



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Análisis de la viabilidad técnico – económica de la inclusión de energía renovable en una de las principales localidades de las ZNI.

Sandra Grisales Lezama

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Manizales, Colombia.

2017

Análisis de la viabilidad técnico – económica de la inclusión de energía renovable en una de las principales localidades de las ZNI.

Sandra Grisales Lezama

Trabajo final presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Ingeniería, Ingeniería eléctrica

Directora:

PhD. Sandra Ximena Carvajal Quintero

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Manizales, Colombia

2017

Agradecimientos

A Dios, mi familia, mi profesora Sandra Carvajal por sus aportes y acompañamiento en este proceso y a mí querida empresa GENSA por ser la fuente de inspiración para este trabajo.

Resumen

En este documento se realiza un análisis de viabilidad que inicia con la caracterización de los centros poblados de las Zonas no Interconectadas del país, realizando una diferenciación demográfica, características del sistema de generación y su proyección en el mediano plazo, de esta base se seleccionan los centros poblados que cuenten con las características aptas que permitan la implementación de un sistema de generación renovable que garantice sostenibilidad técnica y económica por lo que se realizarán los análisis y estudios de potencial energético y las condiciones de diseño y operación que garanticen la eficiencia del sistema enmarcado dentro de la regulación vigente para ZNI y la normatividad que se encuentra en proceso de reglamentación, de manera paralela se realizarán un análisis de viabilidad económica teniendo en cuenta las condiciones macroeconómicas actuales y los costos que actualmente se reconocen para la prestación del servicio y costos indicativos de la implementación de diferentes tipos de tecnología en el país.

Palabras Clave: Fuentes no convencionales de energía renovable FNCER, Generación híbrida, potencial energético, sostenibilidad, Zonas no Interconectadas.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Analysis of the technical and economic viability of the inclusion of renewable energy in one of the main localities of the ZNI.

Sandra Grisales Lezama

National university of Colombia
Faculty of Engineering and Architecture
Manizales, Colombia.

2017

Abstract

This document presents a feasibility analysis that begins with the characterization of the population centers of the non-interconnected areas of the country is carried out, making a demographic differentiation, characteristics of the generation system and its projection in the medium term, this base is selected the populated centers with the suitable characteristics that allow the implementation of a system of renewable generation to ensure technical and economic sustainability so that analyzes and studies of energy potential and conditions of design and operation to ensure the efficiency of the system is carried framed within the current regulations for ZNI and regulations found in regulatory process, in parallel with an analysis of economic feasibility will be made taking into account the current macroeconomic conditions and the costs currently recognized for service delivery and indicative costs the implementation of different types of technology in the country.

Keywords: Energy potential, Hybrid generation, Non interconnected areas ZNI, Sustainability, Unconventional sources of renewable energy FNCE.

Contenido

Contenido 7

1. INTRODUCCIÓN	11
Identificación del problema	13
1.1 Objetivos de la tesis	16
1.2.1 Objetivo general	16
1.2.2 Objetivos específicos	16
1.2 Estructura del documento	17
2. MARCO GENERAL ZONAS NO INTERCONECTADAS EN COLOMBIA 18	
1.2.3 Marco regulatorio en Colombia	18
1.2.4 Caracterización Zonas no Interconectadas en Colombia	31
1.2.5 Características del Sistema Eléctrico	37
1.2.6 Política energética para las ZNI	38
1.2.7 Proyección del sistema energético en ZNI	46
1.2.8 Línea de Interconexión Eléctrica Popayán – Costa Pacífica – Cauca – Nariño	46
1.2.9 Línea de Interconexión Casanare - Vichada	47
2.1.1. Población y proyección de crecimiento en ZNI	48
2.1.2. Consumo de energía	49
3. PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE SOLUCIONES CON FNCER EN ZNI EN COLOMBIA	51
1.2.10 Selección de localidad-Inírida.	51
1.2.11 Localización	51
3.1.2 Situación energética actual	54
3.1.1. Comunicaciones e integración de redes	60
1.2.12 Potenciales energéticos	63
1.2.13 Diagnóstico para la implementación de una red inteligente	77
4. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	82
4.1 Dimensionamiento preliminar	82
4.2 Simulaciones utilizando Software HOMER Pro®	82
1.2.1 Parámetros para las simulaciones en Homer	86
1.2.2 Resultados de las simulaciones en Homer	88
4.3 Cálculos de la remuneración por generación de energía	112
4.4 Sostenibilidad técnica y económica	116
5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	118
Conclusiones	118
Trabajos Futuros	122
6. BIBLIOGRAFIA	123

Índice de Tablas

Tabla No.1 Análisis principales diferencias Regulación actual Vs propuesta regulatoria.....	27
Tabla No. 2 Listado de localidades estudiadas.	33
Tabla No. 3 Municipios con 24 horas de prestación del servicio de energía.....	41
Tabla No. 4 Localidades clasificadas.	49
Tabla No. 5 Potencia horaria día de mayor demanda.	57
Tabla No. 6 Demanda máxima en kW/usuario en el SIN y diferentes localidades de ZNI del país.	58
Tabla No. 7 Condiciones actuales vs retos implementación de una red inteligente.	77
Tabla No.8 Parámetros utilizados en las simulaciones.....	86
Tabla No. 9 Resultado consolidado de simulaciones realizadas en Homer Pro	89
Tabla No. 10 Arquitectura del sistema de generación más óptimo - diesel 0,77 USD/Litro	89
Tabla No. 11 Resumen de evaluación de costos del sistema de generación.	91
Tabla No. 12 Discriminación de costos por componente para 25 años.	92
Tabla No. 13 Discriminación de costos por componente anualizados.	93
Tabla No. 14 Distribución de generación de energía por tipo de recurso y tecnología	95
Tabla No. 15 Estimación de demanda de energía eléctrica por tipo para 1 año	97
Tabla No. 16 Parámetros de operación sistema solar PV	98
Tabla No. 17 Parámetros de generación sistema solar PV	98
Tabla No. 18 Parámetros de operación generador diesel No. 1	100
Tabla No. 19 Parámetros de generación generador diesel No. 1	101
Tabla No. 20 Consumo de combustible y eficiencia generador diesel No. 1	101
Tabla No. 21 Parámetros de operación generador diesel No. 3	103
Tabla No. 22 Parámetros de generación generador diesel No. 3	104
Tabla No. 23 Consumo de combustible y eficiencia generador diesel No. 3	104
Tabla No. 24 Parámetros de operación generador diesel No. 4	105
Tabla No. 25 Parámetros de generación generador diesel No. 4	106
Tabla No. 26 Consumo de combustible y eficiencia generador diesel No. 4	107
Tabla No. 27 Características del banco de baterías seleccionado	108
Tabla No. 28 Parámetros de operación del banco de baterías	108

Tabla No. 29 Eficiencia y utilización del banco de baterías	109
Tabla No. 30 Arquitectura del sistema de generación más óptimo - diesel 0,70 USD/Litro	110

Índice de Figuras

Figura No. 1 Relación de localidades por departamento	35
Figura No. 2 Clasificación de localidades por número de habitantes.....	36
Figura No. 3 Inversión FAZNI por departamento 1*	39
Figura No. 4 Localidades clasificadas por horas de prestación del servicio de energía eléctrica	42
Figura No. 5 Localidades clasificadas por tecnología de generación de energía....	44
Figura No. 6 Localización del municipio de Inírida, capital del Departamento del Guainía – Colombia	52
Figura No. 7 Comportamiento de la demanda de energía por año	56
Figura No. 8 Curva de carga día de máxima demanda	57
Figura No. 9 Esquema general de equipos sistema solar 18 kWp Central de Generación de Inírida	66
Figura No. 10 Curva para un día característico: Demanda total de servicios auxiliares en color azul vs generación solar en color amarillo	68
Figura No. 11 Datos generales de operación arrojados por el EMS – Generación solar 18% del total de consumo de servicios auxiliares.....	68
Figura No. 12 Curva de radiación solar con los promedios horarios de 3 meses de operación.....	69
Figura No. 13 Curva que valida la relación entre la energía generada y la radiación solar – Relación directa.	69
Figura No. 14 Medición de velocidad del río Inírida-Sector puerto principal del municipio	74
Figura No. 15 Medición de velocidad del río Inírida-Sector comunidad indígena Coco	74
Figura No. 16 Atlas de viento y energía eólica en Colombia	76
Figura No. 17 Esquema general de la Micro red simulada	84
Figura No. 18 Resumen del flujo de la distribución de costos inversión-operación.	92
Figura No. 19 Distribución de costos para los 25 años de evaluación	94
Figura No. 20 Distribución de la generación de energía por fuente y equipo.....	96
Figura No. 21 Rangos de generación de energía para 12 meses	99
Figura No. 22 Rangos de generación de energía para 12 meses	102
Figura No. 23 Rangos de generación de energía para 12 meses	105
Figura No. 24 Rangos de generación de energía para 12 meses	107

Figura No. 25 Rangos de almacenamiento de energía para 12 meses 110
Figura No. 26 Costo de diesel vs capacidad de la instalación solar eficiente 111

1. INTRODUCCIÓN

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos que no se encuentran conectados al Sistema Interconectado Nacional SIN [1]. Las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica que atiendan localidades de ZNI pueden desarrollar en forma integrada todas las actividades de la cadena de suministro, esto es la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica [2]. La prestación del servicio en éstas zonas se realiza de manera distinta al modo de operación del Sistema Interconectado Nacional, esto dado que no se tiene oferta diversificada de agentes generadores, distribuidores y comercializadores y principalmente dado que no se cuenta con un Mercado de Energía Mayorista las reglas de operación son exclusivas para dichas zonas, el negocio de transmisión se elimina de la fórmula tarifaria por no existir naturalmente. Las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica son reguladas al igual que en el Sistema Interconectado Nacional, por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG [3] , específicamente lo relacionado a las metodologías generales para remunerar las actividades y establecer las fórmulas tarifarias y costos unitarios de prestación del servicio.

La regulación en las ZNI, es necesario que contemple, entre otros, los siguientes aspectos en su esquema tarifario: i) los costos reales requeridos en la generación de energía eléctrica; ii) los costos de administración, operación, mantenimiento AOM y reposición de redes y equipos según las características demográficas de cada zona; y iii) los costos necesarios para garantizar el funcionamiento del Centro Nacional de Monitoreo CNM[4]. De igual manera

para asegurar la continuidad del servicio, los cargos de AOM requerido para las actividades de generación, distribución y comercialización deben reflejar los costos reales de prestación del servicio. A parte de la anterior descripción y rigurosidad normativa en la prestación del servicio de las ZNI, se deben tener en cuenta las características reales de dichas zonas, la particularidad, entre otros regionalizarlo: Las Zonas no Interconectadas tienen como característica fundamental ser poblaciones que están alejadas de los centros que concentran la mayor población colombiana y estar ubicadas en lugares que presentan grandes limitaciones en materia de red vial, tanto en el ámbito urbano como rural. El transporte empleado en las ZNI es terrestre, fluvial, marítimo y aéreo, y depende principalmente de cada época del año.

La implementación de soluciones energéticas sostenibles en ZNI, con baja densidad poblacional, limitados recursos e infraestructura, requiere de un entorno institucional y regulatorio que tenga en cuenta las particularidades de cada zona en sus ámbitos, social, económico y ambiental, por lo que se requiere, facilitar la implementación de tecnologías que consideren éstos aspectos en ZNI [5]. Otro punto que es importante revisar en ZNI es la confiabilidad y el nivel de expansión del servicio, esto dado que gran parte de la infraestructura existente presenta altos niveles de obsolescencia lo cual contribuye a que se presenten bajos índices de calidad. Las poblaciones que hacen parte de las ZNI, presentan bajos niveles de demanda de energía eléctrica y la situación logística hace que sea inviable desde el punto de vista técnico, económico y ambiental, la instalación de grandes redes eléctricas [6].

El mayor porcentaje de energización de las ZNI se encuentra en los centros poblados de las cabeceras municipales, éstas zonas en su mayoría cuentan

con generación térmica diésel para abastecer sus necesidades energéticas [7]. Teniendo en cuenta que de estos centros poblacionales se dispone de información confiable principalmente del Centro Nacional de Monitoreo CNM, entidad adscrita al Instituto de Planificación y promoción de soluciones energéticas para las Zonas no Interconectadas IPSE, se propone centrar este trabajo en el estudio de la implementación de fuentes de generación renovable para una de las principales localidades de las ZNI. Para los demás centros poblados de las ZNI, sin restarles importancia, sería complejo pretender realizar análisis con el suficiente sustento y rigurosidad técnica puesto que el acceso a información demográfica es básico y lo relacionado a sistemas de generación, distribución, demanda de energía entre otros, es bastante limitado.

Identificación del problema

De las ZNI, en muchas de las zonas donde hay cobertura, el servicio se presta algunas horas al día y es costoso[8]; dado que la energía se tiene que generar en los mismos centros poblados, en consecuencia, es fundamental contar con los recursos energéticos, en este caso combustibles líquidos para garantizar la generación de energía y como se analizó anteriormente, los medios de transporte son escasos, la geografía es complicada y no hay información confiable en algunas zonas para proyectar costos. Sin embargo, las ZNI no cuentan con la infraestructura que permita el abastecimiento de energéticos a partir de los medios de transporte utilizados tradicionalmente, lo cual conlleva que el costo de los combustibles se eleve y dado que depende de transportes fluvial principalmente, este depende de las épocas del año y las temporalidades de invierno y verano en las zonas, lo que concluye que el suministro de energéticos no sea confiable, ni constante [7].

De acuerdo con lo anterior, se hace necesario revisar detalladamente una solución energética para éstas zonas que incluya entre otras, la diversificación de la canasta energética por medio de energía renovables, aprovechando la reciente Ley 1715 del 21 de mayo de 2014 que fomenta el uso de estas iniciativas especialmente en ZNI, la cual se encuentra en proceso de reglamentación; la cual específicamente dentro de su priorización de temas a las ZNI buscando principalmente sustituir progresivamente la generación con combustible que tiene como objetivos reducir los costos en la prestación del servicio y las emisiones contaminantes.

Para este trabajo se utiliza la evaluación y análisis detallado de las potencialidades de recursos solares, eólicos, biomasa y demás, puesto que ya han sido estudiados e investigados seriamente por autores particulares y Universidades reconocidas, como es el caso de los Atlas de radiación solar y viento en Colombia, elaborado por el Instituto de Estudios Ambientales IDEAM y la Unidad de Planeación Minero Energética UPME. Dichos atlas han sido utilizados para el dimensionamiento básico de soluciones solares y eólicas en el país, sin embargo dichos planos incluyen cifras globales por territorio y unos límites mínimos y máximos para ambos recursos energéticos, es recomendable trabajar con los datos mínimos con el fin de ser conservadores a la hora de dimensionar las soluciones particulares para cada zona.

La falta de medida del potencial energético en cada localidad ha sido un obstáculo para pasar de la etapa de preinversión a un paso más convincente como lo es la prefactibilidad de un proyecto, y actualmente se evidencia cada vez más la necesidad de contar con medición confiable de recursos energéticos renovables como lo son principalmente radiación solar, velocidad del viento, y por qué no otras fuentes energéticas, puesto que lo que plantea la nueva regulación por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG y la Unidad de Planeación Minero Energética UPME apunta cada vez más a contar

con información certera que permita valorar y validar el potencial energético de fuentes renovables de energía.

En lo referente a la valoración de potenciales, se establecen por ejemplo, en las resoluciones y proyectos de resolución CREG las metodologías para el cálculo de energía en firme para el Cargo por Confiabilidad ENFICC para plantas solares y eólicas. Para validar el potencial de aprovechamiento del recurso eólico por ejemplo, se establece que se deben contar con mediciones de viento de mínimo 10 años en intervalos de 15 minutos cada uno, se pueden también, tener datos de 3 o 4 años pero demostrar mediante un cálculo auditado que esta serie se mantendrá para los siguientes años.

Los anteriores requisitos ratifican cada vez más la necesidad de invertir y contar con medición de potenciales al menos en las zonas en donde urge una diversificación de la matriz energética y disminuir la dependencia de combustibles fósiles o fuentes limitadas de recursos, estas zonas son en principio la Zonas no Interconectadas de Colombia.

Contar con mediciones es absolutamente indispensable para elaborar los estudios básicos y viabilidad técnica y financiera de un proyecto, con datos estimativos sólo se puede contar con ideas de proyectos lo que retrasa validar etapas de factibilidad. Sin embargo algunas entidades del país y agentes privados han evidenciado esta necesidad y están realizando las inversiones en infraestructura de medición, organización y análisis de potenciales.

Pese a lo anterior, en Colombia y el mundo se cuenta con herramientas tecnológicas y sistemas de información con mediciones generales, promedios mensuales y multianuales que son de gran utilidad para iniciar con los estudios básicos de un proyecto con fuentes renovables, específicamente energía eólica y solar.

En el actual trabajo se utilizarán datos tanto de sistemas de información como de bancos de datos de mediciones realizadas directamente en los sitios.

1.1 Objetivos de la tesis

1.2.1 Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnico - económica de la implementación de fuentes de generación renovables en una localidad de las Zonas no Interconectadas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar las principales localidades municipales de las ZNI teniendo en cuenta sus potenciales energéticos, demografía y características de generación y demanda de energía con el fin de determinar su viabilidad en la implementación de proyectos con fuentes de generación de energía variable.
- Diseñar una solución de energización con fuentes de generación variable a nivel de prefactibilidad que incluya conceptos de redes inteligentes en una zona específica de ZNI seleccionada.
- Revisar un esquema remunerativo para la operación de la solución de energización de la zona específica que se adapte a la regulación de las ZNI.

1.2 Estructura del documento

El presente documento está separado en cinco capítulos, en la primera parte se presenta la parte introductoria y antecedentes del problema a desarrollar, en los siguientes tres capítulos se presenta el desarrollo de cada uno de los objetivos específicos y en la parte final se realizan las conclusiones generales del trabajo.

2. MARCO GENERAL ZONAS NO INTERCONECTADAS EN COLOMBIA

Con el fin de tener un contexto muy claro de las condiciones de operación del sistema eléctrico en las Zonas no Interconectadas ZNI del país, a continuación se presentan algunos conceptos fundamentales de la temática y posteriormente se realizará una descripción de la normativa con la que operan estas zonas en cuanto a la prestación del servicio de energía eléctrica.

1.2.3 Marco regulatorio en Colombia

Las leyes correspondientes a la actividad de generación de electricidad en Colombia son la 142 de 1994 (Ley de servicios públicos) y la 143 de 1994 (Ley eléctrica). Al respecto, también son importantes otras como la 689 de 2001 y la 1215 de 2008 (ley de cogeneración).

Por su parte, el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG han expedido diferentes documentos indicativos, proyectos de regulación, decretos reglamentarios y resoluciones en donde se regulan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Específicamente en lo relacionado a generación en ZNI, generación de energía con fuentes de energías no convencionales, eficiencia energética, redes aisladas, autogeneración, la cual se describirá a continuación:

Normatividad que aplica actualmente en ZNI:

Resolución CREG 091-2007: Es la metodología general que remunera actualmente las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica y las respectivas fórmulas tarifarias para las ZNI. Dentro de las

características fundamentales de la resolución se encuentra la división de las ZNI en 12 grandes grupos incluyendo el Archipiélago de San Andrés y Providencia y Amazonas, los dos departamentos con mayor demanda de energía de ZNI. Esta división es utilizada para asignar valores diferentes a algunos ítems de la operación como el transporte de combustibles y lubricantes [3].

Por otro lado, separa los valores a reconocer por inversión dependiendo el tipo de tecnología, instalación y capacidad instalada principalmente para: Generación con combustible diesel, instalaciones solares fotovoltaicas aisladas y centralizadas, centrales hidroeléctricas a pequeña escala.

La resolución entró en vigencia en enero de 2008 y desde entonces es la utilizada para liquidar las cuentas de los diferentes agentes generadores, distribuidores y comercializadores de energía eléctrica.

Con la remuneración actual, se garantizan los recursos para poder realizar las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento a la infraestructura eléctrica de las ZNI, en cuyo esquema de remuneración se incluyen los subsidios por menores tarifas que aporta el Ministerio de Minas y Energía, lo que garantiza la prestación del servicio de energía eléctrica en estas zonas, puesto que el aporte de los usuarios del servicio es reducido dado que ellos deben pagar tarifas equivalentes a lo que paga un usuario en el punto más cercano de una subestación a 115 kV respecto a cada localidad, garantizando de esta manera igualdad y acceso a energía eléctrica para todo el territorio nacional.

Si bien, en las ZNI en donde se tiene consolidado un esquema de comercialización, los usuarios pagan mensualmente por el servicio de energía eléctrica, este valor no alcanza a reconocer los costos de generación en aquellas localidades donde la generación es a base de combustible diesel, por

lo que es el esquema de subsidios por menores tarifas definidos en la Resolución MINIMINAS 182138 – 2007 [9], el que cubre los valores faltantes para cubrir los costos reales del costo unitario de energía eléctrica suministrada.

