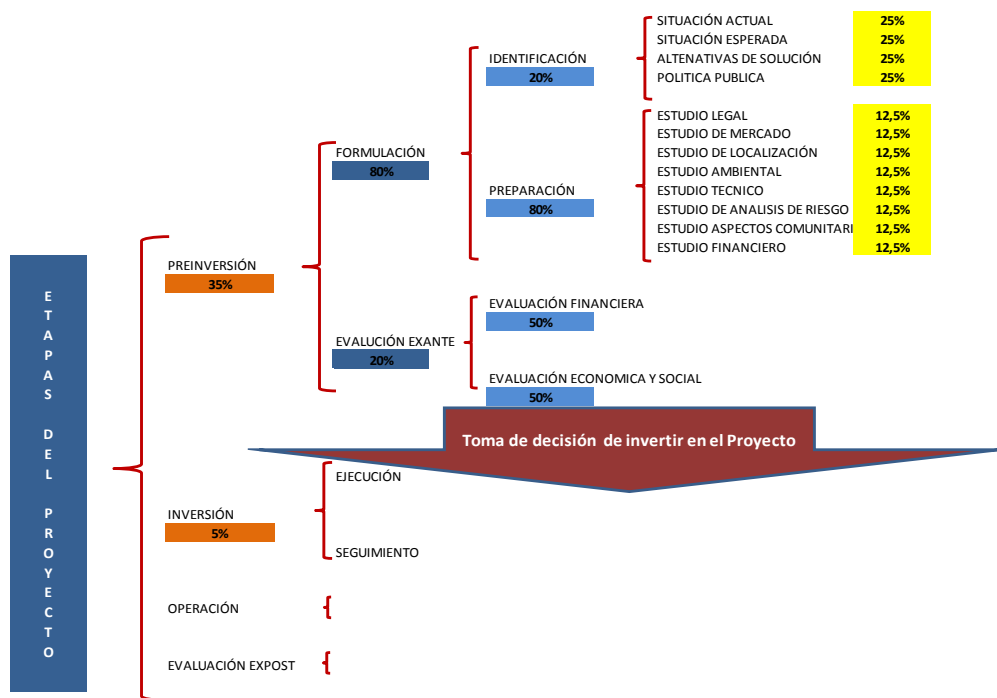
Priorización

La priorización se realiza con el fin de tomar las iniciativas o proyectos con mayor impacto en los resultados esperados; para ello es necesario tener en cuenta la calificación que cada proyecto obtuvo en los requerimientos para la estructuración, puesto que éste es, en últimas, el objetivo que se desea alcanzar. Es importante resaltar los requerimientos de la estructuración en cada proyecto identificado, puesto que muestra un panorama general de lo que se tiene y lo que se desea proyectar en cuanto a la calificación obtenida en el diagnóstico previo.

Los requerimientos se establecen según el desarrollo de cada una de las fases que se establecen en la Metodología General Ajustada, del Departamento Nacional de Planeación; logrando ajustar los criterios a cumplir en los tópicos de la identificación, preparación y posterior evaluación del proyecto. Y de esta manera presentarlo ante un banco de proyectos o una unidad de planeación para que posteriormente sea evaluado.

En la prioridad de los proyectos a seleccionar se consideran los porcentajes ilustrados en la siguiente gráfica, donde el 40% de las etapas del proyecto corresponden a la estructuración del proyecto. Se destaca que los pesos porcentuales para los items que conforman las etapas de identificación y preparación; así como los porcentajes para la calificación de los proyectos se preestablecieron por criterio equipo de profesionales de trabajo.

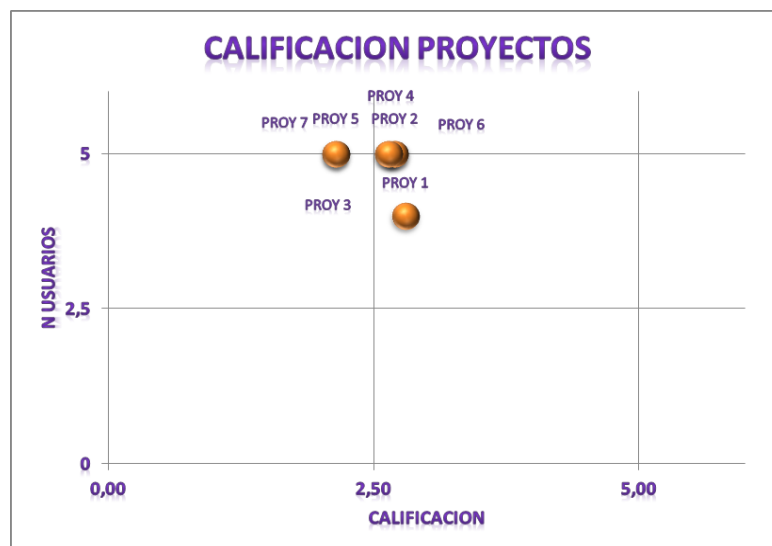
Figura 2.4: Peso porcentual para el criterio de evaluación, priorización y selección de proyectos.



Fuente: Tomado de [24]

En la Guajira se lograron identificar siete (7) proyectos, de las cuales, cuatro (4) son para generación con plantas locales y tres (3) ya están sugeridos para energización por extensión de redes eléctricas. A continuación se presentan de manera gráfica los resultados de la identificación.

Figura 2.5: Resultados de calificación – La Guajira.



Fuente: Autores

De esta manera, se realiza el análisis de cada proyecto para su futura estructuración, considerando los resultados de la priorización.

Tabla 2.5: Proyectos trabajados con el ejercicio de priorización.

	CALIFICACIÓN	RANGO No USUARIOS	VALOR FASE DE ESTRUCTURACIÓN \$	TIEMPO- MESES	VALOR INVERSION \$
PROY 1	2,80	4	27.133.333	2	700.000.000
PROY 2	2,70	5	38.916.667	2	1.400.000.000
PROY 3	2,70	5	35.550.000	2	1.200.000.000
PROY 4	2,64	5	37.750.000	2	2.400.000.000
PROY 5	2,14	5	47.316.667	2	1.400.000.000
PROY 6	2,64	5	30.283.333	2	1.600.000.000
PROY 7	2,14	5	42.750.000	2	1.200.000.000

Fuente: Autores

En esta etapa se priorizaron tres (3) proyectos, para los cuales la principal alternativa de solución es por extensión de redes de distribución; en otras palabras, electrificación rural.

Luego, en coordinación con el IPSE y las entidades territoriales involucradas, se elabora una lista de proyectos prioritarios, teniendo en cuenta el número de usuarios a beneficiar y su respectiva calificación. Para ello se elaboran unas fichas [21] para la presentación de los proyectos priorizados, describiendo su situación actual, situación esperada y las alternativas de solución teniendo en cuenta el estado del arte y la información básica.

Estructuración de proyectos energéticos

Una vez recopilada la información básica y determinados los proyectos prioritarios y viables de estructurar, se realizan los estudios necesarios para llevar a cabo una correcta estructuración, teniendo en cuenta todos los criterios exigidos y siguiendo los lineamientos del SGR [2]. Se preparará la documentación requerida, según los requisitos del SGR, teniendo en cuenta que se deben realizar las gestiones para las licencias, permisos, consultas previas y demás trámites que se soliciten para dar viabilidad a los proyectos que hayan sido seleccionados y priorizados en la etapa de diagnóstico.

La estructuración de proyectos para soluciones energéticas puede realizarse para las zonas, poblaciones o comunidades cuyas necesidades lo ameriten. Como ejemplo aplicativo, cuyo objetivo es mostrar el proceso de estructuración real, se trabajará con un caso en donde la zona a intervenir es la Comunidad Indígena de Truliyamana, en el municipio de Manaure, La Guajira. Atendiendo a esto, se hace referencia a los resultados obtenidos de la estructuración y se muestran los estudios realizados para el desarrollo del proyecto formulado, cuyo fin es llevar la energía eléctrica a la comunidad.

3.1 Localización geográfica del proyecto

3.1.1 Localización del municipio de Manaure

El Municipio de Manaure está ubicado en la República de Colombia, Departamento de La Guajira, en el sector Semidesértico denominado Media Guajira, con una extensión de 78 kilómetros de playas sobre el mar Caribe enmarcado entre las coordenadas planas extremas:

NOROESTE	NORESTE
X = 1"125,000	X = 1"200,000
Y = 1"800,000	Y = 1"800,000
SUROESTE	SURESTE
X = 1"125,000	X = 1"200,000
Y = 1"755,000	Y = 1"755,000

En coordenadas geográficas su ubicación extrema es:

LATITUD NORTE: Entre los 11° 30" y 11° 45" Latitud Norte

LONGITUD OESTE: Entre los 72° 25" y 73° 00" Longitud Oeste

Límites. El Municipio de Manaure limita así:

Por el norte: con el Mar Caribe.

Por el sur: con el Municipio de Riohacha y el Municipio de Maicao.

Por el oeste: con el Municipio de Riohacha y el Mar Caribe.

Por el este: con el Municipio de Uribía y Maicao.

Extensión total tierra: 1.643 kilómetros cuadrados Km².

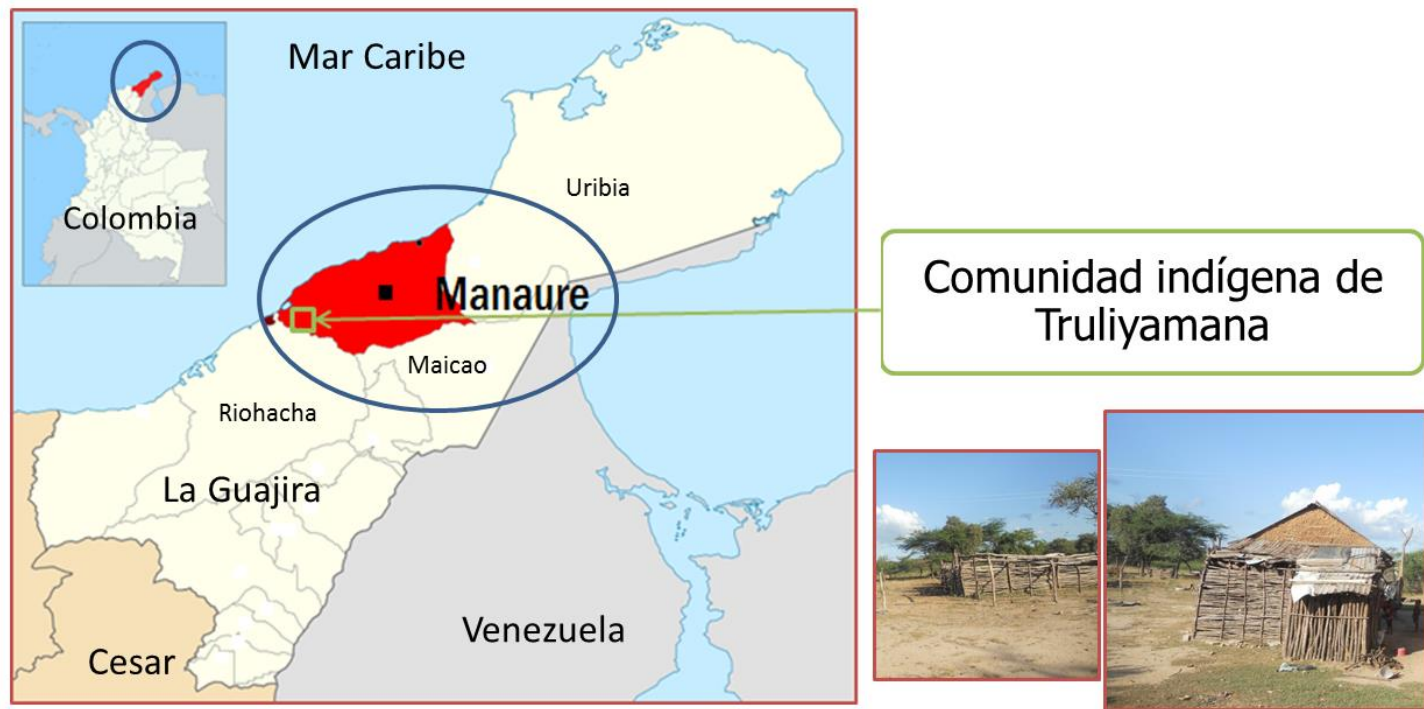
Altura sobre el nivel del mar: 10 metros sobre el nivel del mar.

3.1.1.1 Localización específica del desarrollo y ejecución del proyecto

La comunidad indígena Trulimayana está localizada cerca de la cabecera del Corregimiento La Gloria en el sector sur-occidental del Municipio de Manaure, se accede a esta comunidad por una entrada a la altura del Km 14 de la carretera que conduce de Riohacha a Maicao, a 3 Km aproximadamente de la vía principal.

Geográficamente se localiza en 11°31'66,07" Latitud Norte y 72°45'29,20" Longitud Oeste.

Figura 3.1: Localización geográfica de la Comunidad indígena de Truliyamana

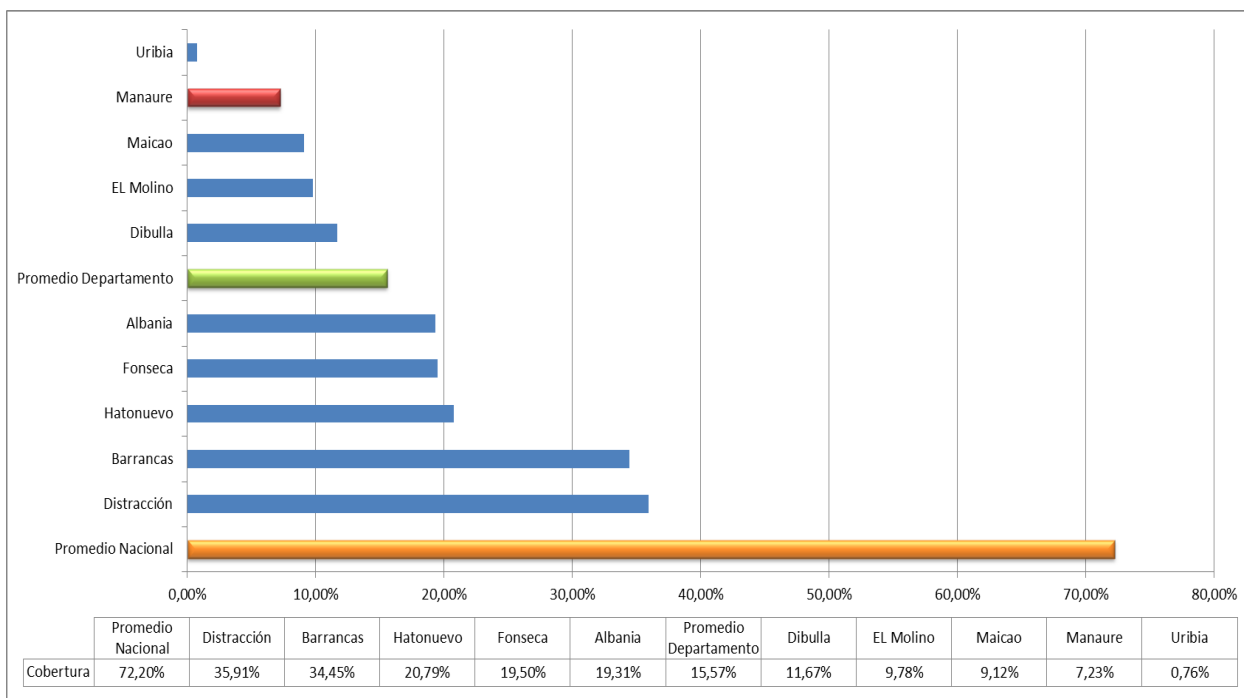


Fuente: Modificado de [13]

3.2 Antecedentes

Los servicios públicos son satisfactores de necesidades humanas y sociales; su carencia o deficiencia limita el desarrollo integral y la efectividad de los derechos fundamentales, tales como la salud y la educación. En la figura 3.2 se presenta el estado de la cobertura en energía eléctrica en el sector rural de La Guajira; se puede observar que el servicio eléctrico en el municipio de Manaure está por debajo del promedio departamental, con un 7,23% en cobertura.

Figura 3.2: Cobertura en Energía Eléctrica en Área Rural



Fuente: Ranking municipal de La Guajira [23]

En este sentido, la situación del municipio de Manaure es la siguiente: se presenta una baja cobertura del servicio de energía eléctrica en el sector rural¹⁰, de hecho es el segundo municipio con menor cobertura.

¹⁰ Esto se debe, en parte, por la escasa gestión e inversión realizada por el Estado en la construcción de redes eléctricas en el sector rural, por la falta de mantenimiento de las redes, por las deficiencias en la infraestructura, por la concentración de la inversión en la cabecera municipal, así como por la dispersión geográfica de las viviendas rurales, que incrementa el costo de conexión por hogar.

El servicio de energía eléctrica tiene serios problemas de calidad, relacionados tanto con la falta de continuidad (interrupción) del servicio, como con la baja potencia del mismo. En consecuencia, dicho servicio, por lo general, se interrumpe con frecuencia, durante todo el día o gran parte de él. Adicionalmente, en las horas pico o de mayor consumo, la potencia disminuye considerablemente, dificultando el desarrollo de actividades económicas.

En este contexto, la Comunidad Indígena de Truliyamana (Municipio de Manaure – La Guajira), con una población aproximada de ciento ochenta y cuatro personas (184)¹¹, no tiene servicio de energía eléctrica. Como consecuencia de esta carencia hay un bajo uso de tecnologías de comunicación como la televisión, radio e internet. Se utiliza la telefonía celular, pero su uso es muy restringido por la dificultad para renovar la carga de los teléfonos móviles. La iluminación de las viviendas se basa en velas y lámparas de combustible, lo cual conlleva a que haya mayores riesgos de accidentes caseros y mayor contaminación doméstica por presencia de humo. Para el objeto de este proyecto, serán beneficiadas treinta y cinco (35) familias, con una población aproximada de ciento ochenta y cuatro (184) habitantes de la comunidad Indígena Truliyamana.

3.3 Identificación del Problema

En el municipio de Manaure, Departamento de La Guajira, existe una débil infraestructura para el servicio y cobertura de la energía eléctrica; la deficiencia del sistema eléctrico ha llevado a realizar racionamientos del servicio durante ciertas horas del día, lo cual afecta a la población en sus múltiples ocupaciones y, de manera directa, el sector económicamente productivo de la región.

La zona rural, no es ajena a la demanda de un servicio de energía eficiente, óptima y que brinde su accesibilidad a los centros de carga cercanos, de ahí la necesidad de llevar la electrificación a la comunidad.

¹¹ No hay estudios concretos de población rural, ni en los corregimientos ni en las comunidades indígenas en particular. En este caso, los datos proceden del censo realizado por la autoridad indígena para el presente proyecto.

3.4 Análisis de contribución del proyecto a la política pública

El artículo 311 de la Constitución Política de Colombia establece que al municipio le corresponde, como entidad fundamental de la división político administrativa, la participación de los servicios públicos que determine la ley; construir las obras que demande el progreso local; ordenar el desarrollo de su territorio; promover la participación comunitaria; el mejoramiento social y cultural de sus habitantes; y cumplir las demás funciones que le asignen la constitución y las leyes.

Con respecto a la solución de necesidades insatisfechas, la ley 136 de 1994 ha determinado que el municipio debe solucionar las necesidades insatisfechas de salud, educación, saneamiento ambiental, agua potable, servicios públicos domiciliarios, vivienda, recreación y deporte; con especial énfasis en la niñez, la mujer, adulto mayor y los sectores discapacitados. Por lo tanto, el municipio de Manaure, para la formulación de este proyecto debe atender a los estatutos del Plan de Ordenamiento Territorial y el Plan de Desarrollo Municipal, de tal manera que garantice el cubrimiento de las necesidades de:

- Una infraestructura eléctrica óptima y que cumpla con las normatividades técnicas y el código eléctrico.
- Lotes con servicio de energía eléctrica domiciliario.
- Servicio alumbrado público.
- Disponibilidad de servicio de energía en centros etnoeducativos.

3.5 Situación actual

Los habitantes de la comunidad indígena carecen del servicio de energía eléctrica, lo cual dificulta su desarrollo económico, social y cultural. Dentro de las principales causas de la problemática, se encuentra que por ser una zona rural aislada, financieramente los proyectos que se formulen no son viables, debido a la dispersión geográfica de las viviendas y a la baja capacidad de pago de las personas que viven en ellas; representando para la el Operador de Red un bajo incentivo de remuneración.

El servicio de energía eléctrica es determinante para el mejoramiento de la vida social en todos los aspectos, partiendo del desarrollo económico y social. Aunque cabe señalar que, obviamente, la electrificación no es el único factor que determina el crecimiento económico y el bienestar social.

✓ Causas

- Pocos recursos financieros por parte del ente Departamental y Municipal para invertir en una nueva infraestructura eléctrica.
 - Limitada capacidad técnica en los entes territoriales
- Dificil acceso a las zonas donde se presenta la necesidad del servicio de energía eléctrica.
 - Topografía de la Región.

✓ Efectos

- Bajo crecimiento económico de la región.
 - Incremento de costos de actividades comerciales
- Daños en productos perecederos, así como en equipos y aparatos eléctricos, tanto de la comunidad como del operador de red.
 - Poca intervención planificada, que involucra a los actores del desarrollo económico y social
 - Restricciones en la calidad de los servicios de salud y educación

3.6 Situación esperada

Lo que se espera al proponer el proyecto de infraestructura eléctrica más adecuado para la zona, es mejorar y ampliar la cobertura del servicio público de energía eléctrica; con esto se pretende disminuir el gasto de dinero por parte de los usuarios, puesto que no será necesario el gasto de dinero en velas, lámparas de combustible y baterías. Además, mejorar las condiciones de desarrollo y mejorar la calidad de vida de los habitantes de la zona afectada por el proyecto.

✓ **Objetos**

- Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica óptima, técnica y financieramente, para gestionar los recursos financieros por parte del ente Departamental y Municipal para invertir en esta nueva infraestructura.
 - Limitada capacidad técnica en los entes territoriales
- Identificar las zonas de difícil acceso, donde se presenta la necesidad del servicio de energía eléctrica y se haga viable la estructuración de proyectos energéticos.

✓ **Actividades**

- Aumentar el crecimiento económico de la región.
 - Reducir los costos de actividades comerciales
- Facilitar la conservación de productos perecederos, así como el uso de equipos y aparatos eléctricos en la comunidad.
 - Gestionar y realizar una intervención planificada, que involucra a los actores del desarrollo económico y social
 - Aumentar la calidad de los servicios de salud y educación

3.7 Análisis de las alternativas de solución¹²

Para dar solución al problema de la población, se tuvo en cuenta los datos específicos del estado de arte de las soluciones de proyectos energéticos implementadas en zonas aisladas. Teniendo en cuenta los recursos naturales de la zona y la presencia de líneas de distribución en media tensión, se consideraron las siguientes alternativas:

Alternativa No 1: Interconexión a la Red con la extensión de redes de distribución.

Alternativa No 2 Construcción de Sistemas fotovoltaicos individuales.

Alternativa No 3: Planta local de generación diesel y redes de distribución.

Otras alternativas de solución como generación hidráulica y eólica no fueron analizadas, pues son soluciones que requieren información técnica más precisa, como mapas de viento o estudios hidráulicos; además, se estima que el futuro centro de carga contará con una baja demanda de energía. La mejor alternativa se escoge, según los lineamientos de la resolución de 2005, de acuerdo a la que tenga más bajo costo por kWh.

3.7.1 Selección de alternativa

La alternativa Diesel (No 3), constituye una solución que resulta técnica y prácticamente factible en todos, o al menos en la mayoría de los casos. La principal desventaja radica en el costo total (inversión, mantenimiento, administración y operación -incluidos los costos de combustibles y lubricante-), y la contaminación por los gases resultantes de la combustión. Luego, no es viable, ya que el costo de la operación anual es superior a la misma inversión y sobrepasa los costos de la alternativa fotovoltaica.

La alternativa fotovoltaica (No 2) ha demostrado generar la suficiente energía para cubrir los requerimientos de la población, pero no es viable debido al costo de la inversión, operación y

¹² Para el análisis de alternativas se elaboraron memorias de cálculo correspondientes a los costos de generación y la memoria descriptiva de la alternativa seleccionada, dejando como evidencia los datos correspondientes a los resultados finales. Estos se muestran en los anexos A, B, C, D, E, F, G, H e I.

sostenimiento. La interconexión (alternativa No. 1) es viable puesto que la calidad del servicio y la operación del mismo justifica la inversión que se requiere y representa los costos más bajos.

Para cada una de las alternativas planteadas se establece un cuadro de análisis de costos de las mismas, mostrando sus principales ventajas y desventajas, para el caso concreto de este proyecto.

Teniendo en cuenta los estudios realizados [A-I], se obtuvieron características de cada una de las alternativas de solución atendiendo a la situación particular de la comunidad indígena de Truliyamanna. A continuación se muestran unas tablas con dichas características.

Tabla 3.1: Análisis general, generación solar FV

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	COSTOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS	CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO
	Panel solar COP \$ 3.031.655 para el sistema solar inividual	La energía generada puede ser combinada con otras fuentes de energía	La eficiencia del panel solar se encuentra entre el 12 y 16 con respecto a la energía solar recibida por el mismo.	El sistema debe, con la radiación solar mínima, poder abastecer la demanda máxima.
	Batería COP \$7.527616	Como la fuente de energía potencial es proveniente del sol, es una alternativa de energía renovable y se considera inagotable.	La vida útil de las baterías varía entre 4 y 10 años	La topografía u obstáculos locales no deben bloquear el sistema.
	Inversor COP \$ 2.504.176	Evita el uso de una infraestructura compleja, reduciendo costos de inversión.	En la actualidad para el montaje y mantenimiento del sistema, es muy poco el personal calificado.	La eficiencia del panel no es un aspecto importante en la selección, ya que ésta se puede compensar con una instalación de mayor área de generación.
	Regulador COP \$ 2.468.880	La vida útil es prolongada ya que los paneles pueden durar entre 15 y 20 años.	La mayoría de los elementos y equipos deben ser importados, debido a que en el país no hay empresas que los fabriquen.	
	Soporte COP \$888,096	El sistema es modular, la potencia del sistema puede ser aumentada adicionando nuevos módulos.	Las fallas en el sistema son frecuentes, debido a descargas atmosféricas, vientos, contacto con cuerpos extraños, vandalismo y entre otras.	
	Precio del kWh COP \$ 1110,86	Bajo costo de operación.	La eficiencia de los módulos se ven afectadas directamente por las características del ambiente, las cuales cambian en forma no lineal constantemente.	
		Altas eficiencias en los reguladores e inversores.	Mantenimiento complejo desde un punto de vista administrativo, cuando existe un número significativo de viviendas.	
		El sistema no emite gases invernadero, ayudando al sostenimiento y presevación del medio ambiente.		

Fuente: Autores

Tabla 3.2: Análisis general, extensión de redes de Media Tensión y Baja Tensión

EXTENSIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	COSTOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS	CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO
	Red de media tensión COP \$ 66.294.344	Los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) son garantizados por el operador de red	La implementación de infraestructura eléctrica va directamente relacionada con el uso de predios para las servidumbres, impactando negativamente en la flora y fauna de la zona.	Debe cumplir los requerimientos técnicos establecidos por el Operador de Red local.
	Red de baja tensión COP \$ 244.765.338	Existe personal calificado para el diseño y construcción de este tipo de sistema	Se hace necesario realizar estudios ambientales y verificar que la zona del proyecto no se encuentre en un área de reserva forestal.	
	Centros de transformación COP \$ 15.200.000	Es un servicio de alta confiabilidad	Las distancias entre los usuarios generan pérdidas por regulación lo cual hace que los conductores sean más costosos.	
	Precio kWh es de COP \$ 332,83	Los elementos que componen el sistema son de fácil acceso en el mercado.	El transporte de los materiales se ve afectado por el difícil acceso a la zona.	
			Las fallas en el sistema son frecuentes, debido a descargas atmosféricas, vientos, contacto con cuerpos extraños, vandalismo y entre otras.	

Fuente: Autores

En el caso de la alternativa del sistema de generación diesel, el combustible empleado sería el ACPM (DIESEL). Producto de un análisis preliminar, se evidencia que desde el punto de vista de sostenibilidad del proyecto, esta alternativa no debe ser considerada, dados los costos de producción de energía mediante este sistema. Según las proyecciones de la UPME, el precio de la gasolina y el ACPM se proyecta con un crecimiento sostenido entre el 4.5% y el 5.9%, condición que implica que el costo de producción del kWh superaría los 400 \$/Kwh, para una eficiencia térmica tipo de 35% de los grupos electrógenos. El anterior precio no considera los costos del AOM.

Dadas las anteriores condiciones, además de las económicas de la región, y considerando que se tiene la posibilidad de conexión y se cuenta con la disponibilidad eléctrica; se consideró que la alternativa más conveniente para este proyecto es la extensión de redes, con un costo por kWh de COP \$ 332,83. Los usuarios de los Estratos 1, 2 y 3 (usuarios de menores ingresos), reciben subsidios equivalentes al 60%, 50% y 15% sobre el Costo de Prestación del Servicio, aplicable al denominado "Consumo de Subsistencia"¹³ ; también existe la posibilidad de conexión a la red principal.

Se establece como alternativa de solución la No 1, y se pasa a la fase de preparación de estudios del proyecto, a la cual se le denomina "*CONSTRUCCIÓN DE REDES ELECTRICAS EN LA COMUNIDAD INDIGENA DE TRULIYAMANA, MUNICIPIO DE MANAURE*", con el fin de presentarlo al Fondo de Apoyo Financiero para la Electrificación Rural – FAER; en la tabla 3.4 se muestra el objeto del proyecto.

¹³ Tomado de www.electrificaribe.com

Tabla 3.3: Objeto del proyecto para la construcción de redes eléctricas

OBJETIVOS		
GENERALES	Coadyuvar al crecimiento socioeconómico del municipio de Manaure, mediante el mejoramiento y la ampliación de cobertura de la infraestructura del servicio público de energía eléctrica	
	Aumentar el crecimiento Socioeconómico del Municipio de Manaure, incrementado e infraestructura del servicio público de electricidad mejorada.	
	ESPECÍFICOS	Beneficiar a treinta y cinco (35) familias de la comunidad indígena Truliyamana del Municipio de Manaure Departamento de La Guajira con el servicio público de energía eléctrica.
		Suministrar, instalar y montar transformadores monofásicos con capacidad hasta 50 kVA. Un (1) transformador monofásico de 50 kVA suministrado, instalado y montado
Suministrar, tender y tensionar red en media tensión. 850 m de red en media tensión suministrados y tensionados.		
	Suministrar, tender y tensionar red en Baja tensión. 2 480 m de red en Baja tensión suministrados y tensionados.	

Fuente: Autores

El proyecto tiene como propósito diseñar una infraestructura eléctrica adecuada y que cumpla con las normatividades técnicas [26-34] del OR y el código eléctrico colombiano a fin de satisfacer las necesidades energéticas de la población de la comunidad indígena de Truliyamana.

3.8 Preparación de estudios

Para analizar la viabilidad de un proyecto, es necesario realizar una serie de estudios que contemplen los aspectos relevantes al momento de estructurarlo y ejecutarlo. En la tabla 3.4 se muestran los requisitos parciales que se consideraron en cada estudio; para, finalmente, realizar un proyecto de infraestructura eléctrica que cumpla los requerimientos de formulación.

Tabla 3.4: Estudios requeridos para la formulación del proyecto de electrificación rural en la comunidad indígena.

Estudio Legal
El proyecto se plantea según los estatutos del Plan de Desarrollo Municipal "Gobierno Visionario y Emprendedor"
Para la presentación del proyecto se requiere que se encuentre inscrito en el Plan de Ordenamiento Territorial del municipio.
Leyes, Decretos, Ordenanzas, Acuerdos, Resoluciones, que soportan el proyecto: Resolución No. 001937 de 1979 de Marzo 30 de 1994 del Ministerio de Obras Públicas y Transporte Artículo 311 de la Constitución Política de Colombia Ley 136 de 1994, Solución de las Necesidades Básicas Insatisfechas Artículo 9 del Decreto 120 de 2005 Resolución 2820 de 2010 Se deben acometer los trabajos de acuerdo a la normatividad de la empresa prestadora del servicio de energía, en este caso ELECTRICARIBE S.A E.S.P.
Licencias (exploración, construcción, demolición, etc.) necesarias para el desarrollo del proyecto. Esto revisando el Plan de Manejo Ambiental que se formule.
Normas y especificaciones generales de construcción. Normas de construcción de redes aéreas de ELECTRICARIBE S.A E.S.P Normas de distribución y líneas de Media Tensión del ICEL Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC)
Estudio de Mercado
Según la demanda que se proyecte, se estima un estudio en el cual se establezcan los índices de calidad DES y FES del circuito donde se establezca el punto de conexión. De tal manera que se muestre la capacidad de recaudo de medida y de cartera. Para la oferta se estudia la capacidad del proyecto y su contribución a la cobertura
Estudio de Localización
Ubicación en donde se incluye las características geográficas del municipio de Manaure y el emplazamiento del proyecto en la comunidad indígena beneficiada; incluyendo características de centro poblado.
Se establecen las fuerzas Locacionales y se evalúan las condiciones topográficas, climatológicas, de acceso, de suministro y transporte, de los materiales, herramientas, equipos. Estructura impositiva y legal, Disponibilidad de servicios públicos domiciliarios (agua, energía y otros), Orden público, etc. Circunstancias que pueden influir o afectar de alguna manera la obra, su costo y su duración
Estudio Ambiental
Diagnóstico Ambiental de Alternativas

Estudio de Impacto Ambiental (CAR), el cual debe tener en cuenta los Criterios para la evaluación ambiental y la Valoración de Impactos Ambientales, esto con el fin de realizar la Matriz de evaluación de aspectos e impactos ambientales
Plan de Manejo Ambiental y/o Permisos Programa de información y participación comunitaria Programa de gestión de residuos sólidos Programa de gestión de residuos líquidos Programa de uso y almacenamiento adecuado de materiales Programa de manejo de la vegetación y del paisaje Programa de control de la contaminación atmosférica Programa de educación ambiental Programa de señalización Programa de salud ocupacional y seguridad industrial Programa de monitoreo y seguimiento
Consulta comunidades indígenas y afrocolombianas (Certificación Mininterior/INCODER)
Estudio Técnico
Análisis de carga.
Análisis del nivel tensión requerido.
Distancias de seguridad.
Cálculos de regulación.
Cálculos de pérdidas de energía.
Cálculo económico de conductores
Cálculo del sistema de puestas a tierra.
Análisis de protección contra rayos.
Cálculo mecánico de estructuras.
Especificaciones Técnicas de Equipos y materiales
Avisos y señales de seguridad
Cálculo de transformadores.
Diagramas unifilares.
Planos eléctricos de construcción.
Análisis de Riesgos
Identificación de los riesgos ambientales
Evaluación de los riesgos ambientales
Identificación de escenarios de riesgos
Estimación de la probabilidad y frecuencia de los riesgos
Evaluación del riesgo por entorno
Análisis Aspectos Comunitarios
Identificación de la participación de la comunidad en la veeduría

Señalización de algunos proyectos de la misma naturaleza de la actual alternativa de solución ejecutados por el ente responsable.
Relación del tipo de concertación y coordinación que se ha dado o se dará entre el ente responsable del proyecto, la Alcaldía Municipal, Personería Municipal y el consejo Municipal, y la comunidad.
Participación de la Comunidad.
Análisis Financiero
Cuadro de Costos de las Alternativas
Cuantificación y valoración de ingresos y/o beneficios
Determinación final del valor del proyecto
Análisis precios de mercado
Realización de la EVALUACIÓN FINANCIERA
Realización de la EVALUACIÓN ECONOMICA Y SOCIAL
DIRECCIONAMIENTO DEL PROYECTO AL FAER
Validación de requisitos y formatos
Diligenciamiento del Software MGA
Informe Final y entrega de proyecto

Fuente: Modificado de [25]

3.9 Requisitos para la presentación de Proyectos al Fondo De Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales -FAER-

Una vez realizados todos los estudios y trámites, y se hallan diligenciado las licencias de los proyectos ante el Operador de Red, la Alcaldía Municipal, la Corporación ambiental y los representantes de la comunidad; se efectúan los trámites para presentarlo ante el fondo de financiación. Para alcanzar dicho propósito, se deben cumplir los requisitos que se plantearon según la reglamentación de los estatutos del 7° artículo del Decreto 3652 de 2003 y los acuerdos del Comité Administrativo del FAER.