A continuación se muestra un resumen con las principales características de la resolución CREG 091-2017 que es la normativa que aplica actualmente a ZNI, enfocada respecto a la metodología para la remuneración de la actividad de generación de energía:

Componente de Administración: Este valor es igual para cualquier tipo de tecnología utilizada en la generación de energía eléctrica, ya sea agua, diesel, gas, o cualquier otra fuente convencional o no convencional de energía. Actualmente se tasa en un 10% aproximadamente de los costos de operación.

En este componente se remuneran entre otros: Los costos de personal administrativo, personal operativo, papelería, seguros, servicios públicos, tasas y contribuciones, impuestos y costos financieros para apalancar la operación.

Componente de Operación: Este cargo se remunera dependiendo el tipo de tecnología utilizado en la generación de energía, diferenciando la resolución en las siguientes: Tecnología para combustible diesel, combustible Fuel Oil, Centrales Hidroeléctricas a pequeña escala, sistemas solares y otras tecnologías. Para cada tecnología los costos de operación se calculan de manera diferente dependiendo los recursos a utilizar, por ejemplo en el caso más común para ZNI, el cual es diesel, el componente de operación está dado por:

Costo de operación=Costo de combustible + costo de lubricantes + transportes.

Los anteriores valores se deben llevar a la unidad, esto es a \$/kWh de manera que en la resolución mencionada se encuentran las tablas de conversión de

acuerdo con la eficiencia de las unidades dependiendo la capacidad instalada y los costos de transporte de referencia anexos a dicha normatividad.

Para las demás tecnologías mencionadas se aplican diferentes metodologías y fórmulas de cálculo, remunerando en algunos casos un valor fijo por kWh generados y en otros casos, valores fijos por capacidad en kW instalada. Este análisis se realizará en detalle en el análisis regulatorio que se desarrollará en el tercer objetivo del presente documento.

Componente de Mantenimiento: Este valor también depende del tipo de tecnología y remunera en general los costos de personal técnico, repuestos, pruebas predictivas, preventivas y consumibles requeridos en los mantenimientos, teniendo en cuenta principalmente las horas de operación y capacidad de equipos de generación, esto principalmente para tecnologías que requieran el uso de combustibles.

Componente de Inversión: La inversión reconocida en la resolución, reconoce todos los costos y gastos requeridos para construir, reponer o ampliar la capacidad instalada en generación de energía eléctrica, tales como: Estudios previos, estudios técnicos e ingeniería, adquisición e instalación de equipos principales, complementarios y obras conexas, adquisición de predios, infraestructura, transporte de equipos e imprevistos. Los valores reconocidos dependen de la capacidad instalada en kW, horas de prestación del servicio y se remunera en \$/kWh para tecnología diesel y en \$/kW instalado para oras tecnologías como Hidráulica o solar.

La sumatoria de los anteriores componentes en la fórmula definida en la metodología, da como resultado el cargo máximo de generación que es

reconocido a los agentes generadores que se remuneran bajo esta metodología y no bajo el esquema “Costos reales” que como su nombre lo indica tiene en cuenta los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento en los que se incurre para la generación, que en algunos casos pueden ser mayores o menos a los reconocidos por CREG.

Esta metodología de remuneración ha permitido garantizar a los agentes generadores en ZNI los recursos necesarios para darle continuidad, confiabilidad y calidad en la generación de energía eléctrica, sin embargo como se analizará más adelante, esta normatividad no incentiva la generación con otras fuentes de generación pues los valores a remunerar en generación diesel son atractivos, adicionalmente la resolución se queda corta en algunas escalas y parámetros técnicos para otro tipo de tecnologías, limitando su implementación pues se tienen vacíos regulatorios para su implementación.

Ahora bien, la resolución anterior requiere un soporte normativo que garantice que los prestadores de servicio en ZNI cuenten con los recursos necesarios para ejecutar sus actividades, es decir se requiere contar con un esquema de subsidios estatales. A continuación se describe de manera general la normatividad que regula el acceso a subsidios para los usuarios de ZNI:

Resolución MINIMINAS 182138 - 2007: Incluye el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctricos en las ZNI, tomando como referencia para la aplicación de subsidios la diferencia entre el costo de prestación del servicio

aprobado por CREG (Resolución CREG-091-2007) para una localidad en particular y la tarifa aplicada a los usuarios del servicio de energía eléctrica a usuarios residenciales del mismo estrato en un punto del Sistema Interconectado Nacional que cuente con punto de conexión de 115 kV más cercano a la localidad en particular. El consumo subsidiado es aquel que se encuentre por debajo del consumo de subsistencia. Por otro lado establece el factor de capacidad y horas de servicio para localidades con menos de 300 usuarios [9].

Resolución MINIMINAS 182138 – 2007: Dicha resolución establece el consumo de subsistencia del servicio de energía eléctrica, el cual es diferenciado para localidades que se encuentren en alturas inferiores a 1.000 msnm y superiores a 1.000 msnm.

Normatividad en tránsito:

Resolución CREG 004-2014: *“Metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en zonas no interconectadas”*: Dicha resolución nació del requerimiento normativo que da vigencia de 5 años a las fórmulas tarifarias, en este sentido, la actual resolución CREG 091-2007 lleva 8 años vigente. La nueva resolución finalizó la etapa de consultas y se está a la espera de su entrada en vigencia. Dicha propuesta de resolución propone cambios estructurales, destacando como objetivos: Fomentar el uso de tecnologías de generación que permitan el

aprovechamiento de fuentes renovables de energía, facilitar la medición de los consumos, flexibilizando esquemas de medición que permitan la prestación eficiente y continua del servicio [10].

LEY 1715 del 21 de mayo de 2014: *“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”*: La ley que se encuentra en proceso de reglamentación, tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las ZNI y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda. Algunos de los puntos estratégicos de la ley ya han sido reglamentados, destacando: Incentivos tributarios a las fuentes de energía renovables de naturaleza no convencional y eficiencia energética, autogeneración a pequeña escala y energía en firme para plantas solares [11].

Proceso de reglamentación Ley 1715:

Resolución MinAmbiente 1283 de 8 agosto de 2016: "Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de

beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables - FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones"

Decreto 2143 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía: "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014."

Resolución UPME 0281 de 2015: "Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala"

Resolución CREG 024 de 2015: "Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)"

Decreto 1623 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía: "Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas"

Decreto 2492 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía: "Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda"

Decreto 2469 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía: "Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración"

Resolución CREG No.243-2016: "Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas".

De acuerdo con las normatividad mencionada anteriormente, en la tabla No.1 se muestra un análisis detallado punto a punto de las diferencias de la actual resolución con la nueva propuesta para ZNI. Esta nueva propuesta fue motivada principalmente por los siguientes aspectos:

1. Diferenciación de las regiones de ZNI en nueve (9) subregiones con características demográficas similares.
2. Remuneración de cargos por energía generada y no por potencia instalada.
3. Los cargos en generación son independientes de la tecnología empleada.
4. Incentivos para generación con fuentes renovables, fósiles e híbridas con el fin de identificar el sistema de generación eficiente.

Tabla No.1 Análisis principales diferencias Regulación actual Vs propuesta regulatoria.
Fuente: Elaboración propia.

CARACTERÍSTICA	CREG 091-2007 Actual[3]	CREG 004-20014 Propuesta [10]
Clasificación por fuente de generación.	Remuneraba un cargo máximo según tecnología (diesel, PCH, solar u otra según solicitud específica)	Remunera un cargo máximo en generación con referencia al diesel. La fuente con la que finalmente se genere es riesgo del agente generador.
Clasificación de localidades.	Solo se catalogaban según horario de prestación del servicio y zona geográfica. Esta última característica era utilizada solo para la estimación del costo de transporte de combustible.	Existe una clasificación según: Ubicación geográfica Horario de prestación del servicio Rango de potencia Cantidad de usuarios Consumo por usuarios.
Clasificación por ubicación.	No clasifica las zonas	Clasifica las ZNI en 9 regiones.
Clasificación por horario de prestación del servicio.	Se consideraba el horario de prestación del servicio como criterio de remuneración de inversiones para 6, 12 Y 24 horas.	Se considera como variable en la remuneración tanto de inversiones como AOM: En Inversiones se consideran rangos de 4, 6, 8, 12, 18 y 24 horas.
		En AOM se consideran rangos de 4-12 horas, 14-18 horas y para 24 horas según potencia instalada.
Clasificación por rango de potencia.	Se consideraba solo para remunerar inversiones y mantenimiento según potencia nominal de cada unidad de generación de energía.	Aplica para remunerar el AOM en localidades con 24 horas de prestación del servicio. Establece 2 rangos para la central en general (no por unidad de generación):
		< 500 kW
		> 500 kW
Remuneración Inversiones.	Como ejemplo se toma: Unidad de 1.000 kW 24 horas: Remunera 116 \$/kWh a pesos de diciembre 2006	Como ejemplo se toma: Unidad de 1.000 kW 24 horas: Remunera 45 – 50 \$/kWh a pesos de diciembre 2012. Reducción del 61% de la remuneración.

Remuneración mantenimiento.	Se remunera de forma independiente. Unidad tipo de 1.000 kW 24 horas: 41 \$/kWh a pesos de diciembre 2006	La nueva resolución remunera un único valor anual para todo el OM sin combustible. Para toda la actividad remunera 96 millones año. Equivalente para cada central así: Se da una reducción de entre 70% y 89%.
Remuneración administración.	Se remunera como un valor variable equivalente al 10% del costo del combustible y el lubricante.	Se remunera como un valor fijo por año de 196 millones por año. Se da una reducción en la remuneración de entre 54% y 79%.
Remuneración por combustible	Se remunera a base de precio unitario regulado por Ecopetrol y eficiencias establecidas por CREG. 12,4 kWh/gal unidad tipo 1.000 kW	Se remunera igualmente a base de precio unitario regulado por Ecopetrol y eficiencias establecidas por CREG. 12,4 kWh/gal unidad tipo 1.000 kW Rendimientos reales por el orden de 14,5 kWh/gal unidad tipo 1.000 kW (con tecnología actual)

La nueva propuesta de regulación, de materializarse, recoge la mayor parte de objetivos y metas que se ha planteado el Gobierno Nacional a través de sus planes y programas en materia de energías limpias; esto dado que el gran objetivo de la propuesta de resolución CREG 004-2014 es incentivar la implementación de fuentes de generación renovables convencionales y no convencionales en la canasta energética de las ZNI, garantizando con los cargos propuestos, la sostenibilidad de la infraestructura.

Desde el punto de vista de los cargos de remuneración propuestos, los ingresos por materia de inversión y operación garantizarían el cierre financiero de muchos proyectos que se encuentran viabilizados, el tema a seguir es la

vigencia, pues por jerarquía jurídica, la resolución CREG depende de la ley 142 de 1994 quién define como periodo tarifario un máximo de 5 años, es decir que las metodologías y fórmulas tarifarias deben ser actualizadas en este periodo, sin embargo, la vigencia de la anterior resolución cumplió ya 8 años y siguen corriendo los meses, por lo que en materia de proyectos de inversión existe un riesgo en cuanto a periodo de vigencia de las resoluciones, pero también se cuenta con elementos jurídicos a los que se puede apelar para extender la vigencia buscando el equilibrio financiero de un proyecto que ya se encuentre en ejecución.

Por lo anterior, se puede evaluar como positivo desde el punto de vista de eficiencia y sostenibilidad la aplicación de esta nueva propuesta, que en términos generales plantea como reto, el reemplazo de tecnologías de generación costosas y ambientalmente negativas como el diesel por cualquier otra fuente que garantice la continuidad, confiabilidad y calidad en la generación de energía, y por esta nueva alternativa se reconoce el mismo valor por unidad de energía en kWh de lo que se reconoce para combustible diesel, el cual se usa como referencia, por ser en consecuencia, el energético más costoso para ZNI.

El reto, es entonces para el Gobierno Nacional, puesto que esta nueva propuesta trae como desafíos, el incremento en la cuota de subsidios que se deben aportar a los agentes generadores de energía eléctrica en ZNI lo que

permite apalancar los costos asociados a dicha actividad, pues si bien, los valores que propone la resolución para remunerar la generación con diesel son menores a los actuales, éstos valores también se deben reconocer para la generación de energía con cualquier tecnología, ya sea hidráulica, solar, biomasa, GLP, entre otras, lo que en consecuencia, por lo atractivo de la propuesta, traerá incremento en inversiones, ampliación de capacidad instalada y demás aspectos que requerirían incrementos considerables en las cuotas de subsidios.

Para concluir, los incentivos a la generación con fuentes renovables de energía deben ser asumidos por El Estado.

En Colombia si bien hay una marcada tendencia a buscar fuentes de generación de energía renovables, lo que se soporta en la política energética que está siendo expedida por el Estado, es importante anotar este tipo de energías se están analizando, algunas ya han sido validadas y se han construido grandes proyectos, para energía solar principalmente, sin embargo falta validar algunos tipos de tecnologías en proyectos piloto, probados de los cuales se tenga gran cantidad de datos que permitan estructurar un proyecto a gran escala con mayor certeza.

En éste ámbito, se verá a continuación una iniciativa materializada en Chile que permitió validar el funcionamiento de un sistema de generación de energía híbrido y gestionar la demanda en tiempo real:

Energización en zonas aisladas - Casos internacionales

Chile: Huatacondo es un poblado ubicado en la Región de Tarapacá, Chile. Huatacondo se convirtió en la primera localidad chilena en generar su electricidad por medio de una microrred aislada con la ejecución de un proyecto consistente en un sistema eléctrico que cuenta con aportes energéticos de una turbina eólica, sistema solar, un banco de baterías y un grupo electrógeno. La microrred realiza una gestión optimizada de los recursos energéticos locales: viento y radiación solar de manera que se pueda reducir el consumo de combustible diésel. La microrred tiene incorporado un sistema Social SCADA, el cual provee herramientas que apoyan a la comunidad en tareas de administración, monitoreo y operación de la microrred.

Como hechos importantes del sistema se pueden resaltar:

- El proyecto se implementó en el año 2010, el servicio de energía eléctrica pasó de 10 horas a 24 horas.
- Se alcanzó una disminución en la utilización combustible diesel de un 50%.
- Se mejoraron las condiciones de confiabilidad y calidad de la energía suministrada.

1.2.4 Caracterización Zonas no Interconectadas en Colombia

Las ZNI (ZNI) son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional SIN. Estas zonas representan el 52% del territorio nacional, el cual incluye 90 municipios, 1.448 localidades, 96 cabeceras municipales, de las cuales 5 son capitales de departamento y 20 territorios especiales, biodiversos y fronterizos.

Las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las ZNI pueden desarrollar en forma integrada, las actividades de generación, distribución y comercialización. Dado que no se tiene oferta diversificada de agentes generadores, distribuidores y comercializadores y principalmente como no se cuenta con un Mercado de Energía Mayorista las reglas de operación son exclusivas para dichas zonas, el negocio de transmisión se elimina de la fórmula tarifaria por no existir naturalmente.

Con el objetivo de encontrar información fiable y suficiente que permitiera un desarrollo idóneo de la temática, se revisaron fuentes de información primaria y publicaciones de las entidades estatales: Ministerio de Minas y Energía, Sistema de Información Eléctrico Colombiano SIEL, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI IPSE, Unidad de Planeación Minero Energética UPME, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD, Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de COLOMBIA IDEAM, consultas directas a empresas prestadoras del servicio, empresas dedicadas al

desarrollo de proyectos en estas zonas, proveedores de tecnología, y otros gremios del sector. Por otro lado se realizaron consultas académicas en bases de datos reconocidas, artículos, publicaciones, tesis de posgrado relacionadas con estudios de sistemas híbridos, fuentes de energía renovable, potenciales energéticos, entre otros temas de qué trata el actual documento.

Para iniciar la caracterización de las ZNI en Colombia, se inició con el listado de 90 localidades registradas oficialmente, sin embargo la lista fue reducida a 52 localidades, esto debido a que no se encontró información suficiente en las fuentes anteriormente mencionadas que permitieran realizar una caracterización al menos básica de dichas localidades, en lo relacionado a información poblacional, características del servicio de energía eléctrica, sistema de generación, entre otros. Dado entonces que no se contó con información confiable, del listado total, se inició el análisis con 52 localidades entre cabeceras municipales y comunidades. El listado se muestra a continuación:

Tabla No. 2 Listado de localidades estudiadas.
Fuente: Elaboración propia.

#	CENTRO POBLADO	DEPARTAMENTO
1	Acandí	CHOCÓ
2	Arusi (corregimiento)	CHOCÓ
3	Bahía solano	CHOCÓ
4	Barranco Minas	GUAINÍA
5	Bazan (Corregimiento)	NARIÑO
6	Bocas de Curay	NARIÑO

7	Bocas de Satinga (Olaya Herrera)	NARIÑO
8	Capurganá	CHOCÓ
9	Caruru	VAUPÉS
10	Chajal	NARIÑO
11	Alto baudó	CHOCÓ
12	Cumaribo	VICHADA
13	Cupica	CHOCÓ
14	El Charco	NARIÑO
15	Salahonda - Francisco Pizarro	NARIÑO
16	Guapi	CAUCA
17	Inírida	GUAINÍA
18	Iscuandé	NARIÑO
19	Isla Fuerte	BOLÍVAR
20	Isla Múcura	BOLÍVAR
21	Jurado	CHOCÓ
22	La Primavera	VICHADA
23	La Tola	NARIÑO
24	Leguizamo	PUTUMAYO
25	Leticia	AMAZONAS
26	Mapiripan	META
27	Miraflores	GUAVIARE
28	Mitú	VAUPÉS
29	Mosquera	NARIÑO
30	Napipi (Corregimiento)	CHOCÓ
31	Nazareth	GUAJIRA
32	Nuqui	CHOCÓ
33	Pital	NARIÑO
34	Pizarro (Bajo Baudó)	CHOCÓ
35	Providencia	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS
36	Puerto Carreño	VICHADA
37	Puerto Conto	CHOCÓ
38	Puerto Merizalde	VALLE DEL CAUCA
39	Puerto Nariño	AMAZONAS
40	Puerto Saija	CAUCA
41	Remolino Del Caguán	CAQUETÁ
42	San Andrés	SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA
43	Santa Cruz del Islote	BOLÍVAR

44	Santa Genoveva de Docordó - Litoral del San Juan	CHOCÓ
45	Santa Rosalía	VICHADA
46	Sipi	CHOCÓ
47	Taraira	VAUPÉS
48	Tarapacá	AMAZONAS
49	Timbiqui	CAUCA
50	Titumate	CHOCÓ
51	Unguía	CHOCÓ
52	Vigía del fuerte	ANTIOQUIA

Para este documento en el primer análisis se hace una diferenciación de localidades por Departamento, de las cuales, la mayor parte se encuentran en el Departamento del Chocó con una representación del 28.85%, continuando con los Departamentos de Nariño y Vichada con el 19.23% y 7.69% respectivamente, en la siguiente tabla se muestra dicha clasificación:

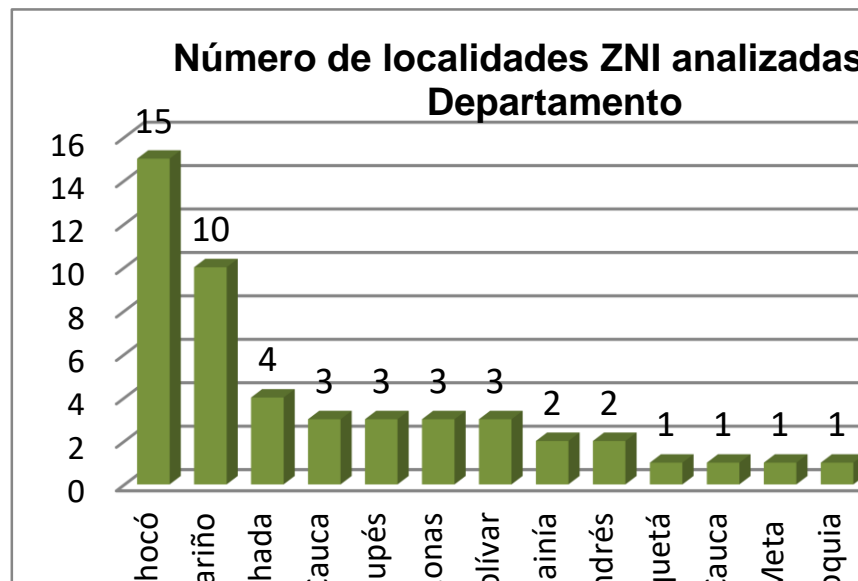


Figura No. 1 Relación de localidades por departamento

Las localidades municipales estudiadas incluyen la participación de casi 600.000 habitantes, encontrando sitios que cuentan con alrededor de 600 habitantes hasta la localidad más grande de ZNI, San Andrés con casi 80.000 personas. A continuación se muestra la clasificación:

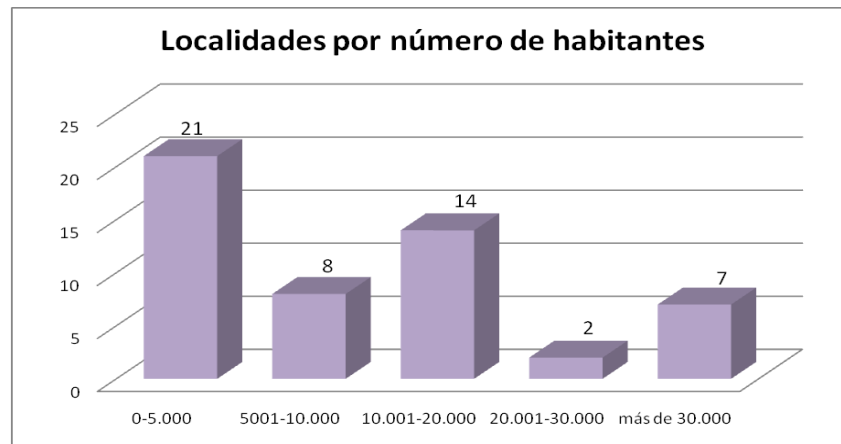


Figura No. 2 Clasificación de localidades por número de habitantes.