1. Carta de presentación a la UPME. En ésta, se especifica la entidad ejecutora del proyecto, el valor y los tipos de recursos solicitados. Es necesario certificar que los documentos adjuntos son auténticos y que la información presentada sea veraz.

-
2. Metodología General Ajustada del DNP diligenciada y los archivos generados en la inscripción del proyecto en el Banco de Proyectos de la Entidad Territorial. Ésta es una ayuda informática utilizada para el desarrollo de proyectos de inversión, conformada por cuatro (4) módulos (pre-inversión, inversión, operación y evaluación ex post), en los cuales se debe incluir toda la información del proyecto de inversión a la hora de ser formulado.
 3. Ficha EBI3 diligenciada. Es un formato que está compuesto por dos partes; la parte uno contiene información básica, producto del proceso de formulación, tales como población, descripción del problema y justificación, localización geográfica, objetivos, metas, observaciones y flujo financiero del proyecto; la parte dos abarca el concepto de viabilidad.
 4. Certificado de cofinanciación de las entidades participantes en el proyecto. Son aquellos recursos que vienen representados en materiales o en dinero.
 5. Certificado de inclusión del proyecto en el respectivo Plan de Desarrollo.
 6. Fotocopia del Acta de Posesión y de la Cédula de Ciudadanía.
 7. Acta de concertación o acuerdo entre el Municipio o Departamento, la comunidad y el Operador de Red.
 8. Certificado de la entidad ambiental competente que avala la ejecución del proyecto.
 9. Aval técnico y Financiero del operador de red (concepto de viabilidad y disponibilidad del servicio de la empresa distribuidora de energía).
 10. Estudios técnicos: memorias de cálculo, planos técnicos (planta y perfil), especificaciones de materiales, equipos eléctricos y de obras civiles.

-
11. Fotocopia de la cédula de ciudadanía y de la matrícula profesional del ingeniero diseñador del proyecto.
 12. Plano de localización y acceso del proyecto.
 13. Estudio de mercado (impacto social, económico y ambiental).
 14. Estudio de sostenibilidad del proyecto.
 15. Presupuesto general de obras.
 16. Análisis de precios unitarios.
 17. Cronograma y flujo de caja. Es una herramienta que muestra el desarrollo monetario del proyecto a través de sus etapas y realiza una comparación con el presupuesto total del proyecto.
 18. Certificado de predios y/o negociación de servidumbre.

Conclusiones y observaciones

En este capítulo se presentan las principales conclusiones y observaciones obtenidas durante la realización de este trabajo de grado, se exponen algunas recomendaciones que puedan ayudar a fortalecer la estructuración de proyectos energéticos.

4.1 Conclusiones y observaciones

Se pudo establecer el estado del arte de los proyectos implementados como solución energética para las zonas aisladas en el departamento de La Guajira. Los proyectos que se identificaron, iniciaron como ideas piloto y, finalmente, brindaron una base para estimar los costos y el uso práctico de tecnologías no convencionales a nivel experimental en la zona.

Se estructuraron tres proyectos cuya alternativa de solución fue la extensión de redes de distribución, incluido el de la comunidad indígena de Truliyamana; los cuales se formularon empleando la guía elaborada para dicho proceso. Se logró atender a los criterios exigidos por el operador de red local y cumplir los requisitos del plan de desarrollo del municipio; todo con el fin de beneficiar a la comunidad con el servicio de energía eléctrica.

Se llevó a cabo la adaptación de la Metodología General Ajustada y se corroboró su validez para desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica, dado que cumple con todas las características y criterios necesarios.

Se realizó el análisis de alternativas como generación mediante plantas diesel y alternativas de uso energético sustituto, como la fotovoltaica. De esta manera, se logró determinar cuál era la mejor alternativa, contemplando las condiciones económicas de los clientes al emplearse el criterio de costo por generación (precio del kWh). Se encontró como resultado que el precio de suministro de electricidad con sistemas SFV es casi cuatro veces mayor que usando la extensión de redes de distribución. Y el del sistema de generación diesel es 2,5 veces mayor que el del SFV.

Se observó que la electrificación de zonas aisladas mediante la extensión de red continúa siendo la opción más rentable, debido a las altas inversiones que aún representa la implementación de tecnologías no convencionales.

En cuanto a las tecnologías usadas para la implementación de soluciones energéticas, se debe buscar un mayor incentivo en su aplicación; haciendo especial énfasis en las renovables,

puesto que La Guajira es un departamento altamente rico en recursos naturales aprovechables para la conversión de energía eléctrica. Esto se puede lograr a través de estímulos para su implementación y desarrollo, entendido éste como el mejoramiento de la generación y distribución que permitan lograr un proceso más eficiente. Un punto importante es fomentar la promoción del uso de alternativas limpias e informar a los entes territoriales sobre la gestión para acceder a la financiación de este tipo de proyectos.

Es importante resaltar el trabajo colaborativo entre el personal de la parte técnica, social, ambiental, económica y de calidad de la Universidad Industrial de Santander –UIS-; los representantes de los entes territoriales, tanto el director de Planeación y obras Públicas, como la Alcaldesa Municipal; y el personal de ELECTRICARIBE S.A E.S.P, tanto la oficina de provisión de servicio, como la de recepción de proyectos presentados al FAER. Puesto que, gracias a la coordinación de trabajo, se pudieron superar las dificultades presentadas para el cumplimiento de los tópicos en cada una de las fases de la formulación.

En este trabajo de grado en modalidad práctica empresarial, los autores, como estudiantes de ingeniería Eléctrica, lograron diagnosticar problemas y necesidades del sector productivo de la región. Plantearon soluciones utilizando los conocimientos adquiridos en la UIS, a partir de asignaturas como instalaciones eléctricas, sistemas de distribución, energía y medio ambiente y máquinas eléctricas. Así se logró un acercamiento, mediante el desarrollo de este tipo de proyectos, al sector de aplicación de la profesión, pudiendo fortalecer las competencias personales y profesionales a través de dicha experiencia.

4.2 Recomendaciones

Este tipo de proyectos es muy importante, puesto que ayudan a establecer los criterios y parámetros que deben cumplir los proyectos energéticos, para que tengan la disponibilidad técnica, social, económica, financiera y ambiental, para que puedan ser presentados a las fuentes de financiación para obtener el servicio, como los fondos FAER, FAZNI y NSGR. Por lo que es importante que se sigan trabajando, ya que ayudan a mejorar los criterios de calidad y cobertura para las zonas no interconectadas.

Los autores consideran que se debe orientar a la conveniencia de seguir trabajando este tipo de proyectos y a la divulgación y capacitación sobre las etapas requeridas para el planteamiento de proyectos a fondos como; así como el conocimiento de la MGA.

Se recomienda al gobierno nacional, instituciones y demás entes relacionados al sector eléctrico, realizar una socialización con los entes territoriales y las comunidades que habitan dichas zonas aisladas, y así estén informados de estos proyectos de electrificación y se garantice una mejor evolución en las etapas del proyecto.

También es importante tener en cuenta, los proyectos energéticos se estipulan bajo un carácter social, brindar el servicio de energía eléctrica a una población que lo necesita. Por ello, es importante que el personal que estructura el proyecto, en el caso de extensión de redes sea el OR o el ET, debe ser transparente y seguir la metodología de trabajo, y de esta manera lograr acceder a los recursos del fondo a que se presentó sin ningún argumento en contra, en cuanto al cumplimiento de requisitos.

Se recomienda seguir trabajando tipo de proyectos, puesto que aportan al desarrollo profesional de los estudiantes, dado que ofrece un nuevo campo de desempeño y brinda la posibilidad de participar en un trabajo interdisciplinario.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Minas y Energía. Cartilla guía. “*Formulación y presentación de proyecto, fondos FAER, FAZNI, SGR, FECE, y programa PRONE*”. 2011. Disponible en : <http://www.minminas.gov.co>
- [2] Departamento Nacional de Planeación. Manual Conceptual Metodología General para la Formulación de Proyectos. 2012. Disponible en: <https://sgr.dnp.gov.co/Proyectos/MGA.aspx>
- [3] J. Benavides. Il encuentro técnico del observatorio de energías renovables para américa latina y el caribe. Instituto de Planeación y Soluciones Energéticas para las zonas no interconectadas, IPSE. Marzo 2011. Disponible en:
http://www.renenergyobservatory.org/uploads/media/presentation_jairo_benavides_3.PDF
- [4] Banco de Programas y Proyectos de la Universidad Distrital (BPPUD). Oficina Asesora de Planeación y Control. Guía de formulación de proyectos. 2011, pp 11-14.
- [5] C. Franco. Contribución de la energía al desarrollo de comunidades aisladas no interconectadas. Abril-Mayo, 2012. Disponible en: <http://redalyc.uaemex.mx/redalyc/pdf/496/49615420.pdf>
- [6] Academia Colombiana de ciencias exactas física y naturales. Anexo 3.Tecnologías Portafolio Colombiano de proyectos para el MDL sector energía, Noviembre 2012, pp. 34-76.
- [7] IPSE. Presentación Aerogeneradores, proyectos ejecutados.[En línea]. Consultado 15 de octubre de 2012. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/62996507/Aerogeneradores.2009>
- [8] Diesel plant sizing and performance analysis of e remote wind-diesel micro grid. Proceeding of the IEEE-PES 2007. General meeting. [En línea]. Disponible en : www.dieselmicro.com
- [9] A. Valencia. Energía Solar en Zonas No Interconectadas: el caso de Paz de Ariporo. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. [Correo electrónico]. Mensaje enviado de javalenca@unal.edu.co a José Vergara Campo.
- [10] Consorcio energético CORPOEMA. “*Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE)*”, volumen 3, Elementos de política, riesgos ante el cambio climático, complementariedad entre las FNCE y el SIN, y costos indicativos de las FNCE. Bogotá, Diciembre 30 de 2010.

-
- [11] A. Caballero y E. Cantillo. Logística para la construcción de sistemas solares fotovoltaicos en zonas no conectadas a la red pública: caso Kantinurwa. Universidad Autónoma del Caribe, Barranquilla, Colombia. [Correo electrónico]. Mensaje enviado de anbecala_845@hotmail.com José Vergara Campo.
- [12] Universidad de Antioquia. Colombia una potencia en energías alternativas.[En línea]. Consultado el 14 de Noviembre de 2012. Disponible en: <http://www.mineduccion.gov.co/cvn/1665/article-117028.html>.
- [13] Fundación Alisos. Palabra Guajira. Mayo 2012. Centro Cultural Departamento de La Guajira, Riohacha. 234p.
- [14] A high-yield turbine for low-wind locations. The N117/2400 from Nordex. [En línea]. Consultado el 3 de octubre de 2012. Disponible on: <http://www.windpowerengineering.com/>
- [15] J. Antezaza. Diseño y construcción de un prototipo de aerogenerador eólico de eje vertical. Universidad de Chile. 2004
- [16] P. Fernández. Energía Eólica. Antecedentes diseño análisis comparativo entre americanos y europeos. 2008. 87p.
- [17] ADES. Soluciones aisladas, Proyecto Nazareth. Aerogenerador monopala.[En línea]. Disponible en: www.aedes.tv
- [18] NORDEX. Aerogeneradores. Tipo tripala, proyecto en ejecución Parque Eólico Jepírachi.[En línea]. Disponible en: www.nordex-online.com
- [19] Union Fenosa. Energía solar fotovoltaica. Componentes. [En línea]. Consultado el 12 de Febrero de 2013. Disponible en: <http://www.empresaeficiente.com/es/catalogo-de-tecnologias/energia-solar-fotovoltaica>
- [20] Formulación de Proyectos UIS-IPSE, Aprobado 14-nov-2012, Archivo MS-Excel.
- [21] Formulación de Proyectos UIS-IPSE, Aprobado 14-nov-2012, [CRITERIOS CALIFICACION] Archivo MS-Excel.
- [22] Ficha Fase Diagnóstico UIS-IPSE. Archivo MS-Word.
- [23] Infraestructura para el sector eléctrico. *Energía*. Ranking municipal La Guajira. [En línea]. Consultado el 12 de septiembre de 2012. Disponible en: <http://www.manaure-laguajira.gov.co/>
- [24] Tarifas, subsidios y contribuciones. Electrificadora del Caribe S.A E.S.P. [En línea]. Consultado el 11 de Octubre de 2012. Disponible en: <http://www.electrificaribe.com/co/inicio/comercio/distribucion+de+electricidad/1297110324275/tarifas+susbidios+y+contribuciones.html>
-

-
- [25] Lista de Chequeo, proyectos a estructurar. UIS-IPSE, Revisión 06-Diciembre-2012. Archivo MS-Excel.
- [26] Proyecto específico Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 12 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [27] Memoria Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 14 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [28] Generalidades Proyectos de Líneas Aéreas de Media Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 2. [En línea]. Consultado el 27 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [29] Generalidades Proyectos de Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 11 de noviembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [30] Memoria Proyectos de Líneas Aéreas de Media Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 2. [En línea]. Consultado el 4 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [31] Proyecto específico Centros de Transformación. Norma Electricaribe (ECA). Transformadores de Potencia. Unión Fenosa. Versión 4. [En línea]. Consultado el 6 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [32] Planos Líneas Aéreas de Media Tensión. Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 13 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [33] Memoria Proyectos de Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 20 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [34] Planos de Líneas Aéreas de Alta Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 1. [En línea]. Consultado el 21 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com

Anexos

En esta parte del libro se encuentran los documentos soporte, que muestran las memorias descriptivas que se usaron en el análisis general para la selección de la alternativa energética; se presentan documentos de memorias de cálculos y presupuestos. También se muestra la memoria del proyecto tipo de la alternativa seleccionada, la cual fue la de extensión de redes de distribución, teniendo en cuenta la presentación exigida por el Operador de Red local.

Los anexos que no se encuentran en el presente documento, podrán ser consultados en el CD entregado por los autores a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones E³T.

Anexo A. Cálculo de la demanda y consumo mensual

A.1 CÁLCULO DE LA DEMANDA POR USUARIO

Para el cálculo de la demanda máxima de cada vivienda en la comunidad de Truliyamana, la cual está formada por 35 familias número que representa la misma cantidad de usuarios, se tiene que:

Demanda máxima diversificada por usuario (Nivel I: 1 kVA) [1]:

$$D_{max-diversificada} = D_{AP} + f_s * D_{max-usuario} \quad (A.1)$$

Siendo: D_{AP} , la demanda total por alumbrado público.

f_s , el factor de simultaneidad.

$D_{max-usuario}$, la demanda máxima de cada usuario.

También se tiene que:

$$D_{max-diversificada} = N_U * D_{max-div/usuario} \quad (A.2)$$

Siendo: $D_{max-div/usuario}$, la demanda máxima diversificada por usuario.

N_U , número de usuarios.

$$D_{max-diversificada} = 35 * 1 = 35 \text{ [kVA]}$$

La norma [2] estipula una proyección para dos años, luego la demanda máxima diversificada es de 37,8 kVA. De A.1 se tiene que

$$D_{max-usuario} = \frac{D_{max-diversificada} - D_{AP}}{f_s} = \frac{D_{max-diversificada} - N_L * S_{AP}}{f_s} \quad (A.3)$$

Siendo N_L el número de luminarias en el diseño [H]. Las luminarias son de 70 W con factor de potencia de 0,85. Y un factor de simultaneidad para 35 usuarios de 0,4 [2].

$$D_{max-usuario} = \frac{37,8 \text{ kVA} - 38 * \frac{0,07}{0,85} \text{ kVA}}{0,4} = 2,6001 \text{ [kVA]}$$

Luego para cada una de las viviendas se tiene una demanda proyectada de 2,6 kVA, con un factor de potencia de 0,9.

Se debe tener en cuenta que la carga, por usuario para el diseño de los sistemas de electrificación, es la especificada anteriormente la cual cumple con los requerimientos de los niveles de potencia del Operador de Red y satisfacer la carga promedio de la vereda [3].

A.2 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA POR USUARIO

De acuerdo a la consultoría que se hizo a las comunidades vecinas que poseen el servicio de electricidad, en promedio se tiene un consumo de 107 kWh/mes. Cabe aclarar que la electrificadora no posee estudios de carga para estas comunidades debido al costo que representa realizarlos.

REFERENCIAS

- [1] Proyecto específico Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 4 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [2] Memoria Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 12 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [3] Generalidades Proyectos de Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 4 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com

Anexo B. Alternativa de solución Sistema Solar Fotovoltaico

B.1 SELECCIÓN DEL PANEL SOLAR

Actualmente, existen en el mercado un sinnúmero de empresas dedicadas a producir y distribuir paneles solares a nivel mundial. Se realizó una búsqueda por las páginas de varias de dichas compañías, con el fin de obtener una lista de opciones de módulos solares y a partir de ella, seleccionar el que se aplicará para el proyecto de Truliyamana. El criterio inicial que se consideró, fue la potencia entregada por el panel, para lo cual se estableció un rango entre 190W-290W.

Tabla B.1: Referencias de paneles solares factibles a usarse

MODELO	EMPRESA	POTENCIA (W)	TECNOLOGÍA
Schott190	Schott	190	monocristalino
SW190	Solar World	190	monocristalino
KD190GH-2PU	Kyocera	190	policristalino
TSM-190	Trina Solar	190	monocristalino
JAM5L-190	JA Solar	190	monocristalino
KD220GH-2YU	Kyocera	220	policristalino
REC220-PE	REC	220	policristalino
STP220-20/wd	Suntech	220	policristalino
STP230S-20/wd	Suntech	230	monocristalino
Hyundai230	Hyundai	230	policristalino
REC230PE	REC	230	policristalino
STP230-20/wd	Suntech	230	policristalino
KD245GH-2PB	Kyocera	245	policristalino
STP245-20/wd	Suntech	245	policristalino
STP245S-20/wd	Suntech	245	monocristalino
LDK245D-20	LDK	245	monocristalino
Schoot245	Schott	245	policristalino
KD245GH-4YB	Kyocera	245	policristalino
REC245PE	REC	245	policristalino
LDK245P-20	LDK	245	policristalino
LDK290P-24	LDK	290	policristalino
STP290-24/vd	Suntech	290	policristalino

SF290	Hanwha solar	290	policristalino
-------	--------------	-----	----------------

Fuente: Consultoría propia, autores.

Ahora, se procede a aplicar diferentes criterios de selección que permitan descartar alternativas. El primer aspecto a considerar es la oferta de módulos solares. Es decir, la cantidad de empresas que fabrican paneles de una determinada potencia. Al ser un mercado en competencia, ocurre que a mayor número de oferentes, menor es el precio de los módulos, traduciéndose en una ventaja para los clientes; además, la existencia de múltiples productores y vendedores facilita y agiliza la reposición de equipos.

De acuerdo con lo expuesto en el párrafo anterior, se seleccionan los módulos de 190 W, 230 W y 245 W para continuar con el análisis.

Tabla B.2: Referencias de paneles solares factibles a usarse después de aplicar el primer criterio

MODELO	EMPRESA	POTENCIA (W)	TECNOLOGÍA
Schott190	Schott	190	monocristalino
SW190	Solar World	190	monocristalino
KD190GH-2PU	Kyocera	190	policristalino
TSM-190	Trina Solar	190	monocristalino
JAM5L-190	JA Solar	190	monocristalino
STP230S-20/wd	Suntech	230	Monocristalino
Hyundai230	Hyundai	230	Policristalino
REC230PE	REC	230	Policristalino
STP230-20/wd	Suntech	230	Policristalino
KD245GH-2PB	Kyocera	245	Policristalino
STP245-20/wd	Suntech	245	Policristalino
STP245S-20/wd	Suntech	245	Monocristalino
LDK245D-20	LDK	245	Monocristalino
Schoot245	Schott	245	Policristalino
KD245GH-4YB	Kyocera	245	Policristalino
REC245PE	REC	245	Policristalino
LDK245P-20	LDK	245	Policristalino

Fuente: Consultoría propia, autores.

El segundo aspecto a considerar, es la empresa productora. Es muy importante verificar la garantía que los fabricantes le proporcionan al cliente y cómo reaccionan ante la aparición de defectos en los módulos adquiridos. De esta manera, se reducen riesgos, dado que para un productor, por muy bueno que sea, es imposible eliminar totalmente el riesgo de generar un producto imperfecto.

Acorde con lo anterior, se realizó una búsqueda en Internet para determinar los fabricantes que ofrecen mejores garantías y una reacción positiva ante la necesidad de sustituir un módulo anómalo. Los resultados se muestran a continuación [3-5]:

- Suntech
- Trina Solar
- REC
- Kyocera

Entonces, se descartan de la tabla aquellas empresas que no se mencionaron anteriormente.

Tabla B.3: Referencias de paneles solares factibles a usarse después de aplicar el segundo criterio

MODELO	EMPRESA	POTENCIA (W)	TECNOLOGÍA
KD190GH-2PU	Kyocera	190	Policristalino
TSM-190	Trina Solar	190	Monocristalino
STP230S-20/wd	Suntech	230	Monocristalino
REC230PE	REC	230	Policristalino
STP230-20/wd	Suntech	230	Policristalino
KD245GH-2PB	Kyocera	245	Policristalino
STP245-20/wd	Suntech	245	Policristalino
STP245S-20/wd	Suntech	245	Monocristalino
KD245GH-4YB	Kyocera	245	Policristalino
REC245PE	REC	245	Policristalino

Fuente: Consultoría propia, autores.

De esta manera, se obtienen diez posibles modelos de paneles a emplear. Para seguir el proceso de selección, se procede a analizar las características técnicas de los módulos, recurriendo a los respectivos catálogos.

Las características técnicas que se observarán serán las siguientes:

- **Potencia de salida en condiciones estándar:** Es la potencia teórica de salida del módulo, calculada bajo condiciones estándar; las STC corresponden a una irradiación de 1000 W/m^2 , una temperatura de célula de 25°C y una distribución espectral de 1,5 AM.
- **Tolerancia:** La potencia real del panel puede variar mucho respecto a la potencia de salida en condiciones estándar indicada en el catálogo. Esta variación se ve reflejada en la tolerancia, es decir, ella nos indica qué tantos watts por encima o por debajo puede estar la potencia real del módulo.
- **Eficiencia:** Es la potencia que puede generar el área correspondiente a un metro cuadrado cuando sobre ella incide una radiación de 1000 W/m^2 . Comúnmente, se asocia una alta eficiencia con alta calidad, pero esto no es necesariamente cierto. La eficiencia está relacionada con la cantidad de espacio requerido para instalar los módulos solares; si la eficiencia es alta, implica que se utilizará menos espacio, mas no garantiza la calidad del panel.
- **NOCT (Temperatura de Operación Nominal de la Célula):** Corresponde a la temperatura que alcanzará la celda trabajando a condiciones normales, es decir, a 20°C , con una irradiancia de 800 W/m^2 y una distribución espectral de 1,5 AM. Entre menor sea el valor del NOCT, mejor será el comportamiento del panel, pues se calentará menos y entregará una mayor potencia.
- **Coeficiente de temperatura para máxima potencia:** Señala las pérdidas de potencia del módulo causadas por el aumento de temperatura de la celda fotovoltaica. Corresponde a un valor porcentual por cada grado centígrado por encima de la temperatura estándar (25°C).

Tabla B.4: Referencias de paneles solares factibles a usarse con algunas de sus características técnicas.

MODELO	POTENCIA DE SALIDA(W)	TOLERANCIA	EFICIENCIA	NOCT	COEF. DE TEMP. (P _{máx})	TECNOLOGÍA
KD190GH-2PU	190	+5% / -5%	14.30%	45°C	-0.46%/°C	policristalino
TSM-190	190	0 / +3%	14.90%	45° C	-0.41%/°C	monocristalino
STP230-20/wd	230	0 / +5%	13.90%	45°C	-0.47%/°C	monocristalino
REC230PE	230	0 / +5%	13.90%	45.7°C	-0.40%/°C	policristalino
STP230S-20/wd	230	0 / +5%	13.90%	45°C	-0.45%/°C	policristalino
KD245GH-2PB	245	+5% / -3%	14.80%	45° C	-0.46%/°C	policristalino
STP245-20/wd	245	0 / +5%	15.10%	45°C	-0.44%/°C	policristalino
STP245S-20/wd	245	0 / +5%	14.80%	45°C	-0.45%/°C	monocristalino
KD245GH-4YB	245	+5% / -3%	14.80%	45° C	-0.46%/°C	policristalino
REC245PE	245	0 / +5%	14.80%	45.7 °C	-0.44%/°C	policristalino

Fuente: Tomado de [7-16]

Ahora, se aplicarán los criterios mencionados para eliminar algunos modelos de las lista de paneles factibles. En la siguiente tabla se resumen las características menos deseadas para los módulos fotovoltaicos y las referencias seleccionadas que las cumplen.

Tabla B.5: Características técnicas más desfavorables de los paneles seleccionados.

MAYOR NOCT	MAYOR COEF. DE TEMP. (P _{máx})	MENOR EFICIENCIA	MAYOR TOLERANCIA
REC230PE	STP230-20/wd	STP230-20/wd	KD190GH-2PU
REC245PE	KD190GH-2PU	REC230PE	KD245GH-4YB
	KD245GH-2PB	STP230S-20/wd	KD245GH-2PB
	KD245GH-4YB		

Fuente: Autores

A partir de la tabla anterior, se descartarán los siguientes modelos:

- REC230PE: Posee un alto NOCT y una baja eficiencia.
- STP230-20/wd: Presenta un alto coeficiente de temperatura para máxima potencia y una eficiencia baja.
- KD190GH-2PU: Su coeficiente de temperatura para máxima potencia es elevado al igual que la tolerancia (-5%).
- KD245GH-2PB y KD245GH-4YB: Cuentan con unos valores de tolerancia (-3%) y de coeficiente de temperatura para máxima potencia, superiores a otros modelos seleccionados.
- REC245PE: Su Temperatura de Operación Nominal de la Célula cuenta con el valor más alto de los presentados en la Tabla A.4. Además, si bien sus datos para eficiencia, tolerancia y coeficiente de temperatura para máxima potencia, no son los más desfavorables, tampoco destacan por ser los mejores; luego, no se continuará considerando en el análisis.

Entonces, aún quedan cuatro referencias de módulos solares que pueden emplearse. El siguiente aspecto a considerar en la selección es el costo; este factor es importante porque define la viabilidad del proyecto. Si el costo de todos los equipos requeridos es elevado, el precio del kW/h será alto y, muy probablemente, esta tecnología no sea implementada para la electrificación de la rancharía Truliyamana. En este punto, es necesario conocer cuántos paneles solares se emplearán en el montaje; este número depende de las características propias de cada modelo. En el ANEXO C, se presenta la hoja de cálculo de Excel empleada para obtener la cantidad de módulos de cada referencia.

A continuación se muestra una tabla resumen que contiene las características técnicas necesarias para el cálculo en Excel; la configuración de paneles para cada modelo; el costo unitario y total del arreglo, que constituye el criterio definitivo de selección del módulo. Cabe resaltar que, los paneles totales se obtienen de multiplicar los módulos en serie y en paralelo, y aproximarse el valor obtenido al entero inmediatamente superior.

También es importante destacar que, para realizar correctamente el análisis, es necesario que todos los precios se encuentren referidos a la misma fecha; los valores presentados a lo largo de este capítulo están trabajados respecto al mes de abril del año 2013 y se manejó la tasa de cambio del día 29 de abril de 2013. Es decir, el euro se cambió a \$2395, 10 y el dólar a \$1830,74.

Tabla B.6: Costo total de las configuraciones con los diferentes modelos de paneles seleccionados.

MODELO	TENSIÓN MÁXIMA (V)	CORRIENTE MÁXIMA (A)	PANELES EN PARALELO	PANELES EN SERIE	PANELES TOTALES	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
TSM-190	36.8	5.18	7	1	7	\$491,827	\$3,442,789
STP230S-20/wd	29.8	7.72	5	1	5	\$615,922	\$3.079.610
STP245-20/wd	30.5	8.04	5	1	5	\$606,331	\$3.031.655
STP245S-20/wd	30.5	8.04	5	1	5	\$659,757	\$3.298.785

Fuente: Consultoría propia, autores.

Como puede observarse en la tabla anterior, la configuración más económica es la del modelo **STP245-20/wd**, de la empresa Suntech, con un costo total de \$3.031.655; por tanto, dicha referencia será la seleccionada para el diseño. Cuenta con una vida útil de 25 años.

Tabla B.7: Características técnicas y mecánicas del panel seleccionado



Voltaje máximo (V)	30.5 V
Corriente Máxima de Operación (A)	8.04 A
Voltaje de Circuito Abierto (Voc)	37.3 V
Corriente de Corto circuito (Isc)	8.52 A
Potencia Máxima a STC	245 W
Eficiencia	15.10%
Rango de Temperatura de Operación	-40 °C to +85 °C
Tolerancia	0 / +5%
Temperatura Nominal de Operación de la Celda	45°C
Potencia Máxima a NOCT	181 W
Coefficiente de Temperatura para máxima potencia	-0.44 %/°C
Número de Celdas Solares	60
Dimensiones	1640*992*35 mm
Peso	18.2 kg
Protección	IP67

Fuente: Tomado de [13]

B.2 SELECCIÓN DE LAS BATERÍAS

Las baterías son los equipos encargados de almacenar la energía y permitir que esté disponible cuando sea necesario, por ejemplo, durante la noche o en los días nublados. Su importancia radica en que posibilita continuar ejerciendo normalmente las actividades, sin interrupción alguna a causa de la falta de energía eléctrica.

Las baterías son recargadas con la energía generada en los paneles y entregan su potencia a los equipos de las instalaciones residenciales. Algunas características deseables para una batería que se empleará en instalaciones fotovoltaicas son las siguientes:

- Que tenga un buen ciclo de vida, es decir, entre 1000 y 2000 ciclos. Se denomina ciclo al proceso de carga y descarga del acumulador.

- Valor bajo de autodescarga, es decir entre el 2% y el 4% mensual. La autodescarga ocurre cuando los acumuladores, debido o que no se encuentran en uso, van perdiendo la carga a causa de reacciones químicas en su interior.
- Que cuente con una abundante cantidad de electrolitos.
- Requiera escaso mantenimiento.
- Tolerancia a ciclos profundos.

Las baterías pueden ser de Plomo-ácido, de níquel-cadmio, de níquel-metal-hidroide o de ión litio. En instalaciones solares fotovoltaicas las más empleadas son las de plomo-ácido; dentro de éstas, a su vez, se encuentran diferentes tipos, como lo son tubular, arranque, gel y AGM (Absorbed Glass Mat). Las baterías tipo arranque son poco recomendadas para la aplicación deseada, dado que cuentan con una escasa reserva de electrolito y su ciclo de vida es corto; luego, únicamente se analizarán acumuladores tipo gel, AGM y tubular.

Tabla B.8: Modelos de baterías factibles a emplearse en el diseño

MODELO	EMPRESA	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD (A.h)	VOLTAJE (V)
6FM120D-X	VISION	AGM	120	12
ENERSOL250	EXIDE-TUDOR	TUBULAR	250	12
SOLAR BLOCK 185 GEL	SONNENSCHHEIN/TUDOR	GEL	185	12
SO-6-85-23	HuP SOLAR ONE	AGM	1160	12
SO-6-85-15	HuP SOLAR ONE	AGM	732	12

Fuente: Tomado de [17-21]

Para definir qué modelo de batería se va a emplear en el diseño, se utilizó una plantilla de Excel, mostrada en el ANEXO C. La hoja de cálculo mencionada proporciona el número de baterías necesarias para almacenar la energía, a partir de los datos de tensión y capacidad de la tabla anterior; una vez conocida la cantidad, es posible determinar el costo total de los acumuladores para cada configuración. Considerando la vida útil y el valor de cada arreglo, se seleccionará el modelo a usar. Cabe destacar, que los cálculos se desarrollaron para un

funcionamiento de tres días de autonomía de las baterías, acorde con lo recomendado por el IDEA (Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía Español).

Tabla B.9: Costo total de las configuraciones con los diferentes modelos de baterías seleccionados.