Fuente: DANE Censo General 2005 – Proyecciones 2016

De acuerdo con la anterior información, más de la mitad de las localidades analizadas cuentan con menos de 10.000 habitantes, de igual manera se encuentra que las localidades que cuentan con mayor número de habitantes son principalmente las capitales de departamento como San Andrés, Leticia, Mitú y otras grandes localidades del Chocó y Cauca como Pizarro y Timbiquí respectivamente.

Para entrar en materia, a continuación se realiza la descripción de las localidades de acuerdo con las características energéticas, principalmente en lo relacionado a la prestación del servicio de energía eléctrica.

1.2.5 Características del Sistema Eléctrico

La prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI del país fue, hasta hace poco, una de las principales necesidades insatisfechas respecto a los servicios públicos domiciliarios de las zonas, esto generado por varias razones principalmente por la poca diversidad que tiene la canasta energética, en las cuales el protagonista de la generación son las fuentes convencionales específicamente combustibles de origen fósil como es el diesel o ACPM, lo que hace que los costos de generación de energía eléctrica sean elevados, adicionalmente gran parte de las zonas están ubicadas en territorios de difícil acceso, algunos no cuentan con vías que los comuniquen con el centro del país, y se encuentran a distancias considerables de carreteras, terminales, marítimos y aéreos lo que dificulta todas las actividades logísticas requeridas para la correcto funcionamiento de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica.

La cadena de abastecimiento de combustibles, lubricantes y repuestos se hace costosa y los tiempos de transporte y consecución de consumibles impide en ocasiones garantizar la continuidad en la prestación del servicio, de igual manera en algunas zonas, el acceso a educación técnica es limitado por lo que no se dispone de personal con el conocimiento técnico suficiente que garantice la ejecución de labores de operación y mantenimiento de la infraestructura cumpliendo estándares técnico y normativos.

1.2.6 Política energética para las ZNI

Dadas las características anteriores y con el fin de garantizar igualdad y soberanía y presencia del Estado en las ZNI del país, el gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía ha establecido diferentes mecanismos principalmente financieros para garantizar la cobertura y la continuidad en la prestación del servicio, el primero de ellos y el más importante es el mecanismo de subsidios con el cual se garantiza que los usuarios de las ZNI tengan las mismas tarifas de energía de cualquier usuario que se abastece del servicio de energía del Sistema Interconectado Nacional SIN. Lo anterior justificado en los altos costos en la generación de energía eléctrica, esto es: Combustible, consumibles, modos de operación altos que reducen la vida útil de unidades generadoras, altos costos de transporte de consumibles: Lubricantes, repuestos, tasas ambientales, entre otros, conllevan a que se tengan costos unitarios de prestación del servicio de tres veces o más el costo del servicio en el Sistema Interconectado Nacional, esto a su vez incrementa la cuota de subsidios que debe aportar el Gobierno Nacional, pero garantiza de alguna u otra manera el flujo de caja necesario para que los operadores locales puedan prestar el servicio.

El segundo mecanismo creado es el FAZNI: *Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas*, creado bajo la Ley 633 de 2000. Es un fondo subsidiado por los usuarios del SIN, pues de cada kWh tranzado en el Mercado de Energía Mayorista MEN, se abona \$1 para el FAZNI; a través de este fondo se financian los proyectos de generación y distribución con la reposición de equipos, ampliando la capacidad instalada en las Centrales de generación, ampliación de redes de distribución para mayor cobertura y procurar la satisfacción de la demanda. Con el FAZNI se han ejecutado proyectos en gran parte de las ZNI pero las condiciones de operación de la

infraestructura no han sido las mejores por falta de soporte técnico en las zonas, condiciones de transporte, climáticas e incluso culturales lo que conlleva a la pérdida de la vida útil de la infraestructura construida en pocos años, por lo que el fondo ha financiado principalmente proyectos relacionados con reposición de infraestructura.

Entre los años 2004 y 2014 el FAZNI ejecutó proyectos por el orden de los 700 mil millones de pesos (COP), en la gráfica que se muestra a continuación, se detalla la inversión por departamento de las ZNI:

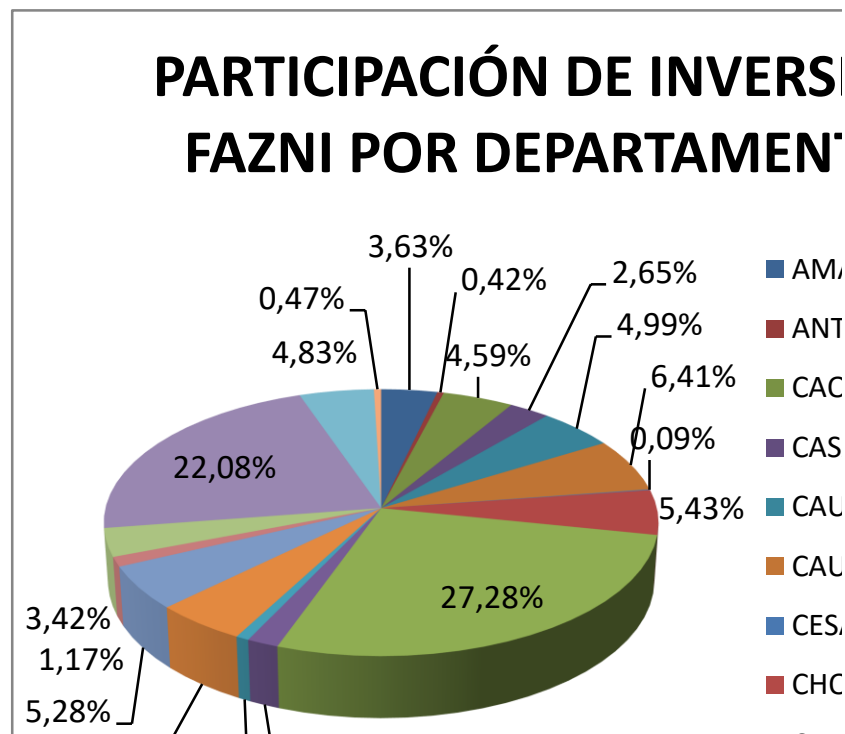


Figura No. 3 Inversión FAZNI por departamento 1*.

Fuente de valores: IPSE [12].

1*: De la gráfica se aclara que la inversión correspondiente a Costa pacífica incluye proyectos desarrollado en la región del Cauca y Nariño.

La figura de subsidios en estas zonas juega un papel fundamental para garantizar el acceso al servicio por parte de los usuarios y la remuneración de las actividades de Generación, Distribución y Comercialización a los prestadores del servicio, dichos subsidios hacen parte del presupuesto nacional anual. Por su parte, la resolución MINMINAS 182138 de 2006 estableció los consumos de subsistencia de las regiones en el país, con lo cual se garantizan unos máximos consumos subsidiables y de esta manera se pudo ejercer mayor control sobre la planeación y compromiso de recursos para cada una de las zonas.

Por otro lado, en el Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014 “Prosperidad para todos” se estableció para el sector energético como meta estratégica y prioritaria, incrementar en las principales cabeceras municipales de las ZNI el Tiempo promedio diario de prestación del servicio de energía en las cabeceras municipales de las ZNI, ZNI, el cual debía llegar a 24 horas, el objetivo se cumplió con la ejecución de proyectos de gran envergadura en 16 cabeceras municipales en 2014 y 6 en 2015 con el fin de completar las principales cabeceras con 24 horas de prestación del servicio de energía. Los proyectos fueron financiados con recursos FAZNI y en la gran mayoría consistió en la repotenciación y/o construcción de nuevas centrales de generación, adquisición de nuevas unidades de generación, transformadores, equipos de medida, control y protección, ampliación del sistema de medición de combustible y demás obras requeridas para garantizar la operación continua y cumpliendo estándares de calidad.

A continuación se presentan las localidades que incrementaron las horas de prestación del servicio entre 2014 y 2015:

Tabla No. 3 Municipios con 24 horas de prestación del servicio de energía.
Fuente: IPSE.

2014	2015
Vigía del fuerte	Caruru
Bajo Baudó	Taraira
Litoral de San Juan	Medio Atrato
Nuquí	Alto Baudó
Acandí	Solano
Unguía	Cauca
Jurado	
Miraflores	
Iscuandé	
Francisco Pizarro	
Mosquera	
El Charco	
La Tola	
La Primavera	
Santa Rosalía	
Cumaribo	

Con la implementación de los proyectos y ampliación del cupo de subsidios para la prestación del servicio las 24 horas, se incrementó notablemente el número de localidades y con ello varios factores sociales y económicos de gran importancia para las poblaciones.

Con el anterior hito, volvemos entonces al análisis en materia de energía eléctrica de las 52 localidades, encontrando los siguientes horarios promedios en la prestación del servicio:

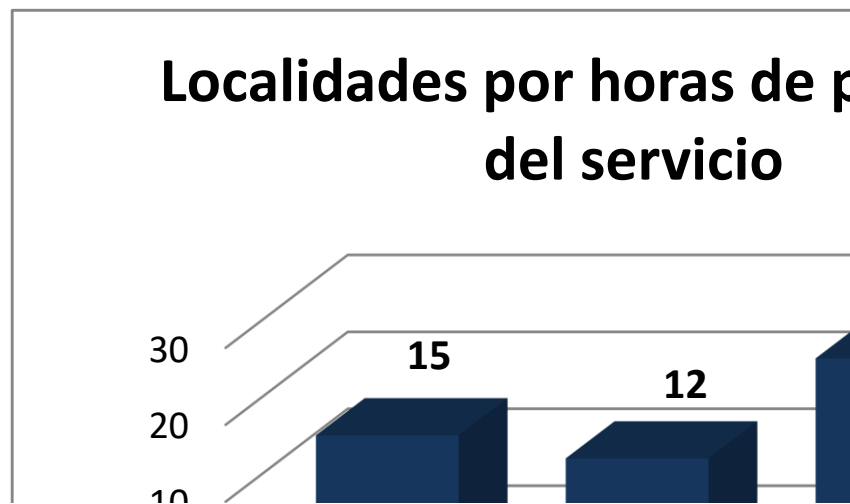


Figura No. 4 Localidades clasificadas por horas de prestación del servicio de energía eléctrica

Por lo anterior se encuentra que más del 70% de las localidades analizadas cuentan con 24 horas de servicio de energía eléctrica; es importante tener en cuenta que ésta información corresponde a las capacidades nominales de los recursos físicos en el Central y el esquema de subsidios aplicables, sin embargo algunas condiciones operativas como escasez de combustible, fallas en los sistemas de generación o distribución, limitaciones de recursos humanos de prestadores del servicio, o incluso ajustes que se van realizando en la transición de horarios para las localidades en donde se incrementó la oferta, hace que en la información medida mes a mes en algunas localidades se tengan menos horas de prestación del servicio, llegando incluso a la mitad como es el caso de Taraira en el Vaupés y Cumaribo en el Vichada que en los primeros meses del año 2016 los horarios fueron bastante reducidos.

No obstante a lo anterior, se continuará tomando como base para el presente estudio los datos oficiales y nominales de horas de prestación del servicio, pues en todo caso, esa continúa siendo la meta para el sector energético, ampliar tanto la cobertura como las horas de prestación del servicio en las principales cabeceras municipales de las ZNI.

Por otro lado, es importante precisar que dado el número de usuarios en algunas localidades como lo es en Nazareth en la Guajira, la resolución MINMINAS 182138 del 2007 solo permite unas horas al día de energía esto es para localidades de menos de 300 usuarios, que se prestan en horas de la noche, por lo que no es objeto del presente estudio ampliar dicha capacidad, pero sí en lo relacionado a la implementación de FNCER en la tecnología de generación.

Una vez analizadas las características generales del servicio, se describirán los tipos de tecnologías con que se cuenta en dichas localidades.

Del total de localidades se tiene que en su mayoría, esto es el 88% cuentan como única fuente de generación, la convencional con combustible fósil diesel, y la restante distribución incluye sistemas híbridos diesel - hidráulica en los municipios de Mitú- Vaupés y Bahía Solano-Chocó y sistemas híbridos diesel-solar centralizados se ubican en Santa Cruz del Islote en el archipiélago de San Bernardo en Bolívar y la comunidad de Titumate en el Chocó.

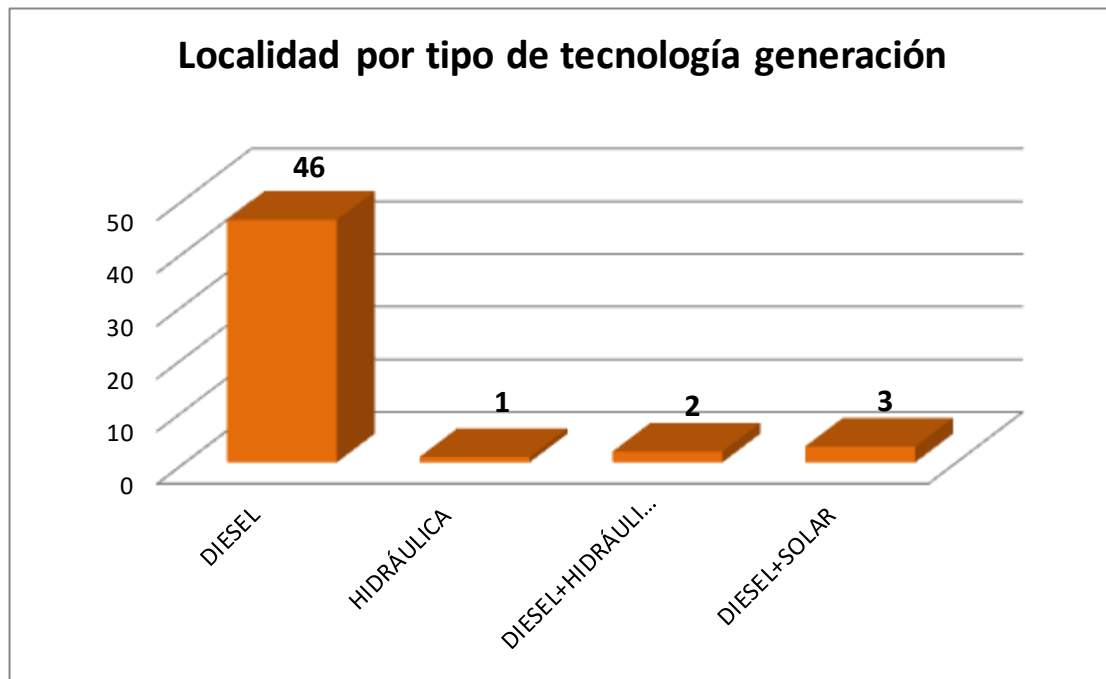


Figura No. 5 Localidades clasificadas por tecnología de generación de energía

Fuente: Elaboración propia a partir de consultas directas con prestadores del servicio en cada localidad.

La figura se realizó con fuentes de información primaria que tienen en cuenta la generación centralizada en cada localidad es decir que no se tuvo en cuenta la capacidad instalada en generación diversificada como lo son las soluciones individuales para viviendas.

Así las cosas el escenario es bastante claro, casi el 90% de las localidades estudiadas tienen como principal recurso energético la generación convencional, lo cual evidencia la poca aplicación de las iniciativas enmarcadas en las nuevas políticas en cuanto a incentivos para reemplazar el diesel, sin embargo esto se debe en su mayoría a demoras en el proceso de reglamentación y vacíos en los esquemas que remuneran las actividades de operación y mantenimiento de la infraestructura.

Con este panorama es claro que el diesel tiene sus ventajas, sin desenfocar el objetivo de este trabajo se debe reconocer que para las zonas alejadas del país, el combustible de origen fósil ha sido el principal recurso energético para generación de energía, con algunas ventajas: se puede llevar prácticamente a cualquier parte, así la logística de transporte se dificulte, si llega a cualquier sitio pone en funcionamiento un grupo electrógeno al menos en condiciones mínimas de operación, de igual manera se consigue en cualquier época del año, el suministro es confiable y en general en las zonas se tiene conocimiento mínimo en operación de plantas que funcionan a base de diesel.

Sin embargo su costo es bastante elevado comparado con otras tecnologías y ni hablar de sus efectos nocivos tanto en la combustión para generación de energía provocando emisión de gases de efecto invernadero y potenciales incidentes y contaminación en los procesos de transporte y almacenamiento. El diesel se debe reducir drásticamente como fuente de generación en las ZNI, y es allí su principal potencial de sustitución dados sus elevados costos y sus consecuencias negativas medioambientales, tema que se analizará en el capítulo quinto de este documento.

Con el objetivo de sustituir este energético en la generación y con el objetivo de aprovechar otras fuentes de energía renovable ya probadas en el país, se realizará a continuación un análisis integral de viabilidad de integrar estas fuentes no convencionales de energía y reducir el uso del diesel garantizando continuidad y confiabilidad, por lo que se analizará una a una las localidades y sus proyecciones en el corto plazo en cuanto a posible interconexión en el SIN, proyectos que estén en ejecución, proyección de demanda, potenciales energéticos y así filtrar las localidades que cuenten con las condiciones para implementar soluciones a gran escala con FNCER.

A continuación se muestran entonces, los principales proyectos de expansión del sistema de transmisión en el país:

1.2.7 Proyección del sistema energético en ZNI

Las ZNI en el país se han venido reduciendo poco a poco debido a la expansión del Sistema Interconectado Nacional. Entre los proyectos de ampliación del SIN más estratégicos para el país que se están ejecutando o finalizando, se destacan:

1.2.8 Línea de Interconexión Eléctrica Popayán – Costa Pacífica – Cauca – Nariño

La línea de Interconexión Comprende el diseño, construcción y montaje del Proyecto “Línea de Interconexión Eléctrica a 115 kV desde Popayán a Guapi– Costa Pacífica– Cauca–Nariño y SE asociadas”, contempla construcción Redes de subtransmisión y distribución: 11 tramos, con longitud total es de aproximadamente 430 km (520 km en líneas), 1 Sub Estación por ampliación, 9 Sub Estaciones nuevas.

El proyecto finalizó su construcción en el mes de diciembre de 2015, sin embargo la totalidad de los tramos no han entrado en operación dadas

condiciones administrativas para la comercialización de la energía, sociales, entre otras.

Una vez entre en servicio la totalidad de la línea, harán parte del Sistema Interconectado Nacional, los siguientes municipios que pertenecen al grupo inicial de 52 localidades estudiadas:

1. Bocas de Satinga – Nariño
2. El Charco – Nariño
3. Salahonda – Francisco Pizarro – Nariño
4. Guapi – Cauca
5. Iscuandé – Nariño
6. La Tola – Nariño
7. Mosquera – Nariño
8. Puerto Saija – Cauca
9. Timbiquí - Cauca

1.2.9 Línea de Interconexión Casanare - Vichada

Actualmente se está construyendo el proyecto de Interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de las zonas de Casanare y Vichada, entre los Municipios Nunchía, San Luis de Palenque, Trinidad y Paz de Ariporo pertenecientes estos al departamento de Casanare y los Municipios Santa Rosalía y La Primavera, pertenecientes al departamento de Vichada. En Casanare existen dos corregimientos importantes en los municipios de Paz de Ariporo y Trinidad, que son la Hermosa y Bocas de Pauto, que no cuentan con interconexión eléctrica a nivel nacional; adicionalmente y debido a las grandes longitudes de las redes que suplen del servicio a Trinidad, San Luis de Palenque, se presentan perfiles de tensión muy bajos que ocasionan baja calidad en la prestación del servicio.

Una vez culmine la ejecución de este proyecto, harán parte del SIN los municipios de Santa Rosalía y la Primavera en el Vichada que hicieron parte del listado inicial de análisis.

2.1.1. Población y proyección de crecimiento en ZNI

Del listado restante de localidades de la ZNI, se realiza un análisis de la población actual y crecimiento en los últimos años, encontrando que en algunas localidades este factor crece en una escala reducida. Se asume como factor de importancia para el análisis, una cifra representativa de población, por lo que continúa el análisis con las poblaciones que tengan más de 20.000 habitantes

sumando tanto los habitantes de la cabecera municipal como las áreas rurales aledañas.

Así las cosas, las localidades que continúan en estudio son:

1. Alto Baudó – Chocó
2. Cumaribo – Vichada
3. Inírida – Guainía
4. Leticia – Amazonas
5. Mitú – Vaupés
6. San Andrés – San Andrés y Providencia

2.1.2. Consumo de energía

De las seis localidades resultantes del punto anterior, se analizaron los consumos de energía promedio mes, tomados de los informes mensuales de Telemetría. Haciendo una comparación simple entre número de usuarios y consumo de energía mensual, se muestran las primeras 3 localidades con mayor consumo, las cuales son:

Tabla No. 4 Localidades clasificadas.

LOCALIDAD	CONSUMO PROMEDIO (kWh/usuario/mes)
SAN ANDRES	840,13
LETICIA	374,15
INÍRIDA	311,47

Cabe anotar que los valores anteriores se deben tomar como referencia y no corresponden a los verdaderos consumos por usuario pues no está desagregado por tipo de usuario, ni sensibilizado por otros factores externos. Con lo cual se asumen únicamente para seleccionar las localidades con mayores consumos de energía eléctrica.

De las 3 localidades seleccionadas, San Andrés y Providencia y Leticia se encuentran concesionadas desde el año 2010, derivado de un proceso de contratación público que adelantó el Ministerio de Minas y Energía determinando que dichas zonas pasarían a hacer parte de las denominadas “ASE – Área de servicio exclusivo” en donde un mismo agente es el encargado de realizar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. De esta manera se garantiza la eficiencia en la prestación del servicio y se elimina cualquier posibilidad de que nuevos agentes hagan parte de ese mercado.

La concesión por ASE en ambas zonas está establecida por 20 años y los concesionarios tienen total libertad de seleccionar el tipo de tecnología y modo

de operación que consideren viable siempre y cuando se garantice la prestación del servicio de energía cumpliendo parámetros de confiabilidad, calidad y continuidad.

Por lo anterior se selecciona la localidad de Inírida para continuar el desarrollo de este trabajo.

3. PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE SOLUCIONES CON FNCER EN ZNI EN COLOMBIA

1.2.10 Selección de localidad-Inírida.

De acuerdo con la caracterización anterior, se desarrollarán los objetivos 2 y 3 con la localidad:

- Inírida – Guainía

1.2.11 Localización



Figura No. 6 Localización del municipio de Inírida, capital del Departamento del Guainía – Colombia

Fuente: Mapas del mundo. <http://espanol.mapsofworld.com>

El municipio de Inírida es la capital del departamento del Guainía y su único municipio, se encuentra a 100 m.s.n.m., en las coordenadas geográficas 67°55' Este y 3°50' Norte; tiene una extensión aproximada de 17.000 Km²; de esta área, el 99.3% fue titulada por el INCORA a los diferentes Resguardos

Indígenas presentes en el departamento del Guainía; lo que deja únicamente el 0.87% del territorio para el asentamiento de la cabecera Municipal. Limita por el norte con el departamento del Vichada, por el oriente con el estado venezolano de Amazonas y Cacadual, por el sur con el corregimiento departamental de Puerto Colombia y al occidente con los corregimientos departamentales de Barranco Minas y Morichal Nuevo.

De acuerdo con la proyección del DANE, censo 2005, la población proyectada a 2017 del municipio de Inírida es de 20.147 habitantes.

El crecimiento demográfico de la ciudad, según datos del censo realizado en el año 2005, refleja un incremento anual promedio de 5,6% entre 1993 y 2015, este se relaciona con la tasa de natalidad pero también con el incremento de población proveniente de zonas rurales municipales y de otras regiones del país a causa del desplazamiento forzado por factores de violencia y efectos del cambio climático, quienes se han asentado principalmente en la periferia del casco urbano en zonas de resguardos indígenas.

Medios de transporte:

Aéreo

El Aeropuerto César Gaviria Trujillo, recibe regularmente vuelos de pasajeros y carga, y esporádicamente el Ejército Nacional, Infantería de Marina y la Policía Nacional.

Terrestre

La ciudad cuenta con vías dentro de la población y hacia los muelles, pero no cuenta con vías de acceso al interior del país. Hay un tramo de la Ruta Nacional 95 entre Inírida y el Aeropuerto César Gaviria Trujillo.

Fluvial

Inírida posee gran cantidad de ríos, siendo navegables, preferiblemente en invierno, segundo semestre. La ruta más importante es la que comunica a Inírida con la ciudad de Villavicencio a través del río Guaviare.

3.1.2 Situación energética actual

Generación

El servicio de energía eléctrica en el municipio de Inírida se presta las 24 horas del día. La generación es convencional con unidades de generación con combustible líquido biodiesel B2 o ACPM. Se cuenta actualmente con una Central de generación constituida por cinco Unidades o grupos electrógenos Motor-generator marca Cummins, cuatro (4) de ellas de 2.000 kW de potencia, y una unidad de 1.250 kW. La totalidad de unidades se encuentran operativas:

1. 2.000 kW (Standby*) - 1.875 kW (Prime**)
2. 2.000 kW (Standby) - 1.875 kW (Prime)
3. 1.250 KVA (Standby) - 1.138 KVA (Prime)

4. 2.000 kW (Standby) - 1.875 kW (Prime)

5. 2.000 kW (Standby) - 1.875 kW (Prime)

Con lo anterior se tiene una potencia instalada de 9.250 kW para atender la demanda de energía eléctrica del municipio y la interconexión a la localidad de Amanavén (Vichada), en operación desde finales del año 2014. En la actualidad, la actividad de generación está a cargo de la empresa Gestión Energética GENSA S.A ESP., por su parte, la comercialización del servicio de energía está en cabeza de la empresa de Energía del Guainía EMELCE S.A ESP., y la cobertura de redes del municipio abarca el 90% del total de la población, con transformadores de distribución en su mayoría en buen nivel de funcionamiento.

*Potencia Standby: Potencia máxima disponible para empleo con carga variable para un número limitado de horas por año, dentro de los límites máximos de funcionamiento. Para esta potencia no se permite sobrecarga. "Limited Time running Power" según directiva ISO 8528-1.

**Potencia Prime: Potencia máxima disponible para un ciclo a potencia variable que puede ocurrir para un número ilimitado de horas por año, en los intervalos de mantenimiento establecidos. Se tolera un 10% de sobrecarga para la duración de una hora en un periodo de 12 horas. Según lo establecido en ISO 8528-1 "Prime Running Power (PRP)".

Demanda

Durante los años 2013 y 2014 se llevaron a cabo varios proyectos de ampliación de redes de distribución hacia comunidades indígenas aledañas al Municipio, lo que ha incrementado considerablemente la demanda de energía, de igual manera se realizó la

ampliación de la infraestructura eléctrica con la instalación de grupos electrógenos y construcción de redes de baja tensión en otras comunidades cercanas, los cuales se encuentran en operación, con lo cual ha incrementado considerablemente la cobertura del servicio de energía.

A continuación se muestra el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los últimos años:

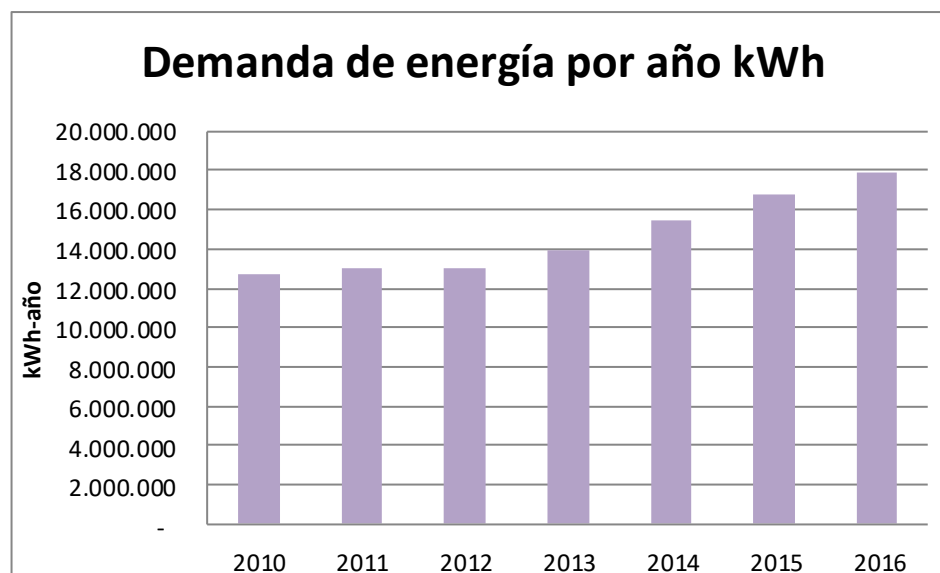


Figura No. 7 Comportamiento de la demanda de energía por año

Fuente: Elaboración propia a partir de información de GENSA S.A ESP.

La demanda en Inírida ha incrementado considerablemente los últimos años, presentando crecimientos promedio del 6%, destacando que en el año 2014 presentó un incremento del 11% respecto al año anterior, ellos generado por los proyectos de ampliación de la cobertura del servicio ejecutados en dicho año.

Respecto a la demanda de potencia o perfil de carga, en el mes de abril de 2016, se presentó el mayor valor, alcanzando los 3.074 kW.

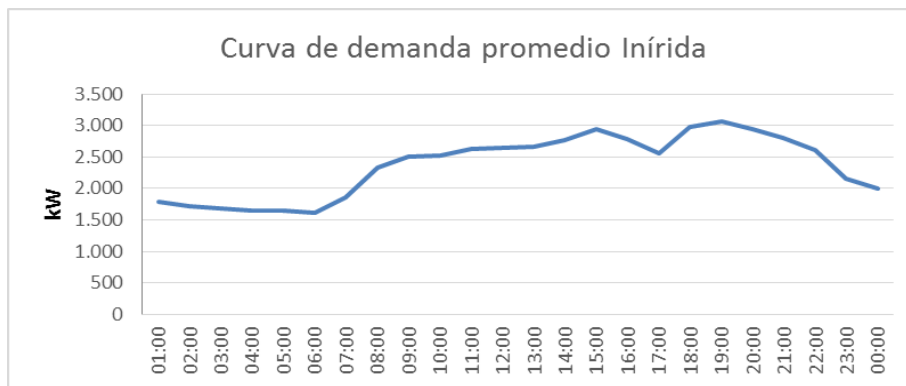


Figura No. 8 Curva de carga día de máxima demanda
Fuente: Elaboración propia a partir de información de GENSA S.A ESP.

Tabla No. 5 Potencia horaria día de mayor demanda.

HORA	POTENCIA (kW)
01:00	1.788
02:00	1.725
03:00	1.679
04:00	1.651
05:00	1.657
06:00	1.609
07:00	1.853
08:00	2.329
09:00	2.504
10:00	2.517
11:00	2.634
12:00	2.639
13:00	2.671
14:00	2.772
15:00	2.942
16:00	2.787
17:00	2.556
18:00	2.985
19:00	3.074
20:00	2.949
21:00	2.809
22:00	2.610
23:00	2.157
00:00	2.007

Los datos de potencia son de importancia estratégica para este estudio pues ayudarán a dimensionar más adelante, la capacidad de otras fuentes de generación de energía.

Para analizar el comportamiento de la demanda de potencia, a continuación se compara la demanda nacional y la de otras ZNI del país, tomando como referencia los usuarios que aparecen en el Sistema Único de Información SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Tabla No. 6 Demanda máxima en kW/usuario en el SIN y diferentes localidades de ZNI del país.

Fuente: GENSA S.A ESP.

COLOMBIA	USUARIOS	DEMANDA (kW)	kW/Usuario
	13'600.806	7'357.754,63	0,5409

Localidades de ZNI

GENSA	USUARIOS	DEMANDA (kW)	kW/Usuario
Bahía Cupica	318	105	0,3301
Bahía Solano	2.363	1.458	0,6171
Guapi	2.850	1.786	0,6266
Inírida	4.760	3.074	0,6457
Mitú	1.884	1.926	1,0222

De acuerdo con lo anterior, se evidencia que a pesar de que la demanda de energía presente incrementos considerables, la demanda de potencia por usuarios

(kW/usuario) se mantiene dentro del promedio nacional ubicándose muy cercana al promedio nacional. Es de destacar que el municipio de Inírida presenta temperaturas elevadas los que influye directamente en el consumo energético, índice que disminuye en la región andina por estar a más de 1.500 m.s.n.m, sin embargo es la región central la que más consume energía. Como conclusión se podría tener que el incremento en la demanda de energía está relacionado con la expansión en la cobertura de infraestructura eléctrica, incrementando con ello demanda y a su vez usuarios.

El servicio público de electricidad en Inírida cumple estándares de calidad, continuidad y confiabilidad de manera satisfactoria, cuyo factor de servicio supera el 99%, además como se pudo observar anteriormente, los consumos de energía son racionales para el tipo de población y se cuenta con adecuada infraestructura en materia de generación, puesto que la demanda se cubre con el 30% de la capacidad instalada, dejando posibilidades de mantenimiento e indisponibilidad de unidades sin que ello afecte la prestación del servicio.

Sin embargo los efectos ambientales negativos de la generación con combustible diesel son considerables, iniciando con la contaminación del aire, generado por la emisión de gases contaminantes causantes del efecto invernadero y con ello el cambio climático, adicionalmente la contaminación auditiva en las inmediaciones a la Central de generación con evidentes. Por otro lado, la operación de las plantas genera residuos peligrosos como aceites y lubricantes usados. Todo ello generando altos costos para garantizar la operación de las Unidades, desde el transporte de combustible, repuestos y consumibles que requieren una logística dispendiosa y costosa hasta la mano de obra calificada para mantenimientos mayores que son

indispensables en equipos que giran a altas velocidades (1.800 RPM). A pesar que se cuenta con los recursos estatales para vía subsidios para garantizar la prestación del servicio, el riesgo de racionamiento de energía por desabastecimiento de combustible es representativo. Este punto se analizará con mayor detalle en el tercer capítulo del presente documento.

Por lo anterior, se hace indispensable estudiar la posibilidad de diversificar la canasta energética del municipio de Inírida, a partir de fuentes de generación de energía no convencionales de naturaleza renovable FNCER, que garanticen la sostenibilidad técnico-económica. Es por ello que a continuación se analizan los diferentes recursos energéticos con los que se cuenta en la zona, de los cuales se realizará una evaluación para validar cuales de éstos recursos son viables.

3.1.1. Comunicaciones e integración de redes

En el municipio de Inírida se cuenta con acceso a Internet Satelital, el cual es prestado por un limitado número de compañías en el país. Por su parte la generación en la Central de generación de Inírida está monitoreada por los equipos de Telemetría del Centro Nacional de Monitoreo CNM, entidad adscrita al Instituto de Planificación y Promoción de soluciones energéticas para las ZNI IPSE, el cual tiene instalada telemetría en las principales localidades de ZNI, aproximadamente unas 52.

Respecto a la demanda, la gran mayoría de usuarios, que asciende a 5.000 aproximadamente cuenta con medidor convencional, el cual no cuenta con ningún tipo

de conexión a red en la que se permita almacenar y centralizar información que es estratégica para el operador de red y agente generador. Por su parte, los usuarios no cuentan, más allá de su propio medidor de energía, con una herramienta que les permita conocer en tiempo real sus consumos con el fin de adoptar nuevos hábitos o racionalizar su consumo.

El sistema generación – demanda no está conectado por una infraestructura de control pues el funcionamiento es muy plano, que se limita a lo siguiente: La generación de energía, que actualmente involucra una gente de generación centralizada, opera dependiendo la demanda de los circuitos de distribución del municipio.

Las condiciones descritas anteriormente deben incluir aspectos de redes inteligentes que se verán a continuación, requeridos para la operación de una solución energética con Generación distribuida variable que incluya conceptos redes inteligentes como los que se describen a continuación:

De acuerdo con el autor Fereidoon P. Sioshansi [13], las redes inteligentes – Smart grids incluyen entre otros, los siguientes elementos y posibilidades:

1. Recursos energéticos distribuidos
2. Gestión de demanda
3. Control automático y eficiencia en las operaciones
4. Eficiencia energética

Las redes inteligentes nacen de la necesidad constante de información, conexión, desarrollo y cambio de infraestructura en grandes y pequeñas urbes e industrias, pero estos cambios no sólo son un reto, y no sólo se basan en tener más información, sino en obtener información más precisa y oportuna.

La base de las redes inteligentes es la información, pues a través de ella se permite gestionar, planificar, diseñar y operar más rápido, más inteligente y más eficientemente.

En un sistema eléctrico que involucre filosofía de operación e infraestructura de redes inteligentes enunciada anteriormente permite planificar de manera eficiente un despacho económico de diferentes fuentes de generación de energía, permite planear de manera más eficiente las necesidades futuras con mucha mayor precisión,

Por otro lado, el concepto de gestión de demanda que hoy día es tendencia para cualquier nuevo proyecto que involucre al usuario final, es la oportunidad de innovación y cambio de paradigma para los consumidores, pues ellos siempre han actuado como elementos pasivos en una red eléctrica, esto dado que no contaban con herramientas que les permitiera conocer el cómo y cuánto y cuándo de sus consumos, simplemente se les debía garantizar el fluido eléctrico de forma continua; pero con las nuevas herramientas que trae una red inteligente, el consumidor pasivo pasará a formar parte activa de la red de distribución, pues tendrá información de primera mano que le permitirá gestionar sus consumos cambiando sus hábitos cotidianos o racionalizando el uso de sus equipos de acuerdo con los incentivos económicos que traerá consigo los ajustes regulatorios, que incentivarán el uso de electrodomésticos en

horas valle o en otras horas del día en donde no se registre mayor congestión en la redes de transmisión y distribución de energía.

Otro punto relevante en las redes inteligentes, es la integración de recursos energéticos distribuidos que permite que la variabilidad de recursos renovables ingrese a la red, generando disminución en los costos y alivio en la descongestión de redes de transmisión y distribución. La inclusión de estos recursos en los hogares está motivada entre otros, por la disminución en los costos de equipos para energía solar que es el recurso energético distribuido más utilizado.

Estas nuevas necesidades de información que requieren las redes inteligentes, implican los cambios en infraestructura de información masiva para recolectar, transportar, administrar, almacenar y analizar esta información.

De acuerdo con la microrred planteada en el presente documento se analizarán los requisitos y condiciones de redes inteligentes aplicables para una ZNI como lo es Inírida.

1.2.12 Potenciales energéticos

Recurso solar:

De acuerdo con lo mapas de radiación del IDEAM, en los cuales se muestran valores mensuales y promedios multianuales, se registra una radiación solar general para el Departamento del Guainía en rangos entre 350 y 450 W/m².

Existen en el mundo, otras fuentes de información de radiación solar, la más conocida y utilizada para dimensionar proyectos es la fuente de la *Surface meteorology and Solar Energy* de la NASA (<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen>), que es una plataforma gratuita y suministra información de radiación solar medida de forma satelital y los valores presentados abarcan áreas geográficas considerablemente grandes lo que limita la exactitud en las proyecciones de generación de energía.

Otras fuentes de información que gozan de prestigio por su nivel de exactitud por lo que se deben adquirir membresías son *VAISALA - a global leader in environmental and industrial measurement* y *SOLARGIS Accurate and efficient solar energy assessment*. Ambas utilizan información satelital para alimentar sus bases de datos.

Utilizar alguna de las fuentes de información anteriores es el primer paso para dimensionar el potencial energético solar de una zona, sin embargo lo ideal es corregir esta información con mediciones reales en campo. De allí la importancia a invertir en equipos de medición y lo más importante, realizar seguimiento y garantizar que esas medidas sean confiables y más aún cuando se recopilan información de grandes periodos de tiempo.

Con el fin de validar la información obtenida por el atlas del IDEAM y la NASA, con el fin de viabilizar futuros proyectos y tener datos reales en sitio de factores que pueden afectar la generación solar como lo son: Temperatura ambiente, humedad y temperatura en paneles solares, en el año 2014, la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA GENSA S.A ESP, encargada de la generación de energía en el municipio de Inírida, ejecutó un proyecto piloto consistente en la instalación de un sistema solar de 18 kWp.

La instalación está constituida por un generador solar fotovoltaico, las protecciones de corriente continua CC, las protecciones de corriente alterna AC, los inversores, y todos aquellos elementos de conexión y protecciones que hacen posible el suministro de energía eléctrica y sincronismo con la red interior de servicios auxiliares de la Central de Generación.

Se realizó la instalación del sistema solar sobre la cubierta de la casa de máquinas de la Central, ocupando un área de aproximadamente 120 metros cuadrados. A continuación se relacionan los principales datos técnicos:

- Capacidad instalada: 18 kWp- Conformado por 72 paneles solares de 250 Wp. cada uno.
- Tipo de instalación: Conexión directa a red sin acumulación a través de 3 inversores monofásicos de 5 kW cada uno.
- Puesta en operación: 29 de noviembre de 2014.