MODELO	BATERÍAS EN PARALELO	BATERÍAS EN SERIE	BATERÍAS TOTALES	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	VIDA ÚTIL (años)
6FM120D-X	8	2	16	\$470.476	\$7.527616	10
ENERSOL250	4	2	8	\$836.433	\$6.691.464	4
SOLAR BLOCK 185 GEL	5	2	10	\$1.141.457	\$11.414.570	8
SO-6-85-23	1	2	2	\$4.213.532	\$8.427.064	10
SO-6-85-15	2	2	4	\$3.105.285	\$12.422.140	10

Fuente: Autores

Como puede observarse, el arreglo más económico se obtiene con ocho baterías **6FM120D-X**, de la empresa VISION; el costo total de la configuración es de **\$7.527616**. Las características del acumulador elegido se presentan a continuación.

Tabla B.10: Características de la batería seleccionada para el diseño.



Voltaje	12 V
Rated (10 h)	113 A.h
Rated (5 h)	99.5 A.h
Corriente de CC	2250 A
Máx. I de descarga	950 A
Peso	38 kg
Dimensiones (L*A*H)	410*176*227 mm

Fuente: Tomado de [17]

Se aclara que no se eligió el acumulador ENERSOL250, cuyo costo total de la configuración es menor, debido a la corta vida útil de las baterías. Emplear el modelo mencionado implica que para un período de 10 años, se requiere una inversión mayor a \$13.382.928; mientras el arreglo seleccionado supone una inversión de \$7.527.616 por una década.

B.3 SELECCIÓN DEL INVERSOR

El inversor es el aparato encargado de convertir los 24 V de tensión directa generados en los paneles, a 120 V en voltaje alterno; de esta manera, es posible conectar los equipos y consumir la energía. El conversor se determina a partir de su propia eficiencia y de la demanda máxima por usuario; en el caso del proyecto de Truliyamana la carga máxima corresponde a 2600 W.

Algunas características que se deben considerar para seleccionar el conversor son:

- *Voltaje DC de entrada:* Debe coincidir con la tensión nominal de las baterías. Para el diseño de la Ranchería Truliyamana, corresponde a 24 V.
- *Potencia nominal:* corresponde a la potencia que entregará el inversor. Es mayor a 2600 W.
- *Eficiencia:* proporciona una idea de la potencia real que proporciona el conversor, la cual es siempre menor que la nominal. Para instalaciones fotovoltaicas, la eficiencia debe ser un *valor alto* que garantice que funciona en un rango amplio de potencias.
- *Voltaje de salida:* Es la tensión AC que se entrega a la instalación. Para este caso, se trabajará con un valor de 120 Vac, debido a que es el valor estándar para residencias (es una tensión baja, luego no implica mayores riesgos para las personas) y los equipos trabajan a dicho voltaje.
- *Frecuencia:* La frecuencia de la onda suministrada a los equipos debe ser de 60 Hz, más una pequeña tolerancia.
- *Distorsión:* señala la degradación de la señal. Deben ser valores bajos, <2%
- *Potencia en vacío:* Indica el consumo del conversor, cuando a él no se encuentra carga conectada. *Lo ideal es que sea poco.*

Considerando estas características, se selecciona el inversor mostrado a continuación.

Tabla B.11: Características del inversor seleccionado.



MODELO	DAI-3000L-24
MARCA	INVERTER
POTENCIA DE SALIDA CONTINUA	3000 W
POTENCIA DE SALIDA PICO	4000 W
VOLTAJE DE SALIDA AC	100~120V \pm 2%
REGULACIÓN VOLTAJE DE SALIDA	-1.5%/+1.5%
FRECUENCIA DE SALIDA	60 Hz \pm 0.5%
FORMA DE ONDA	Onda senoidal pura. THD<2%
EFICIENCIA	87%
POTENCIA EN VACÍO	< 4 W
RANGO DE VOLTAJE DE ENTRADA	20~32 VCC
DIMENSIONES	510*285*185 mm
PRECIO	\$2.504.176

Fuente: Tomado de [22]

B.4 CÁLCULO DEL REGULADOR

El regulador es el aparato de la instalación fotovoltaica que se ocupa de evitar situaciones de sobrecarga o sobredescarga de la batería, protegiéndola e incrementando su vida útil. Mientras el acumulador se está cargando, controla el flujo de corriente, evitando el exceso que conlleve al sobrecalentamiento del electrolito. Durante la descarga, garantiza el suministro diario necesario, sin permitir que ocurra una descarga profunda.

Algunas características a considerar para seleccionar el regulador son:

-
- Tensión Nominal: Voltaje de trabajo de la instalación. Coincide con la tensión de las baterías.
 - Pérdida máxima de generación/consumo: Causado por pérdidas de voltaje internas. Debe ser un valor bajo.
 - Autoconsumos: Potencia requerida para el funcionamiento del controlador de carga. Lo ideal, es que el autoconsumo sea bajo.

Para la elección del regulador, se consideró una capacidad amperimétrica mayor a 238.56 A. La mayoría de los reguladores disponibles en el mercado, no poseen corrientes de carga tan grandes; sin embargo, fue posible obtener las especificaciones y costo de un modelo con capacidad máxima de 250 A. Sus características se presentan en la tabla subsiguiente.

Tabla B.12: Características del regulador SPS24D250

MODELO	SPS24D250
MARCA	phocos
VOLTAJE NOMINAL	24 V
I MAX. DE CARGA	250 A
PESO	26 kg
PRECIO	\$18.873.360

Fuente: Tomado de [23]

Como puede observarse, emplear un único regulador de gran capacidad resulta bastante costoso. Por ello, se decidió analizar los costos implementando tres controladores de 100 A, cada uno.

Tabla B.12: Características del regulador seleccionado



MODELO	I-p-scp-24-100A
MARCA	I - panda
VOLTAJE NOMINAL	24 V
I MAX. DE CARGA	100 A
PESO	8kg
DIMENSIONES	355mm x 380mm x 150mm
PRECIO	\$822.960

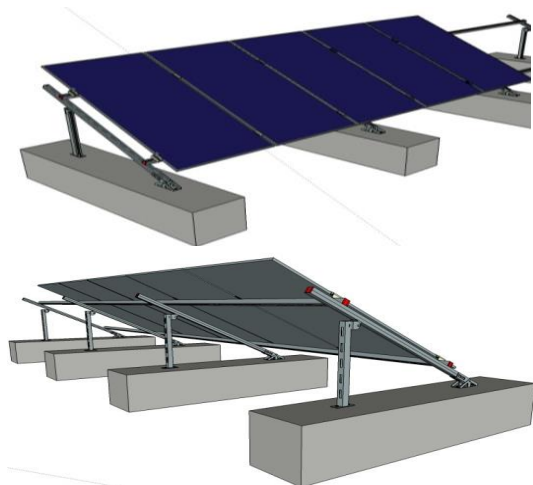
Fuente: Tomado de [24]

Con este modelo y un arreglo de tres controladores, se obtiene una corriente total de 300 A con un **costo total de \$2.468.880**. Por tanto, esta configuración es la seleccionada para el diseño.

B.5 SELECCIÓN DEL SOPORTE PARA LOS PANELES

Para la ubicación de los paneles solares se requieren estructuras de apoyo que le proporcionen un ángulo de inclinación adecuado, optimizando la captación de energía solar. Se empleará una estructura de soporte para el suelo; dado que no es posible instalar los módulos solares en el techo de las casas por el material de fabricación de éste y la ubicación sobre poste implica costos mayores (es necesario comprar el poste y el soporte).

Tabla A.13: Estructura de soporte para cinco módulos seleccionada



REFERENCIA	ESTRUC-HILTI-5
MARCA	HILTI
PRECIO	\$888,096

Fuente: Tomado de [25]

B.6 VALOR DEL kW-h CON LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Para determinar el valor del kW-h con el diseño desarrollado, se consideró un horizonte de tiempo de 20 años. En promedio es esta la vida útil de paneles, inversor y reguladores; como las baterías cuentan con una vida útil de 10 años, en el cálculo se incluyó un cambio de baterías. La plantilla de Excel usada para definir el valor del kW-h se puede observar en el ANEXO D.

En conclusión, el presupuesto total para la electrificación de las 35 viviendas que componen la comunidad de Truliyamana es de \$998.441.642 y el valor del kW-h que deben cancelar es de \$1110.86.

$$\text{Valor del kWh con generación SFV} = \frac{\text{Costo de Generación} + \text{AOM}}{\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} * \text{tiempo proyectado}} \quad (\text{B.1})$$

Al aplicar la ecuación B.1:

$$\text{Valor del kWh con generación SFV} = \frac{\$ 28.526.904,06}{107 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}} * \frac{12 \text{ mes}}{1 \text{ año}} * 20 \text{ años}}$$

$$\text{Valor del kWh con generación SFV} = \$ 1111$$

REFERENCIAS

- [1] C. Orbegozo y R. Arivilca. Energía solar fotovoltaica: Manual técnico para instalaciones domiciliarias. Green Energy consultoría y servicios SRL. 2010.
- [2] Componentes de una instalación solar fotovoltaica. Mc Graw Hill.
- [3] FREDERIC, Andreu. Aprendiendo de Energía Solar: Cómo comparar módulos solares. Disponible en: <http://www.solartradex.com>.
- [4] ABHISHEK, Shah. List of World's Major Solar Energy Companies.[En línea]. Consultado el 24 de enero de 2013. Disponible en: <http://www.greenworldinvestor.com>

-
- [5] Eficiencia energética: Garantías para la energía solar fotovoltaica según distintos fabricantes. [En línea]. Consultado el 24 de enero de 2013. Disponible en: <http://quenergia.com>
- [6] JHROERDER. Energía solar: lista de precio 12/3.2. Septiembre de 2012.
- [7] SUNTECH. Paneles solares. Tipo STP245-20/wd. 2012.
- [8] TRINA SOLAR. Paneles solares. Modelo TSM-190. 2013
- [9] KYOCERA. Paneles solares. Modelo KD190GH-2PU. 2011.
- [10] REC. Paneles solares. Modelo REC230PE.2012
- [11] SUNTECH. Paneles solares. Modelo SPT230S-20/Wd. 2011
- [12] KTOCERA. Paneles solares. Modelo KD245GH-2PB. 2011
- [13] SUNTECH. Paneles solares. Modelo STP245-20/Wd. 2012.
- [14] SUNTECH. Paneles solares. Modelo STP245S-20/Wd. 2011.
- [15] KYOCERA. Paneles solares. Serie Y. Modelo KD245GH-4YB. 2012.
- [16] REC. Paneles solares. Modelo REC245PE.2012.
- [17] VISION. Baterías. Series FM. Tipo 6FM120D-X. 2012.
- [18] EXIDE-TUDOR. Baterías. Modelo EnerSol250. 2013
- [19] SONNENSCHHEIN/TUDOR. Baterías. Modelo SOLAR BLOCK 185 GEL. 2012.
- [20] HuP SOLAR ONE. Baterías. Modelo SO-6-85-23. 2012.
- [21] HuP SOLAR ONE. Baterías. Modelo SO-6-85-15. 2012.
- [22] INVERTEK. Inversores. Tipo DAI-3000L-24. 2012.
- [23] PHOCOS. Inversores. Modelo SPS24D250. 2010.
- [24] I-PANDA. Regulador Modelo I-p-scp-24-100A. 2013.
- [25] HILTI. Estructura inclinada para cinco módulos. Modelo Estruc-hilti-5. 2013.

Anexo C. Matriz de cálculo para el sistema solar fotovoltaico.

Anexo D. Presupuesto para el sistema solar fotovoltaico

Tabla D.1: Costos asociados al presupuesto del sistema SFV

COSTO TOTAL DE LOS DISPOSITIVOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
ELEMENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Módulo Fotovoltaico	5	\$606.331	\$3.031.655
Baterías	32	\$470.476	\$15.055.232
Inversor	1	\$2.504.176	\$2.504.176
Regulador de Carga	3	\$822.960	\$2.468.880
Estructura de soporte	1	\$888.096	\$888.096
COSTO TOTAL			\$23.948.039

COSTO TOTAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA LA COMUNIDAD TRULIYAMANA			
COSTOS DIRECTOS			
Costo total de la instalación fotovoltaica para una vivienda			\$23.948.039
Número de viviendas de la comunidad Truliyamana			35
Costo de instalación fotovoltaica para toda la comunidad			\$838.181.365
TOTAL			\$838.181.365
COSTOS INDIRECTOS			
Imprevistos	3% de los costos directos		\$25.145.440,95
Utilidad	7% de los costos directos		\$58.672.695,55
IVA sobre la utilidad	16% de la utilidad		\$9.387.631,29
TOTAL			\$93.205.767,79
INTERVENTORÍA			
Interventoría	8% de los costos directos		\$67.054.509,20
TOTAL			\$67.054.509,20
COSTO TOTAL DEL SISTEMA			\$998.441.641,99

COSTO TOTAL DE INVERSIÓN POR USUARIO	\$28.526.904,06
CÁLCULO DEL kWh (A 20 AÑOS)	1110,86075

Fuente: Autores

Anexo E. Alternativa de solución Sistema de Generación Diesel

E.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DIESEL Y DETERMINACIÓN DEL COSTO kW-h

Como se mencionó en el capítulo 3, la alternativa de generación con Diesel se considera poco viable debido a los altos costos del combustible; para calcular el precio del kW-h con esta tecnología, estudiando un modelo de generación centralizado, es necesario contemplar, mínimo, los siguientes insumos:

- Planta diesel
- Tanque de almacenamiento
- Red de baja tensión 208/120 V: Incluyendo líneas, postes, aisladores, protecciones, pararrayos, fusibles.
- Baterías de respaldo
- Inversor
- Regulador de carga
- Rectificador
- Combustible
- Terreno.
- Sistema de control

Sin embargo, en estas memorias se considerará únicamente el costo asociado a la compra y transporte de combustible ACPM; pues se desea comprobar que aun incluyendo sólo estos dos elementos, se obtiene un elevado precio para el kW-h. Así, se corrobora la afirmación del capítulo 3 y se prueba que, para el objetivo de este proyecto en particular, no justifica un análisis más completo.

E.2 COSTO DEL COMBUSTIBLE.

Para determinar el valor correspondiente al costo del combustible, primero se debe conocer la cantidad de ACPM a emplear en un año. Para ello, se utiliza la siguiente ecuación:

$$Cr = (lpc/h) * h * d * s \quad (E.1)$$

Donde:

Cr es la capacidad requerida en litros en un mes.

lpc/h representa los litros por hora requeridos para generar la potencia activa nominal. Es un dato que depende de la planta empleada.

h corresponde a las horas de servicio al día. Se manejarán 8 horas de servicio al día.

d es el número de días a la semana que trabajará el generador. En este caso, serán 7 días.

s equivale al número de semanas de un mes, en las cuales funcionará la planta. Se emplearán 4 semanas.

Para conocer los litros por hora requeridos, se seleccionará el generador diesel que alimentará a la comunidad.

E.3 SELECCIÓN DEL GENERADOR DIESEL

Para el cálculo de la potencia activa, se emplea un factor de potencia de 0,9 en atraso, según los requerimientos de carga para usuarios rurales [1]. Acorde con la proyección de demanda de potencia activa para ocho y veinticinco años, que corresponde a 34.05 kW y 39.6 kW, respectivamente, se dimensiona y selecciona una planta de generación diesel con una potencia nominal de 45 kW, marca Tritón.

Tabla E.1: Características de la planta diesel



Marca	Triton
Modelo	SKU 551111
Potencia activa	45 kW
Potencia aparente	57 kVA
RPM	1800
Combustible	Diesel
Consumo a plena carga	12,9 litros/h
Voltaje	208/120 V
Frecuencia	60 hz
Número de fases	3

Fuente: Tomado de [2]

Por tanto, se requieren 12.9 litros de combustible por hora de funcionamiento a plena carga.

Ahora, se procede a aplicar la ecuación (E.1):

$$Cr = (lpc/h) * h * d * s$$

$$Cr = 12.9 * 8 * 7 * 4 = 2889.6 \frac{\text{litros}}{\text{mes}}$$

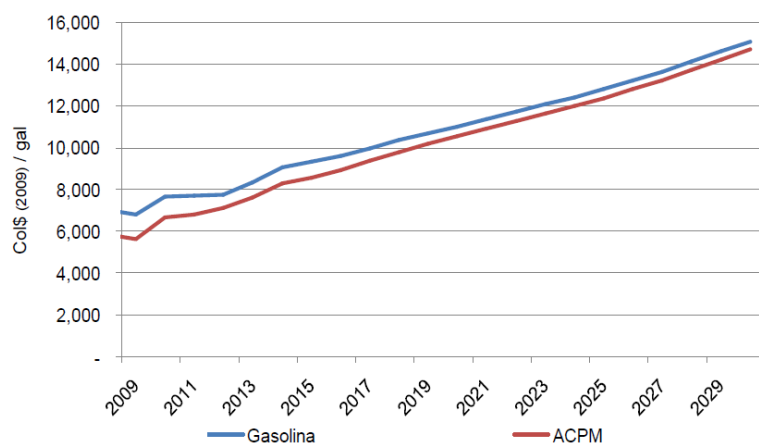
$$Cr = 763.457 \frac{\text{galones}}{\text{mes}}$$

Ahora, se necesita el consumo de ACPM en un año, luego el valor anterior se multiplica por 12 meses, obteniéndose un **gasto anual de combustible de 9168 galones**.

E.4 COSTO DEL COMBUSTIBLE

Contemplando una proyección de consumo de diesel a 20 años, se tiene que el precio del ACPM evoluciona de la siguiente manera:

Gráfica E.1: Proyección de precios la gasolina y el diesel en Colombia



Fuente: Tomado de [3]

A partir de la gráfica anterior, se toman los datos siguientes para calcular el costo del combustible en un período de 20 años.

Tabla A.1 Costo del consumo de ACPM a 20 años

AÑO	PRECIO DEL GALÓN DE ACPM	PRECIO DEL ACPM CONSUMIDO EN UN AÑO
2013	\$7,900	\$72.427.200
2014	\$8,000	\$73.344.000
2015	\$8,200	\$75.177.600
2016	\$8,800	\$80.678.400
2017	\$9,200	\$84.345.600
2018	\$9,900	\$90.763.200
2019	\$10,100	\$92.596.800
2020	\$10,400	\$95.347.200
2021	\$10,800	\$99.014.400
2022	\$11,000	\$100.848.000
2023	\$11,500	\$105.432.000
2024	\$12,000	\$110.016.000
2025	\$12,100	\$110.932.800
2026	\$12,700	\$116.433.600
2027	\$13,000	\$119.184.000

2028	\$13,800	\$126.518.400
2029	\$14,600	\$133.852.800
2030	\$15,500	\$142.104.000
2031	\$16,400	\$150.355.200
2032	\$17,400	\$159.523.200
GALONES CONSUMIDOS ANUALMENTE		9168
TOTAL CONSUMO ACPM EN 20 AÑOS		\$2.138.894.400

Fuente: Autores

E.5 COSTO DEL TRANSPORTE DEL COMBUSTIBLE

Para determinar el costo asociado al transporte del combustible se utiliza una tasa de 3.8%, acorde con el Índice de Precios al Consumidor. Se analiza un horizonte de 20 años.

Tabla A.2 Costo del transporte de ACPM a 20 años

AÑO	COSTO ANUAL DEL TRANSPORTE DE ACPM
2013	\$39.572,71
2014	\$41.076,48
2015	\$42.637,38
2016	\$44.257,60
2017	\$45.939,39
2018	\$47.685,09
2019	\$49.497,12
2020	\$51.378,01
2021	\$53.330,38
2022	\$55.356,93
2023	\$57.460,49
2024	\$59.643,99
2025	\$61.910,46
2026	\$64.263,06
2027	\$66.705,06
2028	\$69.239,85
2029	\$71.870,96
2030	\$74.602,06

2031	\$77.436,94
2032	\$80.379,54
GALONES TRANSPORTADOS ANUALMENTE	9168
TOTAL TRANSPORTE DE ACPM A 20 AÑOS	\$1.154.243,51

Fuente: Autores

E.6 CÁLCULO DEL COSTO DEL kW-h

Para conocer el valor del kW-h que debe pagar el usuario al emplear la alternativa de generación diesel, se consideran los costos directos, indirectos y de interventoría, como se muestra a continuación:

Tabla A.3 Costo total del sistema de generación diesel.

COSTO TOTAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DIESEL PARA LA COMUNIDAD TRULIYAMANA		
Número de viviendas de la comunidad Truliyamana		35
COSTOS DIRECTOS		
Costo del combustible		\$2.138.894.400
Costo del transporte del combustible		\$1.154.244
TOTAL		\$2.140.048.644
COSTOS INDIRECTOS		
Imprevistos	3% de los costos directos	\$64.201.459,31
Utilidad	7% de los costos directos	\$149.803.405,05
IVA sobre la utilidad	16% de la utilidad	\$23.968.544,81
TOTAL		\$237.973.409,16
INTERVENTORÍA		
Interventoría	8% de los costos directos	\$171.203.891,48
TOTAL		\$171.203.891,48
COSTO TOTAL DEL SISTEMA		\$2.549.225.944,15

Fuente: Autores

Por tanto, se tiene una inversión por usuario equivalente a:

$$\text{Costo Total de Inversión por usuario} = \frac{\$2.549.22.944,15}{35} = \$78.835.027$$

Finalmente, para conocer el precio del kW-h, se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{Valor del kWh con generación Diesel} = \frac{\text{Costo de Generación}}{\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} * \text{tiempo proyectado}}$$

Con los valores obtenidos se tiene que:

$$\text{Valor del kWh con generación Diesel} = \frac{\$ 78.835.027}{107 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}} * \frac{12 \text{ mes}}{1 \text{ año}} * 20 \text{ años}}$$

$$\text{Valor del kWh con generación Diesel} = \$ 2.836,25$$

Como puede observarse, efectivamente se obtiene un precio de kW-h bastante alto, aun cuando solo se están considerando los costos del ACPM y su transporte. Por tanto, se descarta la alternativa de generación diesel como solución a la problemática de la comunidad Truliyamana.

REFERENCIAS

[1] Memoria Líneas Aéreas de Baja Tensión. Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 4 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electrizaribe.com

[2] TRITON. Generadores Diésel. Modelo SKU 551111. 2013. [En línea]. Disponible en www.triton.com

[3] Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de demanda de energía en Colombia. 2010. [En línea]. Consultado el 4 de febrero de 2013. Disponible en: <http://www.upme.gov.co>

Anexo F. Memoria de cálculo proyecto tipo. Extensión de redes

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
SANTANDER BUCARAMANGA**

**CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE
MEDIA Y BAJA TENSIÓN E INSTALACIÓN DE UN
TRANSFORMADOR DE 50 KVA EN LA
COMUNIDAD INDÍGENA DE TRULIYAMANA
MUNICIPIO DE MANAURE
DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA**

**PROYECTO: CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS EN LA
COMUNIDAD INDÍGENA DE TRULIYAMANA, MUNICIPO DE MANAURE,
LA GUAJIRA**

MEMORIAS

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto se ajustará en su dimensionamiento y diseño a lo especificado en los “Criterios Básicos de Diseño y Construcción para líneas y Redes Aéreas de Media y Baja Tensión” versión 2 de ELECTRICARIBE.

OBJETO

La **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER** en calidad de PROMOTOR o CLIENTE pretende la Instalación Red M.T. tensión y baja tensión con la finalidad de alimentar la carta proyectada del proyecto **CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS EN LA COMUNIDAD INDÍGENAS DE TRULIYAMANA, MUNICIPO DE MANAURE, LA GUAJIRA.**

El presente proyecto tiene como objetivo su tramitación oficial dando cumplimiento a la normatividad vigente de la Electrificadora del Caribe ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

1. LOCALIZACIÓN

Tabla 1.1: Localización del proyecto

NOMBRE	COMUNIDAD INDIGENA DE TRULIYAMANA
DIRECCIÓN	MANAURE KM 14, RIOHACHA-MAICAO
BARRIO/VEREDA/CORREGIMIENTO	
MUNICIPIO	MANAURE
DEPARTAMENTO	LA GUAJIRA
NIVEL DE ELECTRIFICACION (RURAL/URBANO)	RURAL

2. PROMOTOR O CLIENTE

Tabla 2.1: Información del promotor o cliente

NOMBRE	UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
NIT O CÉDULA	890201213-4
DIRECCION	Cra 27 calle 9. Bucaramanga, Santander
TELÉFONO	(57) (7) 6344000
CORREO ELECTRONICO	

3. PROYECTISTA

Tabla 3.1: Información del ingeniero proyectista

NOMBRE DE LA FIRMA	
NOMBRE DEL PROYECTISTA	
NIT	
CEDULA	
MATRICULA PROFESIONAL	
REGISTRO ELECTRICARIBE - ELECTROCOSTA	
DIRECCION	
TELEFONO	
CORREO ELECTRONICO	

4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

RED DE MEDIA TENSIÓN

Tabla 4.1: Red de media tensión (MT)

TENSIÓN NOMINAL DE SERVICIO (KV)	13,2
CAPACIDAD TOTAL NOMINAL INSTALADA (MVA)	0,05
FACTOR DE POTENCIA	0.9
UBICACIÓN (PUNTO DE CONEXIÓN)	KRA 12 ENTRE CLL 17
ELEMENTO DE CORTE EN EL DE CONEXIÓN	NINGUNA
LONGITUD 3 HILOS (KMS)	
LONGITUD 2 HILOS (KMS)	0,85
CONDUCTOR: MATERIAL CALIBRE	ACSR 1/0 AWG
CONFIGURACION ESTANDAR (ARMADO)	MONOFASICO HORIZONTAL
No. DE CIRCUITOS (SIMPLE O DOBLE)	1 SIMPLE
TIPO DE AISLADOR	POLIMERICO
TIPO DE AISLADOR RIGIDO ("LINE POST")	LINE POST
No. DE POSTES DE ALINEACION	8
No. DE POSTES DE ANGULO	0
No. DE POSTES DE ANCLAJE (DOBLE RETENCION)	1
No. DE POSTES DE FIN DE LINEA	1
No. DE POSTES ESPECIALES	0
No. TOTAL DE POSTES	10
No. TOTAL DE CANTONES	2
VANO MEDIO (M)	85

RED DE BAJA TENSION

Tabla 4.2: Red de baja tensión

TENSION NOMINAL DE SERVICIO (V)	240/120V
LONGITUD 4 HILOS (KMS)	0
LONGITUD 3 HILOS	2,480
MATERIAL Y CALIBRE DEÑ CONDUCTOR	2x1/0 + 1x1/0 90° XLPE
No. TOTAL DE POSTES BT	63
No. TOTAL DE POSTES MT CON RED DE BT (MIXTOS)	1
DERIVACIONES	5
No. PUESTAS A TIERRA	15
No. DE LUMINARIAS	41

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Tabla 4.3: Centros de transformación (CT)

No. DE CT EN POSTE	1
No. DE CT INTERIOR	0
No. DE CT PEDESTAL (PAD MOUNTED)	0
No. TOTAL DE CT	0
No. DE CT TRIFASICOS	0
No. DE CT MONOFASICOS	1
KVA CT'S TRIFASICOS	0
KVA CT'S MONOFASICOS	50
KVA TOTAL INSTALADOS	50

5. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Todos los cálculos eléctricos relativos al presente PROYECTO ESPECIFICO han sido realizados de acuerdo con los criterios de Diseño y de Construcción de Redes Aéreas de distribución de ELECTRICARIBE [1-5].

Para los cálculos eléctricos de la Red de Media tensión a 13,2 kV se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

-
- ✓ Que el sistema es trifásico equilibrado o simétrico en donde las magnitudes que representan las tensiones y las intensidades tienen el mismo valor y están desfasadas entre sí un tercio de período ó 120° . Como las tres fases son idénticas puede realizarse el cálculo por fase igual que en una distribución monofásica.
 - ✓ Que son redes de tipo Distribución abiertas, esto es, que reciben la energía eléctrica por un solo un solo extremo, que este tipo de red es de estructura radial, ya que sus cargas pueden estar distribuidas en los extremos o al final de la red.
 - ✓ Que la red principal tiene derivaciones también con las mismas configuraciones pero del tipo monofásico dos hilos.
 - ✓ Que para el cálculo de los componentes de la Red de Media Tensión 13,2 kV; tales como: postes, herrajes, aisladores, conductores y cables, transformadores, protecciones y elementos de medidas deben estar severamente sujetos a las normas, recomendaciones y especificaciones técnicas del RETIE, todos certificados por el CIDET y avalados por el Operador de la Red, en este ELECTRICARIBE S.A E.S.P y con sus soporte de cálculos numéricos.
 - ✓ Que para el cálculo del conductor se tiene en cuenta que la red es de tipo Aérea y el conductor es desnudo.
 - ✓ Que para el cálculo del calibre del conductor se tuvo en cuenta, de manera prioritaria, la carga seleccionada por usuario según el estrato, la caída de tensión exigida máxima para el nivel de 13,2 kV, y la corriente máxima permitida por calentamiento en el conductor a utilizar.
 - ✓ Se deben tener en cuenta siempre las recomendaciones del fabricante.
 - ✓ Para el caso de este proyecto el mínimo calibre y tipo de conductor a utilizar debe ser de tipo ACSR # 1//0 AWG.

-
- ✓ En el cálculo eléctrico de la sección del conductor a utilizar se acoge preliminarmente las recomendaciones del operador, luego se comprueba su escogencia considerando los siguientes criterios: El calentamiento del conductor, la caída de tensión en el conductor, el efecto kelvin y la capacidad del conductor para soportar la corriente de cortocircuito.

5.1 FÓRMULAS A UTILIZAR

Parámetros de diseño, según la norma ECA [2] para electrificación rural:

NIVEL	TIPO	REGULACIÓN	POTENCIA
M.T.	Redes en M.T.	1%	1%
B.T.	Redes de distribución en B.T.	5%	5%

La tensión en la red de media tensión en función de la potencia aparente o real es:

$$V = \frac{S}{\sqrt{3}I} \quad \text{o} \quad V = \frac{P}{\sqrt{3}I \cos \phi}$$

Donde: V es la tensión de la red expresada en kV.

I es la corriente que circula por la red en Amperios.

S es la potencia aparente de la red en expresada en kVA.

P es la potencia activa o real a transportar expresada en kW.

$\cos \phi$ es el factor de potencia de la red.

La caída de tensión en la red viene expresada en función de la potencia así:

$$\Delta u = \frac{P * L * (R * \cos \phi + X * \sen \phi)}{V * \cos \phi} = \frac{P * L * (R + X * \tan \phi)}{V}$$

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión de la red se expresa de la siguiente forma:

$$\Delta u\% = \frac{P * L * (R + X * \tan\phi)}{100 * V^2}$$

5.1.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN

La máxima potencia que la red de media tensión propuesta puede transportar estará limitada por la corriente máxima admisible en el conductor a utilizar en este caso el ACSR # 1 / 0 AWG, y por la caída de tensión máxima que se fija por el Operador de Red.

La potencia que puede transportar la red dependiendo de su longitud y caída de tensión se obtiene de la siguiente expresión:

$$P = \frac{100 * V^2 * \Delta u\%}{L * (R + X * \tan\phi)}$$

Las pérdidas de potencia en el transporte de la energía en la red de media tensión por efecto Joule se expresa así:

$$P_p = 3 * R * L * I^2$$

Siendo P_p : La potencia transportada por la red expresada en W.

R : La resistencia del conductor utilizado en la red y expresada en Ω/km .

L : La longitud de la red y expresada en Km.

I : La intensidad de la red y expresada en amperios.

Las pérdidas de potencia en la red expresada en tanto por ciento son:

$$P_P \% = \frac{R*L*P}{100*V^2*cos^2\phi}$$

5.2 RED DE MEDIA TENSION

Tabla 5.1: Regulación y pérdidas de potencia, red de Media Tensión

TRAMO			Potencia [kVA]	F.P	Momento de potencia [kVA.Km]	Tipo de red	Regulación [%]		Pérdidas de potencia [%]	
De	A	Longitud [Km]					Parcial	Acumulada	Parcial	Acumulada
PME001	PMP005	0,425	50	0,9	21,25	2F/H	0,02403%	0,02403%	0,013062%	0,013062%
PMP005	PMP010	0,425	50	0,9	21,25	2F/H	0,02403%	0,04805%	0,013062%	0,026124%

Tabla 5.2: Red de Media Tensión, resumen regulación y perdidas por alimentador

MAXIMA CAIDA DE TENSION CALCULADA (%)	0.048
MAXIMA PERDIDA DE POTENCIA CALCULADA (%)	0.026

Nota: Poste de Media Tensión proyectado (PME). Poste de media Tensión Existente (PMP).
Poete de Baja Tensión Existente (PBE). Poste de Baja Tensión Proyectado (PBP).
Transformador Proyectado (TRFP). Transformador Existente (TRFE) Línea de Circuito
perteneiente al Transformador (CQT).

Los dibujos esquemáticos presentados en el plano, tienen la notación abreviada [4]. Se enumeran los postes dejando la indicación de las convenciones.