El sistema opera durante las horas de sol aprovechables e inyecta la energía producida a los consumos propios de la Central, tales como: climatización, iluminación, equipos de cómputo, pequeños herramientas, entre otros, reduciendo el consumo de combustible para generación de energía de forma convencional. A continuación se muestra el esquema de instalación:

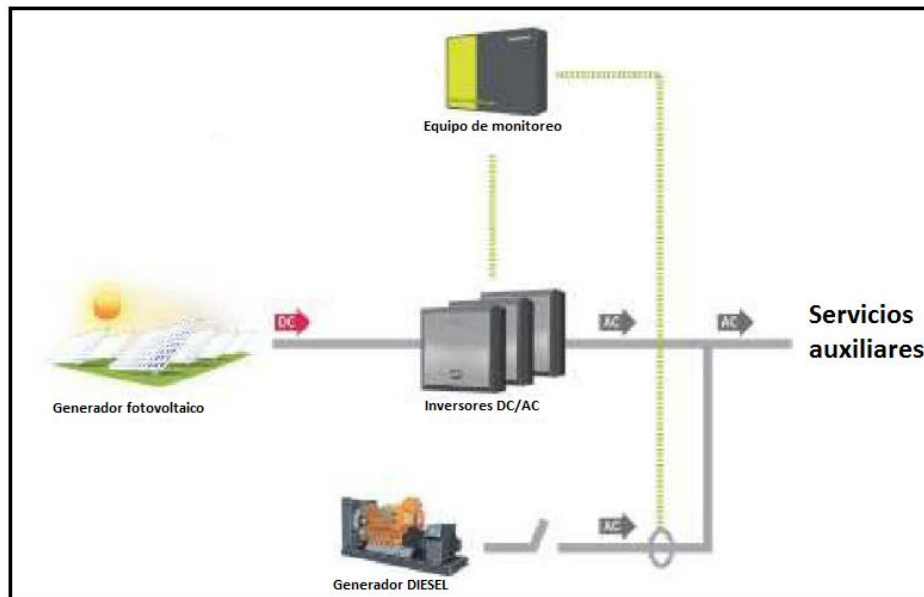


Figura No. 9 Esquema general de equipos sistema solar 18 kWp Central de Generación de Inírida

En la figura 9, se muestra el generador solar instalado, el cual cuenta con dos sistemas de monitoreo:

- El primero es un gestor de eficiencia energética, llamado EMS, realiza monitoreo en tiempo real del consumo de la red de servicios auxiliares y la generación de energía del sistema solar, logrando sincronizar estas dos para inyectar energía a la red, validando de esta manera, la operación de la instalación y el autoconsumo.
- El segundo sistema, es un equipo de monitoreo de parámetros ambientales, tales como radiación solar, temperatura ambiente, temperatura de paneles y humedad relativa, con estas mediciones se logrará contar con datos precisos y

confiables de parámetros ambientales, que permitirán verificar el potencial solar en la zona y viabilizar futuros proyectos de esta naturaleza.

Los equipos de monitoreo han permitido validar entre otros, la radiación solar, temperatura y un parámetro fundamental para el diseño de proyectos solares: El paso de nube, parámetro que permite dimensionar las fuentes energéticas de respaldo ante cambios abruptos en la generación solar.

En el caso específico para el municipio de Inírida, se encontró que el paso de nube es tal en el escenario más crítico que en un segundo se puede perder el 80% de la generación solar en un momento determinado, con lo cual, en una instalación solar a gran escala, se debe contar con el respaldo suficiente para asumir esta disminución abrupta en energía solar; como se verá más adelante, se propone el uso de baterías para garantizar confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio.

Otra alternativa que se puede revisar es tener de respaldo, en lugar de contar con un banco de baterías, se puede optar por tener unidades diesel con capacidad de carga lo suficientemente amplia para soportar un incremento o disminución inmediata de generación, sin embargo, este modo de operación funciona siempre y cuando la Unidad ya se encuentre operando, pues el proceso de arranque tarda varios minutos.

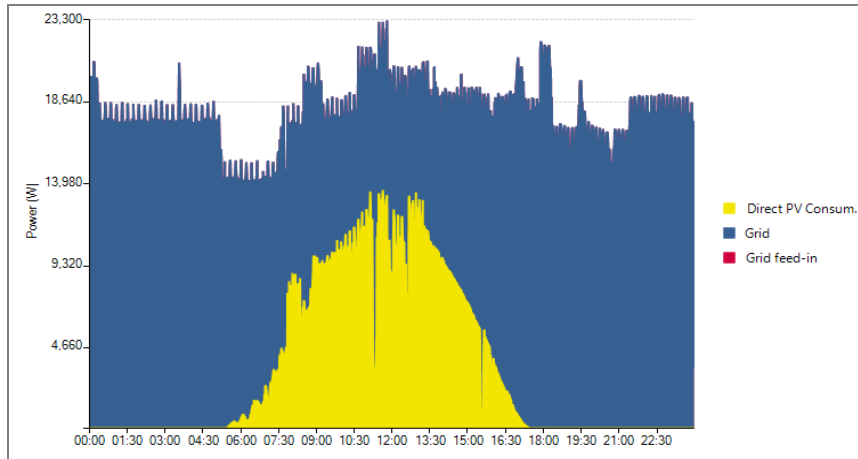


Figura No. 10 Curva para un día característico: Demanda total de servicios auxiliares en color azul vs generación solar en color amarillo

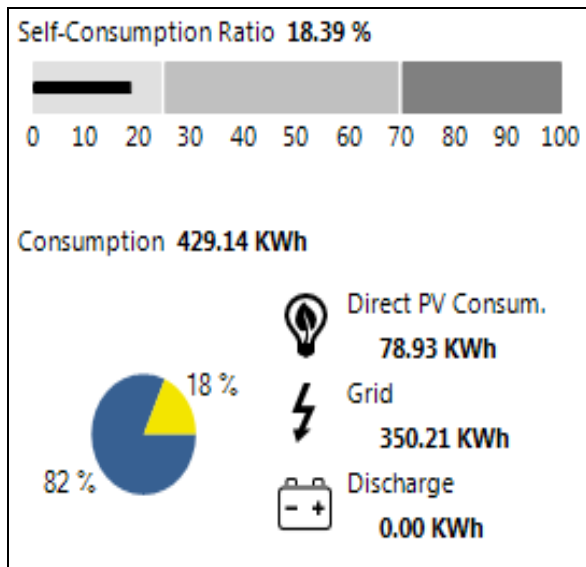


Figura No. 11 Datos generales de operación arrojados por el EMS – Generación solar 18% del total de consumo de servicios auxiliares

De acuerdo con la curva de potencia característica diaria que se muestra en la figura No. 10, el sistema solar alcanza su máximo de potencia (13.8 kW) hacia el mediodía y aporta en promedio el 18% a la demanda total de servicios auxiliares.

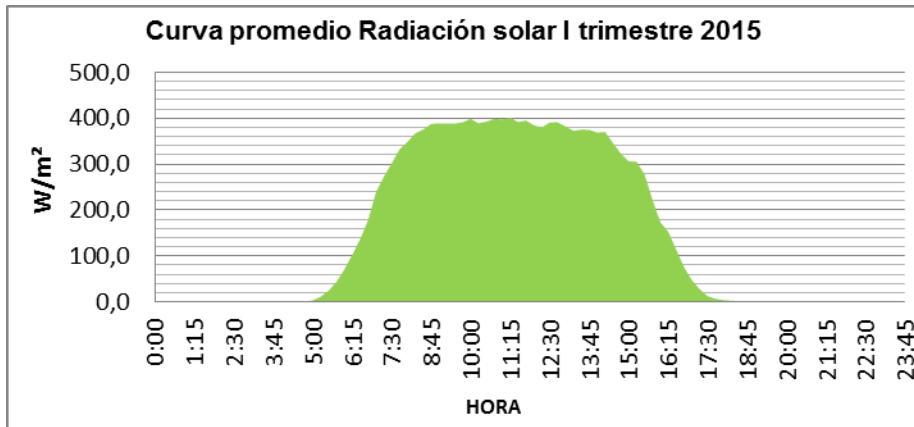


Figura No. 12 Curva de radiación solar con los promedios horarios de 3 meses de operación

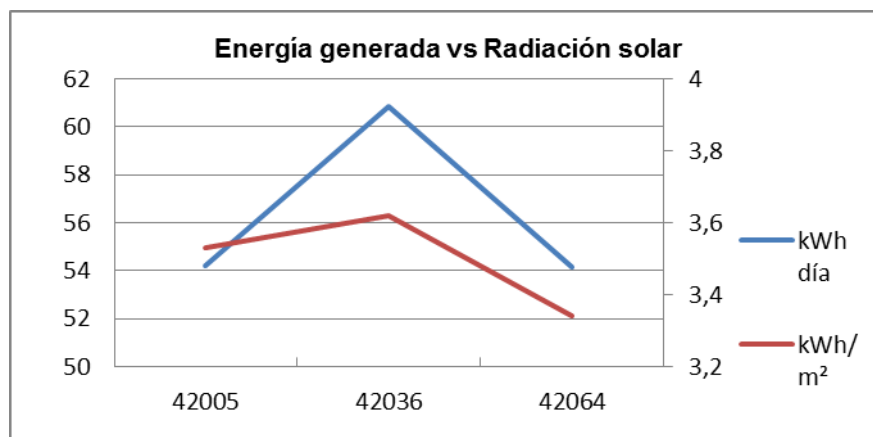


Figura No. 13 Curva que valida la relación entre la energía generada y la radiación solar – Relación directa.

Para validar la producción de energía por medio de la instalación solar y proyectar periodos mayores de tiempo, se utilizó la fórmula establecida en la Resolución CREG 243 de 2016 la cual define la metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad ENFICC, en su artículo No. 1 plantea una metodología para estimar la energía que una instalación solar podría producir mensualmente:

$$EN_{m,t} [kWh / mes] = \frac{1}{I_{STC}} \times K_c \times K_{inc} \times V_{m,t}(TA_{m,t}) \times GHI_{m,t} \times (1 - IHF) \times POT_{dc}$$

Dónde:

$EN_{m,t}$ Energía generada en el mes m del año t, en kWh/mes

I_{STC} Irradiancia en condiciones constantes. $I_{STC}=1kW/m^2$

K_c Constante por pérdidas de un sistema solar fotovoltaico. $K_c = 0,9139$

K_{inc} Constante de inclinación a elegir de acuerdo con el tipo de tecnología de estructura de soporte.

$V_{m,t}(TA_{m,t})$ Valor por pérdidas debidas a temperatura ambiente según el tipo de modulo fotovoltaico utilizado para el mes m del año t.

$TA_{m,t}$ Promedio de temperatura ambiente para cada mes m del año t, en °C

$GHI_{m,t}$ Irradiación horizontal agregada en el mes m del año t. [kWh-mes/m²].

IHF Indisponibilidad Histórica Forzada.

POT_{dc} Potencia del conjunto de módulos fotovoltaicos. [kW pico].

Tomando como referencia los datos arrojados por los sistemas de monitoreo de la instalación solar de 18 kWp, se tomaron los valores medidos por más de dos años de radiación solar, temperatura, humedad relativa y se realizó una comparación de resultados respecto a la energía mensual generada y los datos arrojados por el calculador fueron muy similares.

Energía generada mensual (Calculada)	kWh/mes	1.603
Energía generada promedio mensual (Medida)	kWh/mes	1.635*

* Promedio de generación de energía I semestre 2015.

Con la anterior información se pudo validar los datos de radiación y contrastar con la metodología de CREG para estimar la producción de energía, que si bien, en este caso no aplica pues la ENFICC está diseñada para las subastas del Mercado de Energía Mayorista (Resolución CREG 243 de 2016) es una muy buena referencia, pues

permitió validar la producción de energía de la instalación, lo que permite viabilizar un proyecto solar en la zona, el cual se analizará más adelante.

Recurso hidráulico

El departamento del Guainía es también llamado “Tierra de muchas aguas” debido a que gran parte de su territorio es bañado por las aguas de los ríos Inírida, Guaviare, Orinoco y San Fernando de Atabapo, formando en un punto lo que se conoce como la estrella fluvial del Oriente. Los ríos son navegables la mayor temporada del año y es el principal medio de transporte de carga pesada en el municipio de Inírida.

La mayoría del territorio del Guainía se compone de extensiones planas por lo que las cuencas de los ríos son anchas y de caudales considerablemente bajos y alturas despreciables.

Pensar en un proyecto hidroeléctrico con embalse o a filo de agua que requiere caídas de agua importante es prácticamente inviable, pues el territorio plano, con una altura promedio de 95 msnm. Con estas consideraciones de caídas nulas, se podría revisar la posibilidad de implementar proyectos con pequeñas turbinas tipo “zero head” o cabeza cero que utilizan como fuente primaria la energía cinética del agua, anclándolas a la base de los ríos, por lo que requieren velocidades de mínimo 1.5 a 1.8 m/s, estos valores de acuerdo con especificado por el fabricante mundial de este tipo de Turbinas Smart Hydro.

Se conoce de pequeñas comunidades aledañas a ríos que han implementado este tipo de turbinas, como es el caso de fincas productoras de arroz cercanas a la ciudad de Neiva, Huila Colombia [14], que no se encuentran conectadas a ningún tipo de red y deben generar energía en sus propias comunidades, siendo esta diésel en su totalidad. Al contar con afluentes de bajas caídas pero con velocidades del agua cercanas a 2 m/s se puede viabilizar un proyecto de energización con estas comunidades.

Ahora bien, el río Inírida que atraviesa el municipio homónimo presenta un flujo “laminar” es decir se perciben muy bajas velocidades, lo cual produce que en algunos instantes no sea posible identificar el sentido del flujo del agua.

Como se enunció anteriormente, lo ideal es contar con información real medida en sitio para tener claridad de los potenciales energéticos y evitar sobredimensionar o viabilizar un proyecto sin recursos primarios. Por lo anterior se consultaron fuentes de información como el IDEAM, el cual cuenta con estaciones hidrológicas en los principales ríos del país, entre ellos el río Inírida, sin embargo las estaciones encontradas distan de la cabecera municipal y la información presenta cambios notorios dado que en dicha zona está marcados notoriamente las temporadas de invierno y verano, lo que genera diferencias del río entre 10 a 15 metros de profundidad.

Se logró tener acceso a información de velocidad del río Inírida, medida en diferentes puntos cercanos a la cabecera municipal, dichas mediciones fueron realizadas por la empresa generadora de energía GESTIÓN ENERGÉTICA GENSA S.A ESP., encontrando velocidades de río de máximo 0.5 m/s a mínimos de 0.1 m/s, los cuales son valores bajos con lo cual no se viabiliza el uso de turbinas de que requieran la

energía cinética del agua para funcionar. A continuación se muestra el registro de algunas mediciones realizadas con el equipo de medición portátil Global Water:



Figura No. 14 Medición de velocidad del río Inírída-Sector puerto principal del municipio

Fuente: Gestión energética GENSA S.A ESP.



Figura No. 15 Medición de velocidad del río Inírída-Sector comunidad indígena Coco

Fuente: Gestión energética GENSA S.A ESP.

En las fotografías anteriores se puede evidenciar las lecturas de velocidad del agua medidas por el equipo Global Water en el río Inírída, se destaca que los valores oscilan entre 0,1 y 0,5 m/s, las cuales son velocidades considerablemente bajas.

Recurso eólico

De acuerdo con el Atlas de viento y Energía Eólica de Colombia, elaborado por Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM y la Unidad de Planeación Minero Energética UPME [15], en Inírida se presentan velocidades de viento que varían desde 0.5 m/s hasta 2 m/s, siendo el promedio multianual un valor cercano a los 1.5 m/s, éstos valores medidos a 10 metros de altura. Éstos valores son bajos considerando que los estudios de la UPME y el propio Atlas enunciado, los vientos con intensidades iguales o superiores a 5 m/s proporcionan una buena alternativa de uso de este tipo de recurso natural para la generación de energía, es por ello que los proyectos eólicos están ubicados principalmente en la zona de la Guajira en donde en todo el año se logran vientos de mínimo 5 m/s, llegando a un máximo de 11 m/s en algunas temporadas del año.

A continuación se muestra el mapa de vientos de Colombia indicando los promedios multianuales:

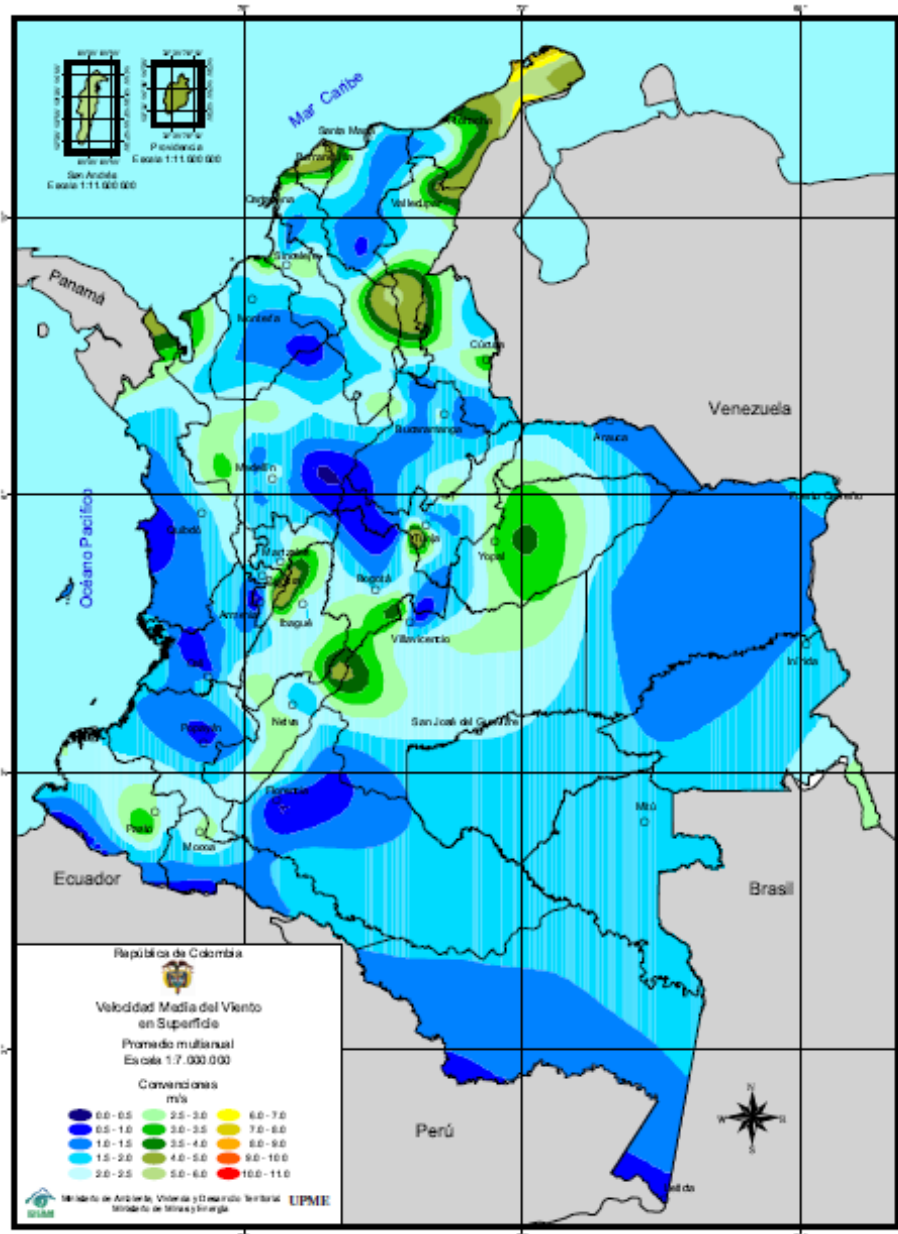


Figura No. 16 Atlas de viento y energía eólica en Colombia

Fuente: IDEAM – UPME [15].

De acuerdo con las características de los recursos energéticos renovables evaluados anteriormente, se considera viable para el municipio de Inírida considerar en su matriz

energética la tecnología solar fotovoltaica, cuyas posibles capacidades y desafíos se revisará en el análisis técnico-económico.

1.2.13 Diagnóstico para la implementación de una red inteligente

De acuerdo con las condiciones en las cuales está fundamentada una red inteligente, a continuación se muestra un resumen del estado actual de las condiciones y los retos que se deberían superar para su implementación:

Tabla No. 7 Condiciones actuales vs retos implementación de una red inteligente.
Fuente: Diseño propio.

ASPECTO	CONDICIONES ACTUALES	RETOS
Gestión de la demanda. [22]	Limitada infraestructura para la gestión de la demanda. Ausencia de recursos para nuevas inversiones. Limitada infraestructura para el seguimiento de consumos por parte de los diferentes tipos de usuarios.	Dotar de infraestructura al distribuidor y usuarios. Contar con información centralizada de consumos de energía. Migrar hacia el usuario "activo" de la red.
Recursos energéticos distribuidos. [23]	Canasta energética dependiente de combustible fósil diesel B2 como energético. Sólo se viabiliza el uso de energía solar para diversificar la fuente de generación de energía. Zona no Interconectada – No Interconectable. Fuentes de generación centralizadas. Recurso energético para generación poco sostenible.	Diversificar la fuente y ubicación de los recursos energéticos de manera confiable, continua y lo más importante: Sostenible técnica y económicamente.
Eficiencia energética	Falta de conciencia por parte de los usuarios respecto a sus consumos. Limitada inversión en reposición tecnológica de grandes equipos consumidores de energía.	Implementar planes, políticas y programas encaminados a la eficiencia energética. Realizar inversiones en reposición y conversión

	Limitados recursos energéticos diferentes a los combustibles fósiles para generación de energía. Limitados programas de Uso Racional de la Energía.	tecnológica para migrar a equipos más eficientes.
Control y automatización en la generación	Control manual de la generación de energía eléctrica. Operación manual en la mayor parte de procesos de la generación de energía eléctrica.	Contar con información de operación de los equipos en tiempo real centralizada. Incluir opciones de monitoreo y gestión remota para la generación de energía.

A continuación se analizarán en detalle los aspectos mencionados en la Tabla anterior:

Gestión de la demanda: Actualmente el municipio de Inírida cuenta con 5.000 usuarios del servicio de energía eléctrica, en su mayoría son usuarios residenciales, seguidos de los comerciales e institucionales. El municipio no cuenta con desarrollo industrial ni agrícola, por lo que las cargas industriales son prácticamente nulas. Actualmente, el operador cuenta con caracterización de tipo de usuarios pero no se tienen caracterizados los consumos de energía, sin embargo, se puede inferir que como en otras localidades de ZNI ubicadas en alturas de 200 msnm aproximadamente, los consumos de energía están representados considerablemente en el uso de aire acondicionado y equipos de refrigeración para almacenar los víveres que llegan desde otras partes de país.

Los usuarios del servicio de energía poseen medidores de energía convencionales y la empresa distribuidora y comercializadora realiza el cobro mensual de acuerdo con el consumo, siendo la factura, la única fuente de información acerca de los consumos de

energía, de esta manera, los usuarios son la parte pasiva de la red de distribución, pues las únicas acciones que pueden emprender en racionalizar su consumo en el mes siguiente si consideraron que están desbordados.

Un reto para este aspecto es implementar un sistema de medición inteligente para los usuarios del servicio de energía eléctrica del municipio de Inírida, con lo cual, estos actores hagan parte activa de la red conociendo en tiempo real sus consumos, con lo cual podrían modificar los hábitos de los mismos, de manera que el operador de red tenga información que le permita planear su operación.

Recursos energéticos distribuidos: En Inírida se cuenta como única fuente de generación de energía eléctrica, el combustible de origen fósil, biodiesel B2, el cual es utilizado por una central de generación de 9.2 MW de capacidad instalada, la cual está constituida por cinco unidades diesel, desde allí se realiza el despacho de unidades de manera centralizada y con una operación netamente manual. No se visualiza en el corto plazo la inclusión de recursos energéticos distribuidos como la autogeneración a pequeña escala por parte de usuarios residenciales, comerciales o institucionales, pues actualmente no se ha materializado ningún incentivo, y en materia de costos de generación, la mayor parte es subsidiada por el Estado, como se verá en el análisis técnico económico.

Incluir en la canasta energética del municipio fuentes de generación alternativas, de carácter renovable, que contribuyan a la disminución de diesel como energético.

Como reto se tiene: Incluir en la canasta energética del municipio fuentes de generación alternativas, de carácter renovable, que contribuyan a la disminución de diesel como energético.

Eficiencia energética: Actualmente las iniciativas enfocadas a eficiencia energética han estado encaminadas a disminuir el consumo de combustible para generación de energía, implementando entre otras, las siguientes iniciativas: Adquisición de Unidades de generación con menor consumo específico de combustible, esto quiere decir con mayor rendimiento medido en kWh/galón, reemplazo del sistema de iluminación por luminarias LED, reemplazo de parte de la demanda de servicios auxiliares por generación con tecnología solar fotovoltaica, entre otros. Desde el punto de vista de distribución se han ejecutado proyectos de remodelación de redes y alumbrado público con iluminación tipo led.

El reto actual es incluir en todos los planes, programas y proyectos que se ejecuten para la Generación y distribución de energía eléctrica iniciativas de eficiencia energética, la cual debe ser la filosofía para la ampliación de cobertura y diversificación de la canasta energética.

Control y automatización en la distribución: La red de distribución del municipio de Inírida cuenta actualmente con 4 circuitos conectados a un nivel de tensión a 13,2 kV y un circuito de distribución a 34,5 kV todos ellos de tipología radial, los circuitos cuentan con seccionamiento principal en la salida de los mismos desde la central de generación diesel y cuenta con seccionamientos sencillos en algunos ramales, esto significa que ante cualquier mantenimiento, se debe desenergizar una parte del circuito

directamente desde la central de generación, suspendiendo de esta manera la energía de la totalidad de dicho circuito.

Respecto a la información de demanda, el operador de red sólo cuenta con dos mediciones: La primera es la que realizan los medidores de la energía que se entrega por circuito en la “Frontera comercial” con el agente generador de energía y la segunda, la información de los contadores convencionales de energía que tienen los usuarios, no se tienen medidores centralizados, ni sistemas de información que permitan tener en tiempo real los consumos por sectores ni mucho menos por tipo de usuario.

En lo respecta a fallas de los circuitos, parámetros eléctricos de la prestación del servicio, esta información es medida exclusivamente por el agente generador.

Construir e implementar un sistema de información centralizado de demanda que requiere entre otros, incluir elementos mencionados en el aspecto Gestión de demanda, como medidores inteligentes. Por otro lado es requerido para mejorar la calidad de la prestación del servicio, instalar reconectores de manera que se puedan seccionar circuitos ante fallas o mantenimiento, y que estos elementos incluyan opciones de comunicación para reportar eventos de falla en tiempo real.

4. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

4.1 Dimensionamiento preliminar

Teniendo en cuenta las evaluaciones de potenciales energéticos realizadas en el capítulo 3.1.2 del presente documento, se encontró viable desde el punto de vista de potencial aprovechable, considerar la implementación de una red inteligente en Inírida que incluya como fuente de generación renovable la tecnología solar fotovoltaica.

4.2 Simulaciones utilizando Software HOMER Pro®

El software Homer Pro desarrollado por Homer Energy http://homerenergy.com/HOMER_pro.html es una herramienta que permite el modelado de Microgrids con recursos energéticos distribuidos aplicable a todos los sectores, desde la energías en pequeñas comunidades hasta grandes instalaciones conectadas a la red, el software incluye herramientas que permiten obtener resultados conjuntos tanto para la ingeniería y la economía, de manera que los resultados buscan el óptimo técnico-económico de diferentes alternativas y dimensiones simuladas.

Para las simulaciones se utilizó la versión de evaluación del Software Homer Pro versión 2.8.1.

Se decidió utilizar dicho software dado que permite obtener una evaluación de aspectos técnico-económicos de la Smart Grid propuesta y dicha herramienta ha sido utilizada en varios artículos de investigación consultados, los cuales han estudiado temas relacionados con el presente trabajo, a continuación, se muestra el listado de documentos investigativos consultados:

- Cost of PV electricity – Case study of Greece[16]
- Design optimization of solar powered aeration system for fish pond in Sleman Regency, Yogyakarta by HOMER software [17]
- A review of photovoltaic systems size optimization techniques [18]
- Economic evaluation of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Iran—A case study [19]
- Analysis of change in electric energy cost with using renewable energy sources in Goğkeada, Turkey: An island example [20]
- Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software [21]

En las simulaciones se consideraron los elementos de generación que existen actualmente en la central diésel, constituida por 5 Unidades de generación, se conectó la carga del municipio constituida por el total de demanda, se conectó un sistema solar, inversor DC/AC y un banco de baterías:

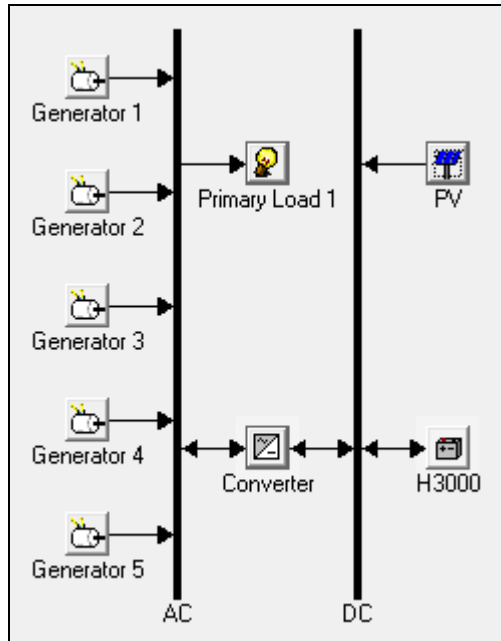


Figura No. 17 Esquema general de la Micro red simulada

Fuente: Homer Pro.

Para modelar las diferentes capacidades de la instalación solar, banco de baterías e inversores, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- La demanda máxima de energía en Inírida es de 3,074 kW.
- La central diesel opera actualmente con máximo 3 unidades al tiempo, de 5 que tiene, por lo que las alterna en su operación.
- Se utilizaron los datos de radiación del *Surface meteorology and Solar Energy* de la NASA.

Dimensionamiento sistema solar

Para determinar las dimensiones de la instalación solar, se consideró como parámetro fundamental de diseño, la estabilidad, en el sentido en que no es recomendable en un sistema híbrido conformado por una fuente no gestionable, como lo es el sol, realizar una instalación de una capacidad importante que pueda comprometer la estabilidad del sistema ante la disminución de generación súbita. Por lo anterior, se consideraron capacidades de 1.000 kWp y 2.500 kWp.

Es importante tener en cuenta, que no es posible considerar una microrred que considere un sistema híbrido cuya generación renovable abarque la totalidad de la carga, puesto que como se mencionó, estas fuentes no son gestionables y dependen de recursos que varían constantemente, lo que hace necesario contar obligatoriamente con sistemas de respaldo como lo son diésel, baterías.

Dimensionamiento inversores

Los inversores DC/AC a simular se consideraron en capacidades similares a las del sistema solar, esto es 1.000 kW y 2.500 kW

Dada la capacidad de la instalación solar a simular y teniendo en cuenta que ello puede afectar la estabilidad de la microrred, se consideró una batería de 1.900 Ah de referencia Surrrette 4 KS25P disponible en la librería de HOMER.

Las simulaciones consisten en principio en modelar las diferentes alternativas para la microrred de manera que con los recursos energéticos distribuidos se pueda atender la

demanda de energía requerida, considerando criterios de eficiencia energética, económica y estabilidad.

1.2.1 Parámetros para las simulaciones en Homer

Tabla No.8 Parámetros utilizados en las simulaciones.

Equipos /sistema	Parámetros de entrada	Valor
Generador diesel 1,2,4 y 5	Capacidad (kW)	2.000,00
	Inversión* (USD)	449.324,00
	Reemplazos (USD)	449.324,00
	O&M (USD/Hr)	35,42
	Vida útil (Hr)	40.000,00
Generador diesel 3	Capacidad (kW)	1.500,00
	Inversión (USD)	359.459,00
	Reemplazos (USD)	359.459,00
	O&M (USD/Hr)	35,42
	Vida útil (Hr)	40.000,00
Modulos PV opción 1	Capacidad (kW)	2.500,00
	Inversión (USD)	4.496.231,00
	Reemplazos (USD)	4.496.231,00
	O&M (USD/Año)	118.062,00
	Vida útil (Años)	

		25,00
	Derating factor (%)	80,00
	Inclination (°)	0
Módulos PV opción 2	Capacidad (kW)	1.500,00
	Inversión (USD)	1.898.492,00
	Reemplazos (USD)	1.898.492,00
	O&M (USD/Año)	47.225,00
	Vida útil (Años)	25,00
	Derating factor (%)	80,00
	Inclination (°)	0
Inversor /convertidor opción 1	Capacidad (kW)	1.000,00
	Inversión (USD)	407.109,00
	Reemplazos (USD)	407.109,00
	O&M (USD/Año)	5.903,00
	Vida útil (Años)	25,00
	Eficiencia (%)	99,00
Inversor /convertidor opción 2	Capacidad (kW)	2.500,00
	Inversión (USD)	794.217,00
	Reemplazos (USD)	794.217,00
	O&M (USD/Año)	11.806,00
	Vida útil (Años)	25,00
	Eficiencia (%)	99,00
Batería	Capacidad (Ah)	1.900,00
	Inversión (USD)	1.370,00

	Reemplazos (USD)	1.370,00
	O&M (USD/Año)	100,00
Combustible	Costo del diesel ** (USD/Lit)	0,77
	Sensibilidad disminución hasta	0,70
Parámetros económicos	Tasa de descuento (%/año)	10,00
	Periodo de evaluación (Años)	25,00

Notas:

* Se utilizó **3.012 COP/USD** como T.R.M de referencia, reportado por el Banco de la República *Pronóstico analistas – Informe de inflación 2017*. <http://www.banrep.gov.co/es/encuesta-proyecciones-macroeconomicas>.

**Costo del diesel por litro de referencia para el mes de abril de 2017 puesto en sitio. De acuerdo con la estructura de precios de combustible para generación de energía eléctrica en las zonas no interconectadas. http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/precios/precios-historicos/precios-del-ultimo-decenio/combustibles-liquidos-2016!/ut/p/z0/04_Sj9CPyKssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLf0N3d09gg28_f2CTQwclV0C3cw93Y3cfU30C7ldFQFNDNfO/

Con los parámetros anteriormente mencionados anteriormente se tienen los siguientes resultados generales:

1.2.2 Resultados de las simulaciones en Homer

Número de simulaciones	Observación
544	Simulaciones Totales
352	Factibles
192	Imposibles debido a restricciones por capacidad de generación.
608	Se omitieron
320	Presentaron Inviabilidad técnica
160	Falta de un inversor teniendo un sistema solar
128	Inversor innecesario

Tabla No. 9 Resultado consolidado de simulaciones realizadas en Homer Pro

A continuación se muestran los resultados del análisis de optimización para la configuración más factible:

4.2.2.1 Simulación óptima número 1: Costo diesel: 0,77USD/Litro.

Tabla No. 10 Arquitectura del sistema de generación más óptimo - diesel 0,77 USD/Litro

Módulos solar PV	2,500 kW
Generador 1	2,000 kW
Generador 3	1,500 kW
Generador 4	2,000 kW
Batería	1,900 Ah
Inversor	2,500 kW

Para este caso, es decir costo de diesel actual, la solución más óptima contempla la instalación de un sistema solar fotovoltaico de 2,500 kWp que deben operar en

conjunto con 3 unidades diesel de las existentes, configurando una red con dos unidades de 2,000 kW y la Unidad pequeña de 1,500 kW, adicionalmente considera un inversor DC/AC para poder entregar la totalidad de energía en AC y realizar el sincronismo y reparto de carga entre los equipos con tecnología solar y tecnología diesel. De acuerdo con la teoría, la batería se considera con el fin de darle estabilidad al sistema ante cambios repentinos en la generación solar, de manera que éstos cambios abruptos sean asumidos por la batería que se contempla en un valor considerable.

Es importante resaltar, que ninguna de las configuraciones resultantes en la simulación, consideran únicamente sistema solar como fuente de generación, puesto que, sin bien es un recurso renovable, no contaminante, es una tecnología que depende de un recursos energético no gestionable: La radiación solar; lo que implica que siempre tenga que operar en conjunto ya sea con la red o en este caso son generación con tecnología diesel para garantizar la atención de la demanda de manera confiable y continua.

Por otro lado, es importante decir que para fines de análisis, se considera en este escenario, la operación en el periodo de evaluación de la micro red con únicamente las 3 unidades de generación diesel consideradas, que si bien para fines de costos es un buen ejercicio, en la operación en tiempo real, se requiere contar con al menos dos unidades de respaldo con el fin de garantizar la filosofía de operación utilizada en varias zonas aisladas N-2, que indica que ante la salida de dos unidades por falla o mantenimiento, el sistema debe tener la capacidad de atender la demanda de energía con las unidades de generación restantes.

Tabla No. 11 Resumen de evaluación de costos del sistema de generación.

Costo presente neto total (USD)	\$ 45,317,208
Costo de energía nivelado (USD/kWh)	\$ 0.241/kWh
Costos de operación (USD)	\$ 4,252,956/Año

Los costos mostrados en la tabla anterior, dan una idea de los principales indicadores de la evaluación financiera del proyecto, siendo el parámetro más importante a analizar, el costo de la energía que en este caso ronda los \$ 0.241/kWh, el cual para ZNI como Inírida es inferior a los costos actuales de generación de energía eléctrica, siendo este resultado positivo para garantizar la sostenibilidad del proyecto como se analizará más adelante.

El costo presente neto de la microrred para los 25 años de evaluación, están representados principalmente en los costos de combustible, los cuales significan un 71,10% de los costos totales y si se suman los costos de operación y mantenimiento esta cifra asciende a 83,31%.

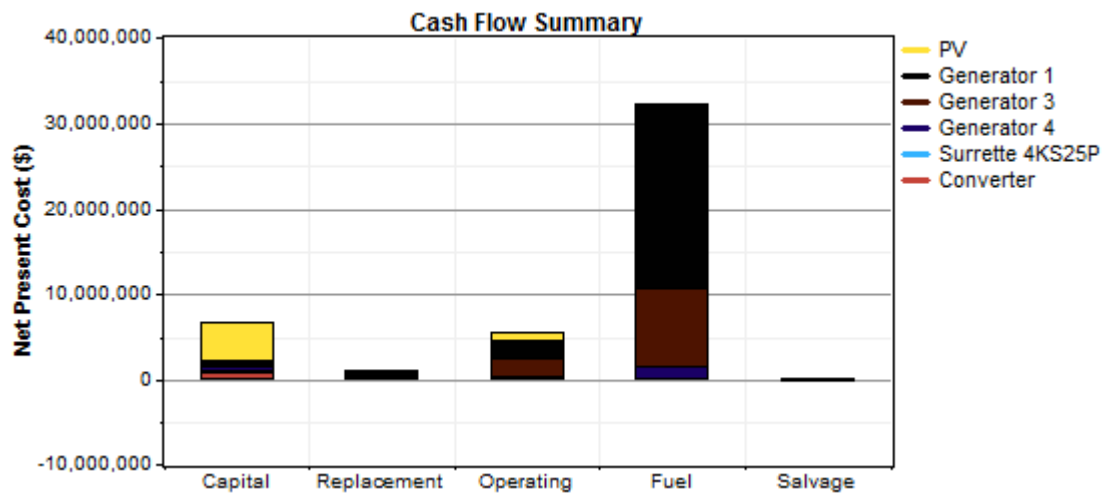


Figura No. 18 Resumen del flujo de la distribución de costos inversión-operación

En la figura anterior se muestra el resumen del flujo de fondos diferenciado por capital, reemplazo de equipos, operación, combustible y valor de salvamento para cada uno de los componentes de los recursos energéticos contemplados en la simulación número 1:

Tabla No. 12 Discriminación de costos por componente para 25 años.

Componente	Capital	Reemplazo	O&M	Combustible	Salvamento	Total
Módulos solares PV	4,496,231	0	1,071,653	0	0	5,567,885
Generador 1	449,324	520,940	2,134,496	21,577,762	-35,276	24,647,250
Generador 3	359,459	345,530	1,933,553	9,041,802	-8,004	11,672,340
Generador 4	449,324	0	176,187	1,601,620	-27,267	2,199,863

Batería	164,400	69,074	108,924	0	-13,909	328,489
Inversor	794,217	0	107,164	0	0	901,380
Total Sistema	6,712,955	935,543	5,531,978	32,221,178	-84,456	45,317,192

Tabla No. 13 Discriminación de costos por componente anualizados.