5.3 RED DE BAJA TENSION

Tabla 5.3: Red de Baja Tensión, información por centro de transformación (CT)

CENTRO DE TRANSFORMACION No.	CT1
POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (KVA)	50
TIPO DE USUARIO	RURAL
DEMANDA POR USUARIO (KVA)	2,6
NUMERO TOTAL DE USUARIOS	35
NUMERO TOTAL DE LUMINARIAS	0
DEMANDA TOTAL DEL CT	37,8

Tabla 5.4: Red de Baja Tensión, regulación y pérdidas de potencia por circuito

TRFP1CQT1.1																				
TRAMO			Conductor	Servicio Particular (S.P)					Alumbrado Público (A.P)				Demanda Total (S.P + A.P) [kVA]	Momento de potencia [kVA-m]	Factor de Red	Regulación [%]		Corriente [A]	Pérdidas de potencia [%]	
De	A	Longitud [m]		Carga de diseño [Kva]	No. De Usuarios Parcial	No. De Usuarios Total	Fac. de simulta.	Demanda diversificada [kVA]	Potencia de la Luminaria [kVA]	No. De Luminarias Parcial	No. De Luminarias Total	Demanda de Alumbrado Público				Parcial	Acumulada		Parcial	Acumulada
PMP001T	PBP001	15	TX No.1/0	2,61890647		11	0,51	14,692065	0,0823529		11	0,9058824	15,59794765	233,969215	1	0,4686%	0,4686%	64,9914	0,0479%	0,0479%
PBP017	PBP020	42	TX No.1/0	2,61890647		10	0,53	13,880204	0,0823529		10	0,8235294	14,7037337	617,556816	1	1,2370%	1,7056%	61,2656	0,1264%	0,1743%
PBP020	PBP021	14	TX No.1/0	2,61890647		9	0,56	13,199289	0,0823529		9	0,7411765	13,94046508	195,166511	1	0,3909%	2,0965%	58,0853	0,0400%	0,2143%
PBP021	PBP022	15	TX No.1/0	2,61890647		7	0,62	11,366054	0,0823529		8	0,6588235	12,02487761	180,373164	1	0,3613%	2,4578%	50,1037	0,0369%	0,2512%
PBP022	PBP025	52	TX No.1/0	2,61890647		6	0,66	10,37087	0,0823529		7	0,5764706	10,94734021	569,261691	1	1,1402%	3,5980%	45,6139	0,1165%	0,3677%
PBP025	PBP030	32	TX No.1/0	2,61890647		3	0,83	6,5210771	0,0823529		4	0,3294118	6,850488875	219,215644	1	0,4391%	4,0371%	28,5437	0,0449%	0,4126%
PBP030	PBP032	29	TX No.1/0	2,61890647		2	0,91	4,7664098	0,0823529		2	0,1647059	4,931115658	143,002354	1	0,2864%	4,3236%	20,5463	0,0293%	0,4419%

TRFP1CQT1.2																				
TRAMO			Conductor	Servicio Particular (S.P)					Alumbrado Público (A.P)				Demanda Total (S.P + A.P) [kVA]	Momento de potencia [kVA-m]	Factor de Red	Regulación [%]		Corriente [A]	Pérdidas de potencia [%]	
De	A	Longitud [m]		Carga de diseño [Kva]	No. De Usuarios	Fac. de simulta.	Demanda diversificada [kVA]	Potencia de la Luminaria [kVA]	No. De Luminarias	No. De Luminarias	Demanda de Alumbrado Público	Parcial				Acumulada	Parcial		Acumulada	
PMP001T	PBP008	37	TX No.1/0	2,61890647		5	0,71	9,297118	0,0823529		6	0,4941176	9,791235615	362,275718	1	0,7256%	0,7256%	40,7968	0,0742%	0,0742%
PBP008	PBP012	200	TX No.1/0	2,61890647		4	0,76	7,9614757	0,0823529		6	0,4941176	8,455593316	1691,11866	1	3,3873%	4,1129%	35,2316	0,3462%	0,4203%
PBP012	PBP013	35	TX No.1/0	2,61890647		1	1	2,6189065	0,0823529		5	0,4117647	3,030671176	106,073491	1	0,2125%	4,3254%	12,6278	0,0217%	0,4420%
PBP013	PBP014	80	TX No.1/0	2,61890647		1	1	2,6189065	0,0823529		1	0,0823529	2,701259411	216,100753	1	0,4328%	4,7583%	11,2552	0,0442%	0,4863%

TRFP1CQT1.3																				
TRAMO			Conductor	Servicio Particular (S.P)					Alumbrado Público (A.P)				Demanda Total (S.P + A.P) [kVA]	Momento de potencia [kVA-m]	Factor de Red	Regulación [%]		Corriente [A]	Pérdidas de potencia [%]	
De	A	Longitud [m]		Carga de diseño [Kva]	No. De Usuarios Parcial	No. De Usuarios Total	Fac. de simulta.	Demanda diversificada [kVA]	Potencia de la Luminaria [kVA]	No. De Luminarias Parcial	No. De Luminarias Total	Demanda de Alumbrado Público				Parcial	Acumulada		Parcial	Acumulada
PMP001T	PBP050	95	TX No.1/0	2,61890647		7	0,62	11,366054	0,0823529		11	0,9058824	12,27193643	1165,83396	1	2,3352%	2,3352%	51,1331	0,2386%	0,2386%
PBP050	PBP057	105	TX No.1/0	2,61890647		5	0,71	9,297118	0,0823529		5	0,4117647	9,708882674	1019,43268	1	2,0419%	4,3771%	40,4537	0,2087%	0,4473%
PBP057	PBP059	35	TX No.1/0	2,61890647		3	0,83	6,5210771	0,0823529		4	0,3294118	6,850488875	239,767111	1	0,4803%	4,8573%	28,5437	0,0491%	0,4964%
PBP059	PBP063	22	TX No.1/0	2,61890647		1	1	2,6189065	0,0823529		1	0,0823529	2,701259411	59,427707	1	0,1190%	4,9764%	11,2552	0,0122%	0,5086%

TRFP1CQT1.4																				
TRAMO			Conductor	Servicio Particular (S.P)					Alumbrado Público (A.P)				Demanda Total (S.P + A.P) [kVA]	Momento de potencia [kVA-m]	Factor de Red	Regulación [%]		Corriente [A]	Pérdidas de potencia [%]	
De	A	Longitud [m]		Carga de diseño [Kva]	No. De Usuarios Parcial	No. De Usuarios Total	Fac. de simulta.	Demanda diversificada [kVA]	Potencia de la Luminaria [kVA]	No. De Luminarias Parcial	No. De Luminarias Total	Demanda de Alumbrado Público				Parcial	Acumulada		Parcial	Acumulada
PMP001T	PBP042	124	TX No.1/0	2,61890647		6	0,66	10,37087	0,0823529		7	0,5764706	10,94734021	1357,47019	1	2,7190%	2,7190%	45,6139	0,2779%	0,2779%
PBP042	PBP043	32	TX No.1/0	2,61890647		5	0,71	9,297118	0,0823529		4	0,3294118	9,626529733	308,048951	1	0,6170%	3,3360%	40,1105	0,0631%	0,3409%
PBP043	PBP046	54	TX No.1/0	2,61890647		3	0,83	6,5210771	0,0823529		3	0,2470588	6,768135934	365,47934	1	0,7321%	4,0681%	28,2006	0,0748%	0,4157%
PBP046	PBP047	43	TX No.1/0	2,61890647		1	1	2,6189065	0,0823529		1	0,0823529	2,701259411	116,154155	1	0,2327%	4,3007%	11,2552	0,0238%	0,4395%

TRFP1CQT1.5																				
TRAMO			Conductor	Servicio Particular (S.P)					Alumbrado Público (A.P)				Demanda Total (S.P + A.P) [kVA]	Momento de potencia [kVA-m]	Factor de Red	Regulación [%]		Corriente [A]	Pérdidas de potencia [%]	
De	A	Longitud [m]		Carga de diseño [Kva]	No. De Usuarios Parcial	No. De Usuarios Total	Fac. de simulta.	Demanda diversificada [kVA]	Potencia de la Luminaria [kVA]	No. De Luminarias Parcial	No. De Luminarias Total	Demanda de Alumbrado Público				Parcial	Acumulada		Parcial	Acumulada
PBE001	PBP001	27	TX No.1/0	2,61890647		4	0,76	7,9614757	0,0823529		5	0,4117647	8,373240375	226,07749	1	0,4528%	0,4528%	34,8885	0,0463%	0,0463%
PBP001	PBP002	33	TX No.1/0	2,61890647		3	0,83	6,5210771	0,0823529		3	0,2470588	6,768135934	223,348486	1	0,4474%	0,9002%	28,2006	0,0457%	0,0920%
PBP002	PBP006	120	TX No.1/0	2,61890647		2	0,91	4,7664098	0,0823529		2	0,1647059	4,931115658	591,733879	1	1,1852%	2,0854%	20,5463	0,1211%	0,2131%
PBP006	PBP007	38	TX No.1/0	2,61890647		1	1	2,6189065	0,0823529		1	0,0823529	2,701259411	102,647858	1	0,2056%	2,2910%	11,2552	0,0210%	0,2341%

6. CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

Para el cálculo de la red media tensión a 13,2 kV, se debe considerar el cálculo mecánico en los apoyos o estructuras de concreto como el cálculo mecánico del conductor propuesto para la ejecución del proyecto.

Para el cálculo de los apoyos de media tensión, estos se realizarán en forma individual y, para cada hipótesis de carga en la línea. Estos cálculos incluirán para cada hipótesis los esfuerzos individuales que cada conductor transmite a la cruceta y el esfuerzo equivalente a todos ellos sobre el apoyo. Los esfuerzos se referirán a un sistema de coordenadas cartesianas, ortogonales, longitudinales, transversales y verticales.

Entre las hipótesis de carga a considerar en el cálculo mecánico de los apoyos serán los siguientes:

- Hipótesis Normales
- Hipótesis Anormales

Como los conductores a utilizar en las líneas eléctricas son de naturaleza heterogéneos, es decir, están compuestas de dos materiales, normalmente aluminio y acero. Debido a esta condición de los conductores, el cálculo mecánico hay que hacerlo en función del módulo de elasticidad y del coeficiente de dilatación correspondientes a la proporción en que se encuentren el aluminio y el acero.

Además, los cálculos mecánicos de los conductores dependen de:

- Las características meteorológicas y geográficas de la zona en la que se instalen las líneas.
- La flecha que tomarán los conductores en los diferentes vanos y para las distintas hipótesis.
- Las características mecánicas de los apoyos y crucetas utilizadas en el proyecto.
- La tensión mecánica a la que se verán sometidos los conductores al variar las condiciones ambientales en las distintas hipótesis.

-
- Su comportamiento frente a la posible aparición de fenómenos vibratorios. Para establecer el comportamiento del conductor de la línea bajo la hipótesis de la condición de la tensión de cada día y la tensión en horas frías.
 - Teniendo en cuenta las características meteorológicas y geográficas de las regiones; se han definido dos áreas con dos zonas en las que variaran las condiciones que se deben tener en cuenta para los cálculos mecánicos del conductor propuesto. Éstas se definen en el proyecto TIPO MEMORIA LAMT V2 ECA.

Una vez definidas las zonas se precisarán las características de las hipótesis de cálculos mecánicos que serán de aplicación en cada una de ellas.

Es de anotar también que para el cálculo mecánico de los apoyos se debe hacer uso de las hipótesis reglamentarias y hallar los esfuerzos máximos a que van a ser sometidos en las hipótesis más desfavorables. Se elige el apoyo cuyo esfuerzo nominal será superior a este esfuerzo máximo útil en la punta.

El esfuerzo útil necesario depende del tipo de apoyo. Al proyectar una línea de Media Tensión a 13,2 kV, se suelen utilizar los apoyos normalizados por la empresa Operadora de la Red.

6.1 FORMULAS UTILIZADAS – CONSIDERACIONES

- Cálculo de la flecha en apoyos de igual nivel

$$f = \frac{P * a^2}{8 * T} [m]$$

- Cálculo de la flecha en apoyos en diferentes niveles

$$f = \frac{P * a * b}{8 * T} [m]$$

Donde: P es el peso del conductor con sobrecarga en Kg / Km.

a es la longitud del vano en (m)

b es la longitud del vano anterior en (m)

T es la tensión horizontal que permanece constante en cualquier punto de la curva e igual a la tensión en el punto más bajo.

- Cálculo del vano de Regulación

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}} [m]$$

- Peso aparente por sobrecarga del viento

$$\omega = \frac{P}{S_c} [daN/m/mm^2]$$

- Peso aparente por sobrecarga del viento

$$P_v = 0,041 \times V_v^2 \times \phi_c \left[\frac{daN}{m} \right]$$

- Factor de sobrecarga.

$$m = \sqrt{1 + \left(\frac{P_v}{p} \right)^2}$$

- Flecha máxima vertical.

$$f_{maxV} = h_D \left[\cosh \left(\frac{a}{2h_D} \right) - 1 \right] [m]$$

- Parámetro de flecha.

$$H_A = h_a \cosh \left(\frac{a_r}{2h_a} \right)$$

- Tensión máxima de rotura.

$$t_r = \frac{T_r}{S_c} \left[\frac{daN}{mm^2} \right]$$

□ Ecuación del cambio de condiciones.

$$t_2^3 + At_2^2 = B$$

$$A = \gamma E (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{a_r^2 \omega^2 m_1^2 E}{24 t_1^2}$$

$$B = \frac{a_r^2 \omega^2 m_2^2 E}{24}$$

TABLA 6.1: Características de flecha, para conductores de media tensión.

	Longitud del poste [m]	Longitud de empotra. [m]	Distancia del cond. Más bajo [m]	Distancia mín. al terreno [m]
CONDICION FLECHA MAXIMA	12	1,8	0,6	8,8
Flecha máxima vertical [m]	0,8			

Nota: De la tabla de cálculo mecánico (Área A-Zona 1) [3]

Tabla 6.2: Tablas de esfuerzos mecánicos en el conductor de MT

Cantón No.	Apoyo Inicial	Apoyo Final	Longitud Cantón [m]	Vano de Regulación [M]	Conductor	Tense de Flecha Máxima [daN]	Tense de Flecha Mínima [daN]	Flecha Máxima [m]	Flecha Mínima [m]	Parámetro de Flecha Máxima [m]	Parámetro de Flecha Mínima [m]
1	PME001	PMP005	425	85	No.1/0	239,6673251	444,7887815	0,8	0,4305	3090,544774	2098,490757
2	PMP005	PMP010	425	85	No.1/0	239,6673251	444,7887815	0,8	0,4305	3090,544774	2098,490757

[1] Se comparan las siguientes hipótesis: Área A Zona 1: 75°C y 20°C + viento de [100km/h]

[2] Se comparan las siguientes hipótesis: Área A: Zona 1: -5°C

Tabla 6.3 – Tablas de Regulación del Conductor de MT – Calibre 1/0 AWG

Canton No.	1	Conductor	No.1/0	Apoyo inicial	PME001	Apoyo final	PMP005
		Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6
		Longitud [m]	85	85	85	85	85
		Apoyo inicial					
		Apoyo final					
		Desnivel					
	Temperatura [°C]	Tensión [daN]	f[m]	f[m]	f[m]	f[m]	f[m]
	0	537,9829983	0,355889499	0,355889499	0,355889499	0,355889499	0,355889499
	5	494,0782556	0,387514524	0,387514524	0,387514524	0,387514524	0,387514524
	10	451,3441836	0,42420509	0,42420509	0,42420509	0,42420509	0,42420509
	15	410,1390246	0,466823415	0,466823415	0,466823415	0,466823415	0,466823415
	20	370,9060121	0,516202202	0,516202202	0,516202202	0,516202202	0,516202202
	25	334,1545857	0,572975827	0,572975827	0,572975827	0,572975827	0,572975827
	30	300,4038911	0,637350266	0,637350266	0,637350266	0,637350266	0,637350266
	35	270,0870613	0,708891789	0,708891789	0,708891789	0,708891789	0,708891789
	40	243,4458073	0,786468669	0,786468669	0,786468669	0,786468669	0,786468669
	45	220,4692877	0,868431617	0,868431617	0,868431617	0,868431617	0,868431617
	50	200,9128562	0,95296291	0,95296291	0,95296291	0,95296291	0,95296291

Canton No.	2	Conductor	No.1/0	Apoyo inicial	PMP005	Apoyo final	PMP010
		Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6
		Longitud [m]	85	85	85	85	85
		Apoyo inicial					
		Apoyo final					
		Desnivel					
	Temperatura [°C]	Tensión [daN]	f[m]	f[m]	f[m]	f[m]	f[m]
	0	537,9829983	0,355889499	0,355889499	0,355889499	0,355889499	0,355889499
	5	494,0782556	0,387514524	0,387514524	0,387514524	0,387514524	0,387514524
	10	451,3441836	0,42420509	0,42420509	0,42420509	0,42420509	0,42420509
	15	410,1390246	0,466823415	0,466823415	0,466823415	0,466823415	0,466823415
	20	370,9060121	0,516202202	0,516202202	0,516202202	0,516202202	0,516202202
	25	334,1545857	0,572975827	0,572975827	0,572975827	0,572975827	0,572975827
	30	300,4038911	0,637350266	0,637350266	0,637350266	0,637350266	0,637350266
	35	270,0870613	0,708891789	0,708891789	0,708891789	0,708891789	0,708891789
	40	243,4458073	0,786468669	0,786468669	0,786468669	0,786468669	0,786468669
	45	220,4692877	0,868431617	0,868431617	0,868431617	0,868431617	0,868431617
	50	200,9128562	0,95296291	0,95296291	0,95296291	0,95296291	0,95296291

7. CÁLCULO DEL TRANSFORMADOR

Tabla 7.1: Demanda del transformador proyectado

TRANSFORMADOR	No. Usuarios	Dmax proyectada [kVA]	Factor de diversidad	Luminarias	Dmaxima Luminaria [kVA]	Dmaxima total diversificada [kVA]	TRF Normalizado [kVA]	Tipo
TRFP1	35	2,6	0,4	41	0,0823	37,8999	50	1 ∅

7.1 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO (No Aplica)

7.2 CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Los cortacircuitos se utilizaran en Media Tensión, tipo abierto intercambiable para instalar a la intemperie, para una Tensión nominal de 100 Amperios; se deberá emplear hilo fusible lento, con la siguiente especificación:

$$I_l = \frac{S}{V_L}$$

Para el transformador utilizado en el proyecto de 50 kVA, se tiene que.