Componente	Capital	Reemplazo	O&M	Combustible	Salvamento	Total
Módulos solares PV	495,341	0	118,062	0	0	613,403
Generador 1	49,501	57,391	235,153	2,377,181	-3,886	2,715,340
Generador 3	39,601	38,066	213,016	996,118	-882	1,285,919
Generador 4	49,501	0	19,410	176,447	-3,004	242,355
Batería	18,112	7,610	12,000	0	-1,532	36,189
Inversor	87,497	0	11,806	0	0	99,303
Total Sistema	739,553	103,067	609,447	3,549,745	-9,304	4,992,508

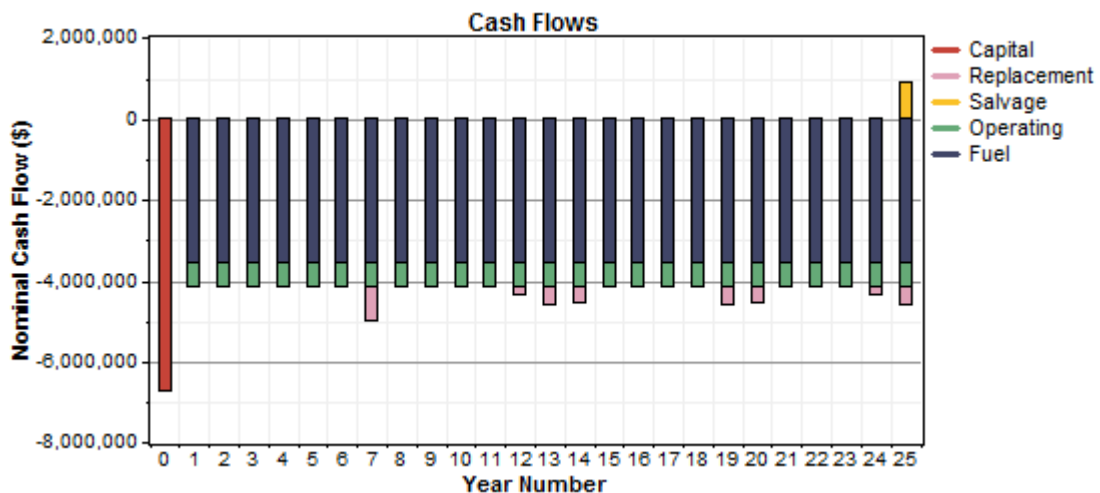


Figura No. 19 Distribución de costos para los 25 años de evaluación

En la figura 19 se muestra el flujo de caja de los 25 años de vida útil de la solución resultante de la simulación, como se puede apreciar, el flujo de caja más representativo corresponde a combustible, que en por lo menos dos periodos, iguala los costos de inversión, concluyendo que éstos no son los más representativos en el momento de tomar decisiones de inversión.

Respecto a los parámetros de producción de energía eléctrica, es de destacar que la configuración de esta red permitiría reemplazar el 17% de la generación con diesel, que sería generada a partir de la energía solar, un recurso energético renovable, no contaminante y modular, este porcentaje de generación a partir del recurso solar se considera bastante representativo, teniendo en cuenta las limitadas opciones de diversificación de la canasta energética del municipio de Inírida. A continuación se muestra la distribución de energía generada por cada una de las fuentes para un año:

Tabla No. 14 Distribución de generación de energía por tipo de recurso y tecnología

Componente	Producción de energía (kWh/yr)	Distribución de recursos energéticos
Módulos solares PV	3,476,231	17%
Generador 1	11,936,349	57%
Generador 3	4,581,583	22%
Generador 4	876,618	4%
Total	20,870,782	100%

Es importante resaltar que se toma referencia la operación del conjunto de generadores diesel 1, 3 y 4, sin embargo en la práctica, la operación con unidades de generación diesel debe considerar tener unidades de respaldo, por lo que la distribución de generación de energía de cada unidad puede disminuir considerando que durante toda la vida útil trabajan de manera alternada todas las unidades disponibles, por lo tanto son válidas también las demás combinaciones que consideren las actuales unidades 2 y 5. Por otro lado, se observó en el resultado de las simulaciones, que las más factibles consideran la operación de la unidad número 3, grupo generador diesel de 1,500 kW, esto dado que en conjunto con las demás unidades diesel, trabaja en un porcentaje de carga superior al 50%, lo que hace que la eficiencia de la operación por el consumo de combustible sea favorable, en contraste

con unidades diesel que operan a bajos porcentajes de carga. Es de resaltar, que de acuerdo con las fichas técnicas de las unidades diesel utilizadas en esta simulación, el punto más eficiente de operación es al 75% de la potencia Standby.

A continuación se muestra la distribución en perfil de potencia (kW) para cada uno de los recursos energéticos de la solución simulada:

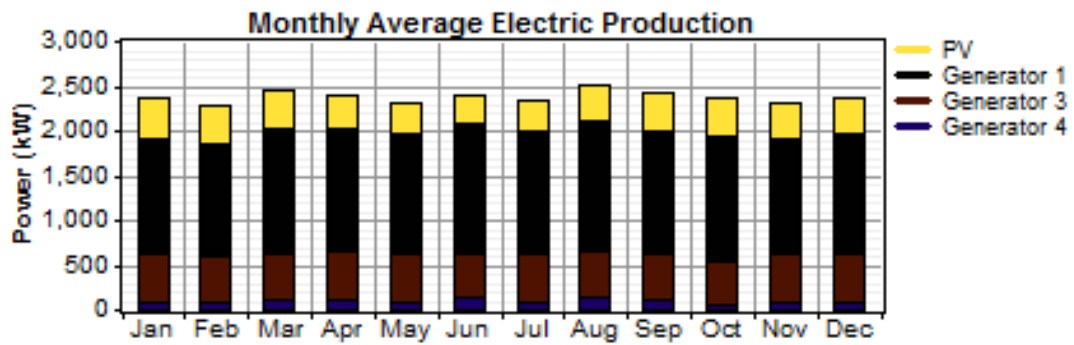


Figura No. 20 Distribución de la generación de energía por fuente y equipo

Como se puede observar en la figura anterior, la gran mayoría de la generación de energía está a cargo de las Unidades diesel y un remanente cercano al 20% está a cargo de la instalación solar fotovoltaica.

Ahora bien, referente al consumo de energía eléctrica, la demanda del municipio de Inírida está compuesta en su gran mayoría por usuarios residenciales, seguidos de los institucionales, la industria es prácticamente nula. La red de distribución está 13,2 kV y un circuito a 34,5 kV, con lo cual se tiene una demanda máxima de potencia de 3.074 kW. De acuerdo con las curvas de demanda ingresadas en Homer para los diferentes meses del año, identificando si era para un día laboral y un fin de semana, se tienen las siguientes estimaciones de demanda de energía eléctrica:

Tabla No. 15 Estimación de demanda de energía eléctrica por tipo para 1 año

Demanda	Consumo de energía (kWh/Año)	Distribución de demanda
AC carga primaria	20,751,340	100%
Total	20,751,340	100%

En las gráficas y cuadros anteriores, se ha mostrado de manera descriptiva las principales características del resultado más óptimo de micro red simulado, a continuación, se analizarán los parámetros técnicos de cada uno de los componentes que integran la micro red:

Sistema solar fotovoltaico:

Como se muestra en la siguiente tabla, la instalación solar seleccionada, tiene una capacidad considerable respecto a: 1) La capacidad instalada en generación actual de la central de generación de Inírida, correspondiente al 27,17% del valor nominal, 2) La demanda máxima de potencia que actualmente es de 3,074 kW. Lo que significa que la operación del sistema híbrido constituido: Solar – Diesel, tendrá que incluir parámetros técnicos robustos que garanticen el sincronismo y reparto de carga óptimo entre los diferentes recursos energéticos.

Tabla No. 16 Parámetros de operación sistema solar PV

Parámetro	Valor	Unidades
Capacidad nominal	2,500	kW
Producción media	9,524	kWh/d
Factor de capacidad promedio	15.9	%
Producción total	3,476,231	kWh/yr

Tabla No. 17 Parámetros de generación sistema solar PV

Parámetro	Valor	Unidades
Salida mínima	0.00	kW
Máxima salida	2,398	kW
Penetración de PV	16.8	%
Horas de operación	4,446	hr/Año
Costo nivelado	0.176	\$/kWh

Es de resaltar que el costo de generación por unidad de energía del sistema solar corresponde al 73% del costo total kWh para todo el sistema, lo que permite concluir que la inclusión del sistema solar a la canasta energética del municipio de Inírida logra reducir el costo total de energía.

Respecto a la producción de energía de la instalación solar, esta depende del recurso solar disponible en cada mes del año, que de acuerdo a las mediciones de radiación solar y los registros de las bases de información, en los primeros y últimos meses del año se presentan los valores de radiación más altos en la zona de la Orinoquia Colombiana.

De acuerdo con estos datos a continuación se muestran los valores promedio de la potencia generada de 6 am a 6 pm para cada uno de los meses durante 1 año:

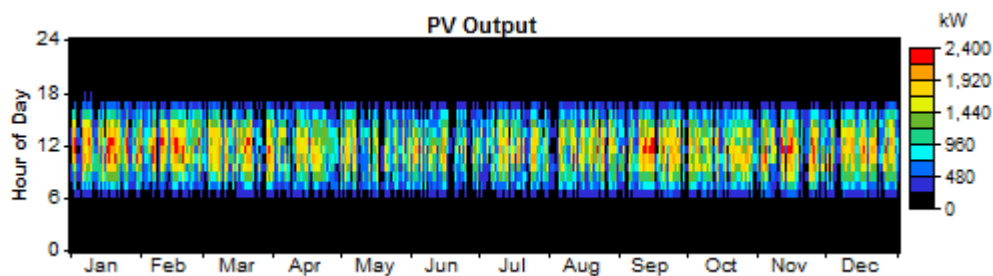


Figura No. 21 Rangos de generación de energía para 12 meses

Generador diesel No. 1:

Para la configuración de micro red más óptima analizada, el generador No. 1 es el que aporta la mayor cantidad de producción de energía, correspondiente al 57% de acuerdo con lo descrito anteriormente. De acuerdo con la utilización proyectada para los 25 años analizados en el proyecto, le quedaría de vida remanente a esta Unidad, un total de 6 años, teniendo en cuenta un régimen de operación de 6,000 horas aproximadas por año. A continuación se muestran los parámetros de operación más relevantes de dicha Unidad:

Tabla No. 18 Parámetros de operación generador diesel No. 1

Parámetro	Valor	Unidades
Horas de operación	6,639	hr/Año
Número de aperturas	1,135	Encendido/Año
Vida útil	6.03	Año
Factor de capacidad	68.1	%
Costo de generación fijo	77.5	\$/hr
Costo de generación marginal	0.182	\$/kWh-año

Respecto a los costos de generación, este valor es mayor al resultante del sistema solar fotovoltaico, a razón del combustible para operación, mientras que en la instalación solar los mayores costos están en la inversión, en el caso de unidades diesel, el costo está representado por el uso de combustible fósil.

Respecto a la generación de energía, es de destacar que Homer realiza un análisis de optimización buscando la operación más eficiente de cada uno de los componentes propuestos en la simulación, es por esto que de acuerdo con la curva de consumo de combustible de las Unidades diese existentes en el municipio de Inírida, éstas operan de manera más eficiente a partir del 75% de la potencia Standby, por lo que se tiene para esta unidad de 2,000 kW (Standby), el valor más eficiente a partir de los 1,500 kW de carga, por lo tanto se considera eficiente la operación de esta Unidad a lo largo del

periodo de análisis, pues como se puede observar a continuación, el valor promedio de potencia se encuentra en 1,798 kW:

Tabla No. 19 Parámetros de generación generador diesel No. 1

Parámetro	Valor	Unidades
Producción eléctrica	11,936,349	kWh/Año
Salida eléctrica media	1,798	kW
Min. Salida eléctrica	895	kW
Max. Salida eléctrica	2,000	kW

Ahora bien, respecto al consumo de combustible, como se ha mencionado en los análisis previos, para la selección de componentes y modos de operación, se tuvo en cuenta principalmente la curva de eficiencia de acuerdo con el porcentaje de carga al que opere la unidad diesel, por lo tanto, en los consumos de combustible e indicadores asociados que se muestran a continuación, ya se tiene en cuenta los valores más óptimos de operación.

Por otro lado, es importante tener en cuenta que al ser la unidad diesel número 1 la que mayor energía produce del conjunto, la gran parte del consumo de combustible y costos de operación de la micro red están asociados a dicha Unidad:

Tabla No. 20 Consumo de combustible y eficiencia generador diesel No. 1

Parámetro	Valor	Unidades
-----------	-------	----------

Consumo de combustible	3,087,248	L/Año
Consumo específico de combustible	0.259	L/kWh
Entrada de energía de combustible	30,378,526	kWh/Año
Eficiencia eléctrica media	39.3	%

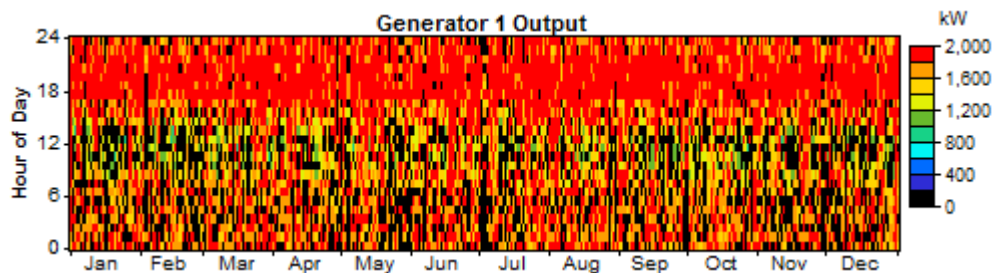


Figura No. 22 Rangos de generación de energía para 12 meses

En la anterior gráfica se puede observar que el régimen de operación más utilizado para esta unidad es prime, es decir, opera la mayor parte del tiempo y a valores de carga superiores a 1,600 kW, lo que hace que su operación sea eficiente, se destaca que entre las 6:00 pm y 6:00 am se presentan los mayores porcentajes de carga, esto debido a que es en este horario, en dónde la instalación solar no opera y la totalidad de la demanda debe ser asumida por generadores diesel.

Generador diesel No. 3:

En generador número 3 es el segundo componente que más produce energía durante el periodo de evaluación, representando el 22% del total, es de destacar que la

totalidad de soluciones factibles resultantes de la simulación en Homer, incluyeron la Unidad 3 en su configuración, dado que la capacidad de esta unidad: 1,500 kW (Standby) permite ampliar el rango de operación de las unidades diesel el valores más pequeños manteniendo la eficiencia, es decir, esta unidad puede operar en valores de potencia inferiores a 1,000 kW sin que ello represente reducciones importantes en eficiencia, por lo que la operación de esta Unidad en conjunto con las Unidades 1 y 4 mejora la eficiencia del sistema.

Esta Unidad opera alrededor de 6,000 horas al año y mantiene parámetros muy similares a la Unidad 1 en cuanto a factor de capacidad y costos de generación, a continuación se detalla la información relevante:

Tabla No. 21 Parámetros de operación generador diesel No. 3

Parámetro	Valor	Unidades
Horas de operación	6,014	hr/Año
Número de aperturas	1,758	Encendido/Año
Vida útil	6.65	Años
Factor de capacidad	34.9	%
Costo de generación fijo	70.2	\$/hr
Costo de generación marginal	0.184	\$/kWwhr

La salida de potencia está en un rango cercano al 50%, que si bien no es el valor más eficiente para esta Unidad, la operación conjunto con las demás unidades mejora la eficiencia del conjunto:

Tabla No. 22 Parámetros de generación generador diesel No. 3

Parámetro	Valor	Unidades
Producción eléctrica	4,581,583	kWh/yr
Salida eléctrica media	762	kW
Min. Salida eléctrica	450	kW
Max. Salida eléctrica	1,500	kW

Respecto al consumo de combustible de esta Unidad y la eficiencia, se detalla que es inferior a la de la Unidad 1, puesto que opera en promedio al 50% de su capacidad nominal, de igual manera el consumo específico de combustible incrementa levemente, a continuación se muestra en detalle estos valores:

Tabla No. 23 Consumo de combustible y eficiencia generador diesel No. 3

Parámetro	Valor	Unidades
Consumo de combustible	1,293,660	L/yr
Consumo específico de combustible	0.282	L/kWh
Entrada de energía de combustible	12,729,615	kWh/Año

Eficiencia eléctrica media	36.0	%
----------------------------	------	---

Respecto al ciclo de generación de energía, la Unidad opera principalmente entre las 6:00 am y 11:59 pm, en valores cercanos al 700 kW, es decir el 50% de la generación:

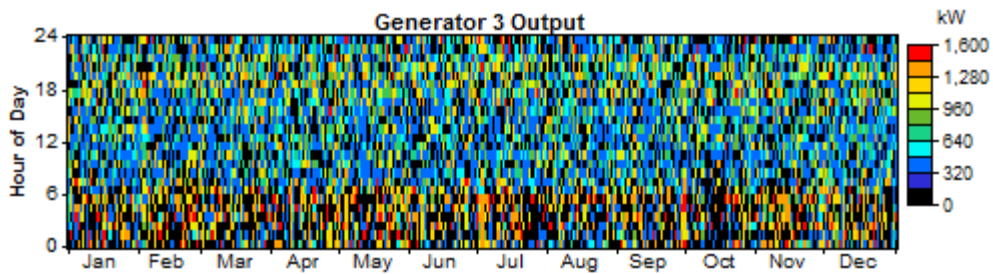


Figura No. 23 Rangos de generación de energía para 12 meses

Generador diesel No. 4:

Esta Unidad diesel es el componente que menos aporta a la producción de energía durante el periodo de evaluación del proyecto con sólo un 4% del total, lo que implica que esta unidad operaría como respaldo ante salidas de las demás Unidades diesel. Con sólo 548 horas de operación por año, está Unidad puede operar durante 73 años o más a costos de operación muy similares de las restantes:

Tabla No. 24 Parámetros de operación generador diesel No. 4

Parámetro	Valor	Unidades
Horas de operación	548	hr/Año
Número de aperturas	365	Encendio/Año

Vida útil	73.0	Año
Factor de capacidad	5.00	%
Costo de generación fijo	77.5	\$/hr
Costo de generación marginal	0.182	\$/kWhyr

De acuerdo con los resultados de la producción de energía, esta Unidad opera pocas horas al año pero cuando lo hace, aporta valores de potencia superiores 60% de su capacidad Standby, por lo que se puede concluir que opera para respaldar la operación de las demás Unidades en intervalos de tiempo muy bajos, lo anterior se muestra en la Tabla de resultados No. 25.

Tabla No. 25 Parámetros de generación generador diesel No. 4

Parámetro	Valor	Unidades
Producción eléctrica	876,618	kWh/yr
Salida eléctrica media	1,600	kW
Min. Salida eléctrica	935	kW
Max. Salida eléctrica	2,000	kW

Respecto al consumo a la eficiencia, por trabajar en porcentajes de carga altos, es la segunda Unidad más eficiente de la micro red:

Tabla No. 26 Consumo de combustible y eficiencia generador diesel No. 4

Parámetro	Valor	Unidades
Consumo de combustible	229,152	L/yr
Consumo específico de combustible	0.261	L/kWh
Entrada de energía de combustible	2,254,860	kWh/Año
Eficiencia eléctrica media	38.9	%

A continuación se puede apreciar que la Unidad opera en pocos periodos del año principalmente entre las 6:00 pm y 11:59 pm en valores superiores a 1,600 kW, con lo que podemos inferir que esta Unidad trabaja de reserva.

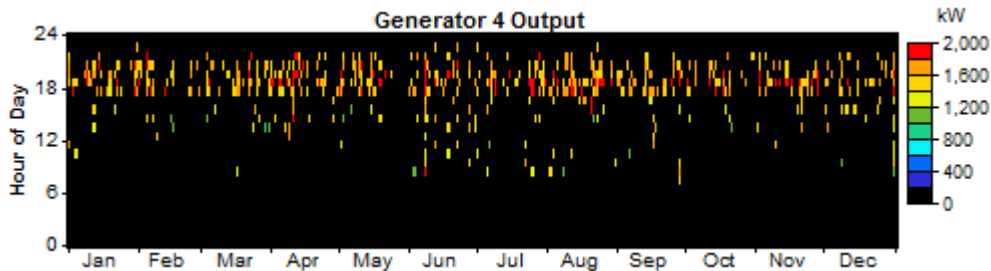


Figura No. 24 Rangos de generación de energía para 12 meses

Banco de Baterías

La batería a usar suma en total una capacidad de almacenamiento de 1,900 Ah, y será utilizada con el fin de darle estabilidad al sistema ante caídas instantáneas de generación solar generadas por el paso de nube de manera ágil lo cual es bastante

probable. Si bien, estas caídas de generación solar pueden ser asumidas por el respaldo de generación con diesel, los cambios podrían darse en cuestión de segundos, lo que requiere contar con almacenamiento de energía para estos casos, en la Tabla No.27 que se muestra a continuación se muestra el dimensionamiento de la batería propuesta:

Tabla No. 27 Características del banco de baterías seleccionado

Parámetro	Valor
Baterías por línea	12
Cadenas en paralelo	10
Baterías	120
Tensión del bus (V)	48

Ahora bien, conociendo los parámetros técnicos nominales de la batería, es decir sus características de placa, a continuación se muestran los resultados de operación de la batería para el periodo, resaltando que el costo de la energía es el más alto de todos los componentes que integran la micro red:

Tabla No. 28 Parámetros de operación del banco de baterías

Parámetro	Valor	Unidades
Capacidad nominal	912	kWh

Capacidad nominal utilizable	547	kWh
Autonomía	0.231	hr
Rendimiento de por vida	1,268,232	kWh
Costos de desgaste de la batería	0.145	\$/kWh
Costo medio de la energía	0.227	\$/kWh

Respecto al porcentaje de utilización del banco de baterías y teniendo en cuenta que su vida útil es de 12 años, se considera su reemplazo en el año 13:

Tabla No. 29 Eficiencia y utilización del banco de baterías

Parámetro	Valor	Unidades
Energía en	2,972	kWh/año
Energía fuera	2,378	kWh/año
Agotamiento del almacenamiento	7.84	kWh/año
Pérdidas	587	kWh/año
Rendimiento anual	2,659	kWh/año
Vida esperada	12.0	años

A continuación se muestra gráficamente el esquema de operación del banco de baterías en el que se resalta que en la totalidad del tiempo la batería se encontrará

cargada al 100% de su capacidad, puesto que al utilizarla se recarga automáticamente gracias a la conexión de los generadores diesel:

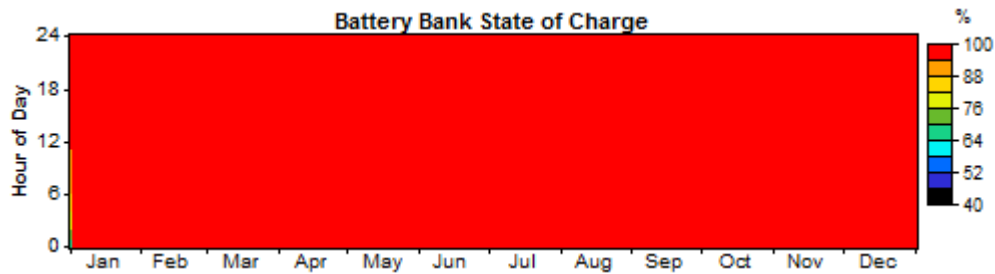


Figura No. 25 Rangos de almacenamiento de energía para 12 meses

4.2.2.2 Simulación óptima número 2: Costo diesel: 0,70 USD/Litro.

Tabla No. 30 Arquitectura del sistema de generación más óptimo - diesel 0,70 USD/Litro

Generador 1	2,000 kW
Generador 2	2,000 kW
Generador 3	1,500 kW

Tomando como referencia un costo de combustible de 0,70 USD/Litro, inferior a lo que cuesta hoy día, la solución más óptima contempla continuar generando energía únicamente con las Unidades diesel actuales, para ello se modelan otras 544 soluciones posibles, de las cuales la más óptima es la configuración mostrada en la Tabla No. 29.