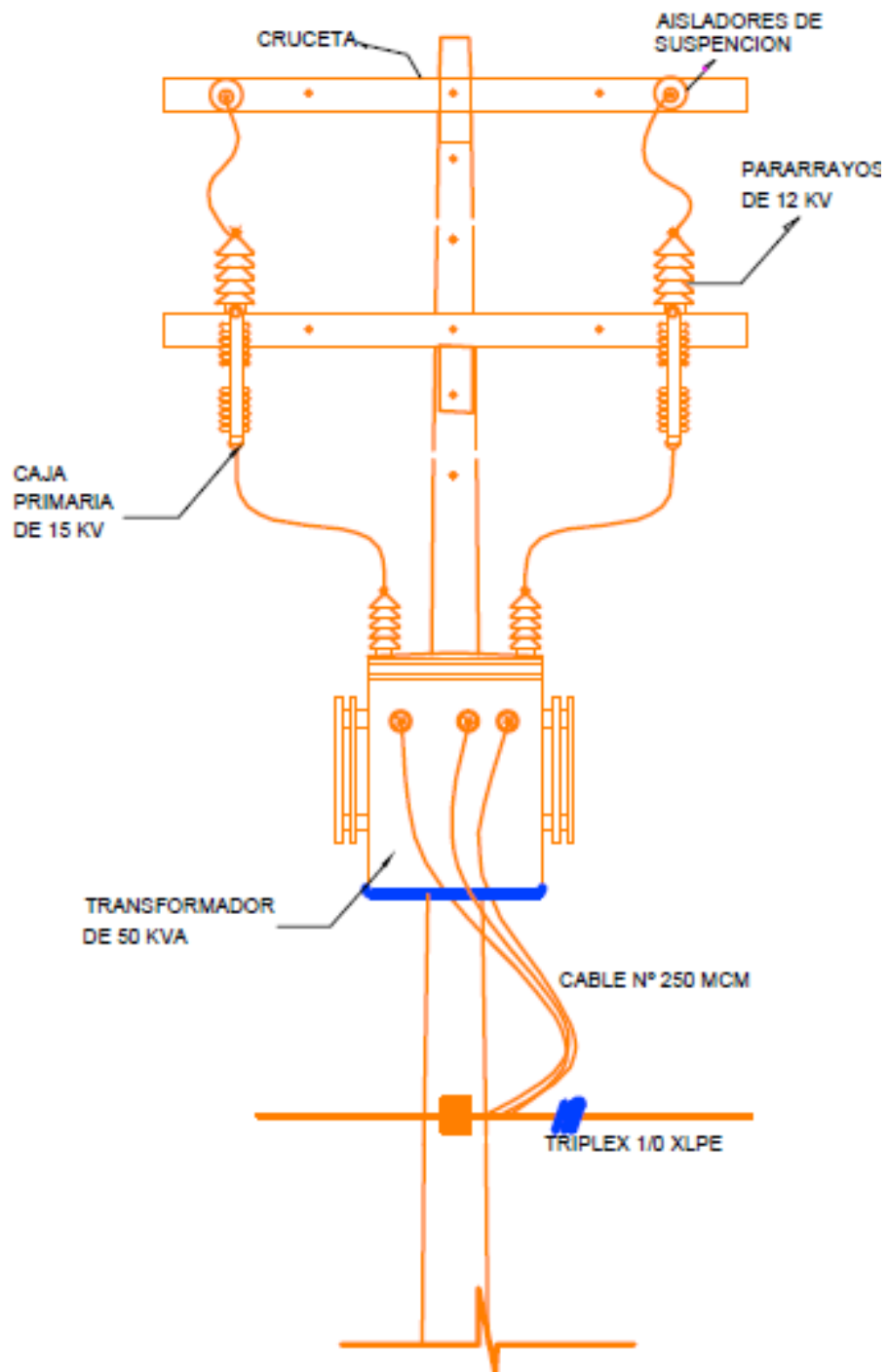
$$I_l = \frac{50000 \text{ VA}}{13200 \text{ V}} = 3,79 \text{ A}$$

En LAMT V2 ECA [4] se estipula la normalización para un transformador monofásico de 50 kVA.

Tabla 7.2: Características de las protecciones del transformador monofásico de 50 kVA

Fusible 4 ^a , Tipo K	Breaker 250 A	Bajante 250 MCM Cu
Pararayos 12 kV	10 kV ZnO	Salida 2 AWG, Cu

Figura 7.1: Montaje del Centro de Transformación. 50 kVA (Norma ECA)



Fuente: Autores.

CALCULO MECANICO DE APOYOS

8.1. CALCULO DE EOLOVANOS Y GRAVIVANOS DE MEDIA TENSION

Tabla 8.1: Eolovanos y gravivanos red Media Tensión.

N° APOYO	TIPO DE APOYO	Hipótesis de viento (daN)									Hipótesis de desequilibrio de tracciones (daN)								
		Ft	Agot.	CS	FI	Agot.	CS	Fv	Agot.	CS	Ft	Agot.	CS	FI	Agot.	CS	Fv	Agot.	CS
EPP001	HAL-12X500 DAN.	191553	650	4,505	386,15	650	4,50502	64,71	650	4,50502		650	4,50502	193,075	650	4,50502	64,71	650	4,5050248
EPP002	HFL-12 X500 DAN.	191553	650	4,505	432,85	650	4,50502	64,71	650	4,50502		650	4,50502	216,425	650	4,50502	64,71	650	4,5050248
EPP003	HFL-12 X500 DAN.	191553	650	4,505	432,85	650	4,50502	64,71	650	4,50502		650	4,50502	216,425	650	4,50502	64,71	650	4,5050248
EPP004	HAL-12 X 500 DAN.	191553	650	4,505	432,85	650	4,50502	64,71	650	4,50502		650	4,50502	216,425	650	4,50502	64,71	650	4,5050248
EPP005	HAL-12 X 800 DAN.	191,55	650	4,505	432,9	650	4,505	64,71	650	4,505		650	4,505	216,43	650	4,505	64,71	650	4,50502
EPP006	HAL-12 X 500 DAN.	191553	650	4,505	432,85	650	4,50502	64,71	650	4,50502		650	4,50502	216,425	650	4,50502	64,71	650	4,5050248
EPP007	HAL-12 X 500 DAN.	191553	650	4,505	432,85	650	4,50502	64,71	650	4,50502		650	4,50502	216,425	650	4,50502	64,71	650	4,5050248
EPP008	HAL-12 X 500 DAN.	191553	650	4,505	432,85	650	4,50502	64,71	650	4,50502		650	4,50502	216,425	650	4,50502	64,71	650	4,5050248
EPP009	HAL-12 X 500 DAN.	191553	650	4,505	432,85	650	4,50502	64,71	650	4,50502		650	4,50502	216,425	650	4,50502	64,71	650	4,5050248
EPP010	HAL-12 X 500 DAN.	191553	650	4,505	432,85	650	4,50502	64,71	650	4,50502		650	4,50502	216,425	650	4,50502	64,71	650	4,5050248

8.2 CRUZAMIENTOS (No Aplica)

8.3 PARALELISMOS (No Aplica)

9. SISTEMA DE P.A.T

Los elementos que constituyen el sistema de puesta a tierra en un centro de transformador son:

- a) Línea de tierra
- b) Electrodo de puesta a tierra

Los bajantes de tierra están constituido por conductor de cobre desnudo Calibre 2.

Las varillas de puesta a tierra o picas serán de cobre, de 5/8" x 2.4 m

Se preparará el terreno con suelo artificial (hidrosolta).

9.1 CALCULO MALLA DE PUESTA A TIERRA

Datos del terreno

Lado Mayor	3,5 m
Lado Menor	2,5 m
Resistividad 1" Capa	30,21 Ω –m
Resistividad Capa superficial	15000 Ω –m
Espesor capa superficial	0,34 m
Área de la malla	8.75 m ²
Profundidad de la malla	0,5 m

Datos de conexión

Tiempo de despaje de la falla	0,5 s
Temperatura máxima de operación	450 °C
Temperatura ambiente	35 °C

Datos de corriente de falla

Corriente de falla	20000 A
Factor divisor de Corriente	25%
Corriente de diseño de la malla	5000 A

Cálculo del conductor de la malla

Corriente de diseño de la malla	20000A
Sección transversal de conductor	64.64 mm ²

Temperatura Máxima de Operación	450C
Temperatura ambiente	35C
Tiempo de despeje de la falla	0.5 seg

9.2 CÁLCULO CALIBRE DEL CONDUCTOR

El Conductor mínimo de diseño Diámetro 10.50mm Calibre 2/0

Cálculo de la retícula de la malla

Lado mayor	3.5 m
Lado menor	2.5 m
Separación de la cuadrícula	0.70 m
Número de conductores paralelos	
A Lado mayor	6
Números de Conductores paralelos	
A Lado menor	5
Longitud total del conductor de la	33.5 m
Malla de puesta a tierra	

Tensiones tolerables

Tensión de toque	3424,17 V
Tensión de paso	13204,52 V
Factor de reflexión	0,00-
Factor de reducción del terreno	0,88-

Cálculo de la tensión de toque

Tensión de toque	2701,05 V
Resistividad del suelo	30,21Ω –m
Factor de esparcimiento de la malla	0,43-
Factor correctivo geometría de la malla	1,52-
Máxima corriente de la malla	5,000A

Factor de Espaciamiento de la malla para tensión de toque

Factor de esparcimiento de la malla	0,43
Esparcimiento entre conductor	0,70 m
Profundidad de la malla	0,50 m
Numero de conductores paralelos	5,0 m
Factor correctivo de la malla	1,52

Cálculo de la tensión de paso

Tensión de paso	7886,27 V
Resistividad del suelo	30,21 Ω –m
Factor de esparcimiento de la malla	1,01
Factor correctivo geometría de la malla	1,69
Máxima corriente de la malla	5,000 A
Longitud total equivalente del Conductor de la malla	34 m

Factor de esparcimiento de la malla para tensión de paso

Factor de esparcimiento de la malla	1,01
Esparcimiento entre conductores paralelos	0,70 m
Profundidad de la malla	0,50 m

Diseño apropiado:

Tensión de toque	78.88% de la tensión de toque tolerable
Tensión de paso	58.21% de la tensión de paso tolerable

10. CONCLUSIÓN

Expuestas en este proyecto las razones que justifican la necesidad de la instalación y sus características, se solicita la Aprobación y la Autorización para su construcción y posterior puesta en servicio.

REFERENCIAS

- [4] Proyecto específico Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 12 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [5] Std. IEEE-80. Diseño de un Sistema de Puesta a Tierra.
Memoria Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 14 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [6] Generalidades Proyectos de Líneas Aéreas de Media Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 2. [En línea]. Consultado el 27 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [7] Generalidades Proyectos de Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 11 de noviembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [8] Memoria Proyectos de Líneas Aéreas de Media Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 2. [En línea]. Consultado el 4 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [9] Proyecto específico Centros de Transformación. Norma Electricaribe (ECA). Transformadores de Potencia. Unión Fenosa. Versión 4. [En línea]. Consultado el 6 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [10] Planos Líneas Aéreas de Media Tensión. Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 13 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [11] Memoria Proyectos de Líneas Aéreas de Baja Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 5. [En línea]. Consultado el 20 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [12] Planos de Líneas Aéreas de Alta Tensión. Norma Electricaribe (ECA). Unión Fenosa. Versión 1. [En línea]. Consultado el 21 de diciembre de 2012. Disponible en: www.electricaribe.com
- [13] Norma Técnica Colombiana 2050. ICONTEC.
- [14] Std. IEEE-80. Diseño de un Sistema de Puesta a Tierra.

Anexo G. Matriz de cálculos eléctricos y mecánicos. Redes de distribución.

Anexo H: Presupuesto general de obras del proyecto energético.

Tabla H1: Presupuesto de las unidades constructivas de la alternativa seleccionada (Extensión de redes)

PRESUPUESTO GENERAL DE OBRAS					
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	TOTAL
1	LOCALIZACION Y REPLANTEO MT				
1,01	ADECUACION DE RUTA, REPLANTEO Y UBICACIÓN DE APOYOS DE REDES EN MEDIA TENSION	ML	850	4.157	3.533.450
2	APOYOS MT				
2,01	HOYADA, HINCADA Y APLOMADA POSTE DE CONCRETO DE 12m - 800 daN	UND	2	2.700.324	5.400.648
2,02	HOYADA, HINCADA Y APLOMADA POSTE DE CONCRETO DE 12m - 500 daN	UND	8	2.267.624	18.140.992
2,03	CIMENTACIÓN TIPO R2-B POSTE DE CONCRETO 12M	UND	10	154.945	1.549.450
3	VESTIDA / ARMADA POSTES MT				
3,01	ESTRUCTURA TIPO ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO DE DOBLE RETENSION A 13,2KV	UND	1	2.479.100	2.479.100
3,03	ESTRUCTURA TIPO ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO VANO LARGO ALINEACION <5°	UND	8	702.034	5.616.272
3,04	ESTRUCTURA TIPO ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO VANO LARGO FIN DE LINEA A 13,2KV	UND	2	1.568.000	3.136.000
3,05	ESTRUCTURA TIPO 711 (NORMA ELECTRICARIBE) CON PROTECCIONES TRIFASICAS	UND	1	2.054.300	2.054.300
4	TENDIDO RED MT				
4,03	RIEGA, TENDIDO, TENSIONADO Y AMARRE DE RED PRIMARIA EN TRES (3) HILOS ACSR N° 1/0	ML	850	22.700	19.295.000
5	TEMPLETES MT				
5,01	RETENIDA DIRECTA A TIERRA PRIMARIA CON AISLADOR TENSOR DE 4 ½" Y CABLE DE ACERO GALVANIZADO DE 3/8 X 10000Kg	UND	4	303.033	1.212.132
6	PUESTA A TIERRA MT				
6,01	PUESTA A TIERRA PARA ESTRUCTURA DE MEDIA TENSION	UND	10	387.700	3.877.000
13	LOCALIZACION Y REPLANTEO BT				
13,01	ADECUACION DE RUTA, REPLANTEO Y UBICACIÓN DE APOYOS DE REDES EN BAJA TENSION	ML	2.480	3.811	9.451.280
14	APOYOS BT				
14,02	HOYADA, HINCADA Y APLOMADA POSTE DE CONCRETO DE 9m - 300 daN	UND	63	1.629.558	102.662.154
14,03	CIMENTACIÓN TIPO R2-B POSTE DE CONCRETO 9M	UND	63	137.415	8.657.145
15	VESTIDA / ARMADA POSTES BT				
15,01	ARMADO DE BT ALINEACION < 30° PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE DE 9M	UND	45	63.467	2.856.015
15,02	ARMADO DE BT FIN DE LINEA PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE 9M	UND	22	114.667	2.522.674
15,03	ARMADO DE BT DOBLE TERMINAL PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE 9M	UND	3	145.267	435.801
15,04	CONECTOR BIMETALICO CON CHAQUETA AISLANTE PARA CABLE MULTIPLEX CON TAPON SELLADO	UND	102	36.890	3.762.780
15,05	ARMADO DE BT ALINEACION < 30° PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE DE 12M	UND	2	114.667	229.334
15,06	ARMADO DE BT FIN DE LINEA PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE 12M	UND	3	124.667	374.001
16	TENDIDO RED BT				
16,01	RIEGA, TENDIDO, TENSIONADO Y AMARRE DE RED SECUNDARIA TRENZADA EN CABLE TRIPLEX 2X 1/0 AAC 1/0 XLPE 90°	ML	2.480	36.345	90.135.600
16,02	CAJA MONOFASICA TIPO INTemperIE PARA ACOMETIDAS DE BAJA TENSION	UND	34	378.043	12.853.462
17	TEMPLETES BT				
17,01	RETENIDA DIRECTA A TIERRA CON AISLADOR TENSOR DE 4 ½" Y CABLE DE ACERO GALVANIZADO DE 3/8 X 10000Kg	UND	24	255.233	6.125.592
18	PUESTA A TIERRA BT				
18,01	PUESTA A TIERRA PARA ESTRUCTURA DE BAJA TENSION	UND	15	313.300	4.699.500

25	TRANSFORMADORES				
25,05	ESTRUCTURA TIPO 710 (NORMA ELECTRICARIBE) CON TRANSFORMADOR DE 50KVA MONOFASICO 13200/240-120V.	UND	1	10.610.000	10.610.000
27	GESTION ANTE EL OPERADOR DE RED				
27,01	TRAMITES DE SOLICITUD DE CONEXIÓN, GEOREFERENCIACION DE LOS TRANSFORMADORES Y APOYOS, LIBRANZAS	UND	1	15.200.000	15.200.000
COSTOS DIRECTOS					336.869.682
ADMINISTRACIÓN		7%		\$	23.580.878
IMPREVISTOS		8%		\$	26.949.575
UTILIDAD		10%		\$	33.686.968
COSTOS INDIRECTOS					89.607.335
SUBTOTAL 1 COSTOS DIRECTOS + INDIRECTOS					\$ 426.477.017
INTERVENTORIA TECNICA					\$ 33.686.968
SUBTOTAL 2 (INDIRECTOS + DIRECTOS + INTERVENTORIA TECNICA)					\$ 460.163.986
SUBTOTAL 3 (SUBTOTAL 2 + RETIE)					\$ 460.163.986
INTERVENTORIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA					\$ 19.173.499
VALOR TOTAL SOLICITADO AL FAER					\$ 479.337.485
TOTAL PROYECTO					\$ 479.337.485

Anexo I. Plano Técnico. Diseños eléctricos de la alternativa seleccionada.