La solución no incluye solución solar PV pues comparando los costos del diesel, no es viable desde el punto de vista económico realizar dicha inversión.

Dado que en el punto anterior se analizó la operación de cada componente, no se considera relevante realizar el análisis únicamente para Unidades diesel. Lo que si se analizará a continuación es la relación entre el costo de diesel y la capacidad factible que se podría instalar en sistema solar PV.

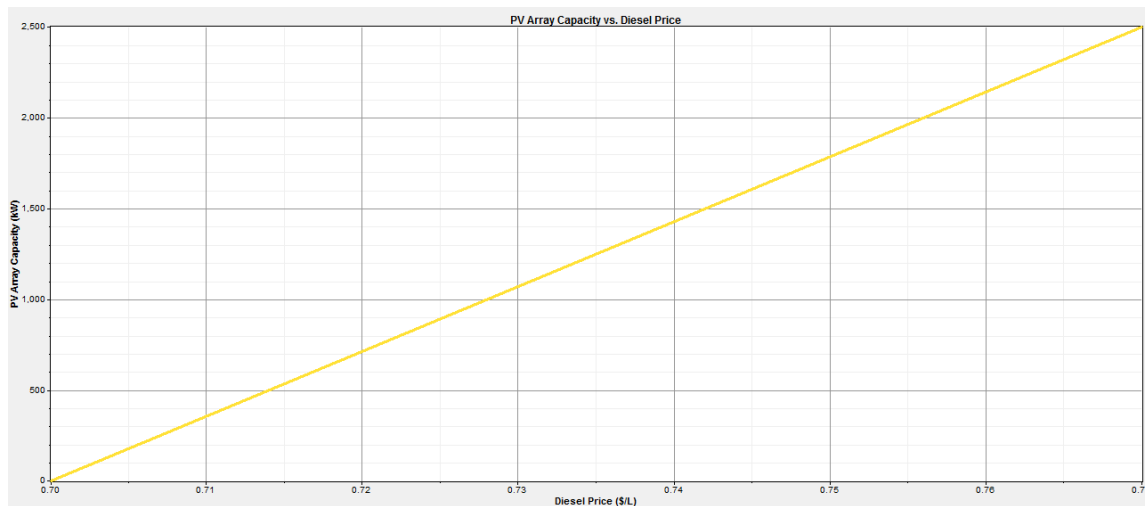


Figura No. 26 Costo de diesel vs capacidad de la instalación solar eficiente

Como se muestra en la figura No. 26 de sensibilidad: costo del diesel vs capacidad de una instalación solar PV, valores superiores a 0,70 USD/Litro de diesel viabilizan desde el punto de vista técnico incluir en la matriz energética del municipio de Inírida una instalación solar FV, lo cual se considera factible en la práctica pues se debe tener en cuenta que los costos de diesel actuales son bajos comparados con históricos de 5 a 10 años para atrás, esto generado principalmente por la disminución generalizada en el precio del petróleo dada la sobreoferta de los países productores.

Por otro lado, de acuerdo con las proyecciones de los precios de energéticos para generación de energía de la UPME, el costo de diesel y gas natural tiende a crecer en el mediano plazo.

Por lo anterior, desde el punto de vista técnico económico, se considera factible la inclusión de 2,500 kW de tecnología solar en la canasta energética del municipio de Inírida-Guainía.

4.3 Cálculos de la remuneración por generación de energía

A continuación se realiza el cálculo de la estructura de ingresos por venta de energía que sería remunerada tanto para la generación con diesel como para la generación con tecnología solar considerando la aplicación de la resolución CREG-004-2014 que actualmente no ha entrado en vigencia:

En esta Resolución los costos de referencia utilizados para determinar el cargo máximo de generación por unidad de energía son los que la CREG reconoce como eficientes y que corresponden a la tecnología más barata, en los cuales se incluyen los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como los gastos de administración en el horizonte de 20 años y con una tasa de actualización del 6%.

Eso es lo que se conoce como costo nivelado de energía (LCOE). Una vez escogida la fuente de generación eficiente en cada localidad, se amortizan los costos de inversión

durante la vida útil del activo, es decir, se toma una tasa de descuento que hoy está en 14,69% para fuentes fósiles y 18,19% para fuentes renovables e híbridas.

Para la remuneración del componente de generación G, se establece la siguiente fórmula general, empleando como fecha base diciembre de 2012:

$$G_m = I_m + T M_m (1 - P G_m) + A_m + O M_m$$

Dónde:

G_m Cargo máximo de generación correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante.

I_m Costo de inversión promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).

A_m Gasto de administración promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).

O M_m Gasto de operación y mantenimiento promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).

T M_m Cargo de monitoreo correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh).

P G_m Consumos propios y pérdidas de transformación de la conexión del generador al sistema de distribución (%).

Inversión

La inversión que se realice para generar la energía se remunerará dependiendo de la región, la capacidad instalada y las horas de prestación del servicio de cada unidad de generación. La remuneración de la inversión se hará en pesos por kilovatio-hora (\$/kWh), y será un solo valor por localidad sin importar la fuente de energía, ya sea diesel, solar, hidráulica, eólica, biomasa, entre otras. Éste incluye: estudios previos, ingeniería, adquisición e instalación de equipos, construcción de accesorios, predios, infraestructura, transporte de equipos e imprevistos.

Administración

Los gastos de administración, comunes para cualquier tecnología, se calcularon de acuerdo con modelos de empresas eficientes que presentan el servicio de manera oportuna con un menor costo en las ZNI. Estos gastos se distribuyen en las tres actividades de prestación del servicio (generación, distribución y comercialización). Para ello se contemplaron gastos de personal y otros gastos administrativos como papelería, servicios públicos, seguros, tasas y contribuciones, entre otros.

Operación

Los gastos de operación dependen directamente de la tecnología de generación, del mercado atendido por la empresa y de las horas diarias de prestación del servicio de energía eléctrica. Este rubro está compuesto por personal operativo, compra y transporte del combustible, y costos financieros en el caso de que el giro de los subsidios que realiza el Ministerio de Minas y Energía no se haga de forma oportuna y se ocasione una mora en el pago del combustible.

“...Parágrafo 3. En caso de tratarse de generación con fuentes renovables, se remunerará al prestador del servicio un equivalente al costo del combustible reconocido en el numeral 6.2.2. En este caso, el prestador del servicio no estará obligado a reportar información de costos de transporte para lo cual se le aplicará el valor definido en la matriz referencia de transporte...”

Es decir, que se reconoce el costo de combustible como referencia a generación convencional.

Mantenimiento

Los gastos de mantenimiento también dependen directamente de la tecnología de generación, del mercado atendido y de las horas diarias de prestación del servicio. Este rubro tiene en cuenta gastos de personal técnico y otros gastos de mantenimiento que se requieren para garantizar un adecuado y oportuno funcionamiento de los activos de generación.

Los artículos 5 y 6 de la Resolución CREG 004 de 2014 presentan las tablas 1, 2 y 3 correspondientes a la remuneración de la componente de inversión, administración y gastos de operación y mantenimiento respectivamente. Si el sistema de generación tiene una potencia instalada igual o superior a 80kW, deberá calcular el valor de la inversión para el sistema de telemedida, operada por el Centro Nacional de Monitoreo CNM.

En caso de que el prestador del servicio incurra en costos financieros en el mes m , podrá incluirlos para su remuneración. Finalmente, de acuerdo con la tecnología instalada y la capacidad del transformador, el agente podrá tomar los valores

correspondientes a consumos propios y pérdidas en generación, presentados en las tablas 4 y 5 del artículo 7 de la Resolución CREG 004 de 2014.

A continuación se muestra el consolidado del valor máximo a reconocer en \$/kWh generado en Inírida a pesos de marzo de 2017.

Sigla	Valor	Unidad	Componente
Im	58,23	\$/kWh	Inversión
Pg	1,93%		Pérdidas
Am	59,50	\$/kWh	Administración
Om	29,21	\$/kWh	Operación y Mantenimiento
CC	795,98	\$/kWh	Combustible
Cl	17,27	\$/kWh	Lubricante
Total	961,34	\$/kWh	

Ahora bien, si se realiza el cálculo de remuneración de la energía producida en Inírida en \$/kWh aplicando la resolución actual, es decir CREG 091-2007, se tendría un equivalente a 1.163 \$/kWh.

4.4 Sostenibilidad técnica y económica

Con lo anterior se encuentran ventajas económicas con la implementación de un proyecto solar y la aplicación de la remuneración indicada en la resolución CREG 004-2014 puesto que los costos de generación disminuyen lo que se ve reflejado en menores aportes a través de subsidios por menores tarifas que debe aportar el Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con los costos \$/kWh resultantes de las simulaciones en HOMER, los costos de operación de la micro-red para el resultado más óptimo teniendo en cuenta costos actuales, correspondiente a 0,224 USD/kWh o 675 \$/kWh son inferiores a los valores reconocidos por CREG, por lo que está garantizada la sostenibilidad económica dado que se encuentra remunerado vía resolución CREG los costos de AOM de la generación de energía eléctrica.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Conclusiones

1. De acuerdo con lo revisado en la caracterización de las ZNI del país, se concluye que éstas tienden a disminuir a medida que se implementen proyectos de expansión de cobertura en el SIN, como es el caso de la Interconexión Popayán-Cauca, sin embargo es de resaltar, que algunas localidades como Inírida, continuará siendo parte de las ZNI no interconectables, y así como esta zona hay otras que demandarán cada vez más recursos energéticos y el reto es entonces, implementar proyectos cada vez más sostenibles.
2. La mayor parte de las cabeceras municipales analizadas en el presente trabajo tienen como única fuente de generación el combustible diesel y si se revisan los planes, programas y políticas para ZNI sólo se cuenta con incentivos a nuevas fuentes pero no se conoce de estudios técnicos fuertes que permitan reemplazar el diesel hacia otras fuentes de generación, por lo tanto se requiere estructurar política energética para estas zonas, con objetivos y planes específicos.
3. Dados los altos costos de generación de energía en las localidades que utilizan como principal energético el diesel B2, se tendrían varias opciones de viabilizar proyectos con FNCER que requieran altas

inversiones pues la comparación con los costos de diesel favorecen desde el punto de vista económico.

4. Es de vital importancia contar con información veraz y medida en sitio acerca de potenciales energéticos aprovechables en una zona, dado que permiten validar la posible producción de energía eléctrica que es la garantía de sostenibilidad de todo proyecto del sector eléctrico.
5. La red inteligente requiere la implementación de equipos, sistemas y configuración pero principalmente requiere contar con sistemas de información robustos y filosofías de operación lo suficientemente confiables que garanticen la operación de los sistemas generación-distribución de la manera más eficiente posible.
6. La demanda mundial de equipos de tecnología solar en los últimos años ha generado disminuciones considerables en los precios lo que a su vez impulsa la implementación de este tipo de proyectos, sin embargo para sistemas eléctricos y mercados de energía como el Colombiano, la energía solar dependerá necesariamente de incentivos tributarios con el fin de viabilizar su operación y competencia en un mercado de energía.
7. La construcción de una red inteligente en un sistema eléctrico constituido y de importancia en ZNI como lo es el del municipio de Inírida, requiere fundamentalmente el aporte del Estado y el trabajo conjunto de actores

como el agente generador, el agente distribuidor y comercializador, usuarios, instituciones oficiales, entre otros, pues la sostenibilidad del sistema se garantiza si se sincronizan de manera adecuada todos estos actores y los equipos que se intervienen en la prestación del servicio. Por lo anterior, la implementación de una red inteligente se considera un proyecto a largo plazo que será una realidad con la suma de iniciativas como el proyecto solar a gran escala.

8. La implementación de una red inteligente en Inírida, contribuye al mejoramiento de la confiabilidad, calidad y continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, puesto que cuando se presentan fallas en el sistema, la red estaría en la capacidad de detectar y aislar la falla sin que ello implique la salida de servicio de otros usuarios de manera innecesaria.
9. Dados los costos actuales de diesel y las proyecciones de costos de energéticos, se encontró viable desde el punto de vista técnico-económico la implementación de un sistema solar fotovoltaico a gran escala, esto es 2,500 kW para el municipio de Inírida, cuya operación configurando un sistema híbrido con las actuales Unidades diesel trae consigo disminución en costos de generación de energía, flexibilidad, confiabilidad y disminución de impactos ambientales por la reducción de gases contaminantes.

- 10.** El gran reto del sistema híbrido solar-diesel propuesto consiste en la implementación de un sistema de control robusto que garantice la operación continua ante fluctuaciones del sistema solar como fuente de generación no gestionable.
- 11.** Aplicando la remuneración contenida en la resolución CREG 091-2007 al igual que la resolución CREG 004-2014 permite tener ingresos superiores a los requeridos en el sistema híbrido simulado, esto dado que ésta última resolución incentiva la generación de energía con fuentes no convencionales por lo tanto con ambas regulaciones está garantizada la sostenibilidad económica de la solución.
- 12.** La resolución CREG 004-2014 está alineada con la Ley 1715 que incentiva la generación con fuentes renovables y la eficiencia energética, lo cual es un avance en materia de energías limpias por parte de El Estado Colombiano, dado que esta normatividad demuestra una marcada tendencia en la política energética Colombiana buscando integrar en el mercado de energía actual, fuentes de energía renovables no convencionales; sin embargo aún quedan varios retos en materia de reglamentación pues si bien la política energética como tal está dada, el proceso de reglamentación que define temas puntuales y operativos va a un nivel muy lento, lo cual genera incertidumbre en algunos sectores.

Trabajos Futuros

El trabajo contenido en el presente documento abarca de manera general una micro-red para el municipio de Inírida desde el punto de vista de la prefactibilidad, que requiere un análisis riguroso y detallado con el fin de viabilizar técnicamente el punto más álgido de un proyecto híbrido: La operación, por lo que se proponen como temas de estudio como continuación del presente análisis, los siguientes:

- Análisis y establecimiento de las condiciones operativas de una Smart Grid compuesta por un sistema híbrido solar diesel y una amplia red de distribución de energía eléctrica en el municipio de Inírida-Guainía.
- Análisis técnico económico de la implementación de energía renovable en cabeceras municipales de ZNI que no sean interconectables.
- Evaluación de la estabilidad eléctrica de una red inteligente compuesta por recursos energéticos convencionales y no convencionales en el municipio de Inírida-Guainía.
- Definición de un sistema de control que garantice la operación con parámetros de calidad, confiabilidad y continuidad de un sistema híbrido solar-diesel.
- Análisis económico de la sostenibilidad en el largo plazo de soluciones híbridas en ZNI.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] Congreso de Colombia, “Ley 855 de diciembre 18 de 2003 - Creación ZNI,” *Ministerio de Minas y Energía*. p. 2, 2003.
- [2] Ministerio de Minas y Energía, “Ley 143 de 1994 - Ley Eléctrica,” *D. Of.*, vol. 1994, no. 41434, p. 347, 2002.
- [3] C. de R. de E. y G. CREG, “Resolución CREG 091 de 2007 - Formula tarifaria y costo unitario de prestación del servicio en ZNI.” p. 38, 2007.
- [4] Consejo Nacional de Política Económica y Social, “Esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Electrica en las Zonas No Interconectadas 3453,” *Dep. Nac. Planeación*, p. 22, 2006.
- [5] C. de R. de E. y G.- CREG, “Resolución Creg 004-2014 - Nueva propuesta remuneración generación, distribución y comercialización en ZNI.” Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, Colombia, p. 80, 2014.
- [6] J. A. G. Moreno, C. L. T. Rodríguez, and R. A. P. Suesca, “Generación híbrida de energía eléctrica como alternativa para zonas no interconectadas,” *Ingeniería*, vol. 12, no. 1, pp. 57–63, 2006.
- [7] N. E. Gómez, “Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica,” p. 99, 2011.
- [8] C. Flórez, H., Tobón, D., & G, “¿Ha Sido Efectiva La Promocion De Soluciones

Energeticas En Las Zonas No Interconectadas (Zni) En Colombia?: Un Análisis De La Estructura Institucional,” *Cuad. Adm.*, vol. 22, no. 38, pp. 219–245, 2009.

- [9] Ministerio de Minas y Energía, “Resolución 182138 de 2007 - Porcedimientos subsidios ZNI.” Bogotá, Colombia, p. 4, 2007.
- [10] C. de R. de E. y G.- CREG, “Resolucion Creg 004 de 2014 - Formula tarifaria y metodologías ZNI.” 2014.
- [11] G. Nacional, “Ley 1715 - Integración de energías renovables,” *Congr. la República*, 2014.
- [12] IPSE, “Inversión FAZNI en los departamentos de la ZNI entre 2004 - 2014,” <http://www.ipse.gov.co/proyectos-ipse/fazni>, 2015. [Online]. Available: <http://www.ipse.gov.co/proyectos-ipse/fazni>. [Accessed: 27-Apr-2017].
- [13] Fereidoon P- Sioshansi, “Integrating renewable, distributed & efficient energy,” *Br. Libr. Cat. data*, 2011.
- [14] SMART HYDRO POWER, “Proyecto de riego en colombia – ES SMART HYDRO POWER.” [Online]. Available: <http://www.smart-hydro.de/es/proyectos-energias-renovables/proyecto-de-riego-en-neiva/#project>. [Accessed: 02-May-2017].
- [15] M. y E. A. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética, Instituto de Hidrología, “Velocidad del viento en superficie,” *Atlas Viento y Energía Eólica Colomb.*, p. 16, 2006.
- [16] J. G. Fantidis, D. V. Bandekas, C. Potolias, and N. Vordos, “Cost of PV electricity

- Case study of Greece,” *Sol. Energy*, vol. 91, pp. 120–130, 2013.
- [17] I. Prasetyaningsari, A. Setiawan, and A. A. Setiawan, “Design optimization of solar powered aeration system for fish pond in Sleman Regency, Yogyakarta by HOMER software,” *Energy Procedia*, vol. 32, pp. 90–98, 2013.
- [18] T. Khatib, A. Mohamed, and K. Sopian, “A review of photovoltaic systems size optimization techniques,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 454–465, 2013.
- [19] A. Asrari, A. Ghasemi, and M. H. Javidi, “Economic evaluation of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Iran - A case study,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 3123–3130, 2012.
- [20] A. Demiroren and U. Yilmaz, “Analysis of change in electric energy cost with using renewable energy sources in Gökçeada, Turkey: An island example,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 323–333, 2010.
- [21] A. Al-Karaghoul and L. L. Kazmerski, “Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software,” *Sol. Energy*, vol. 84, no. 4, pp. 710–714, 2010.
- [22] Daniela Valencia López. "DISEÑO DE PROGRAMAS DE GESTIÓN DE DEMANDA PARA EL SECTOR INDUSTRIAL EN COLOMBIA BASADOS EN ANALISIS DE DATOS". Universidad Nacional De Colombia - Sede Manizales 2014.
- [23] Ana María Villa Giraldo "Análisis de estabilidad de tensión en una mini-red de

distribución, operando de manera aislada" Universidad Nacional De Colombia -
Sede Manizales, 2014.

7. APÉNDICE

Conceptos básicos

Autogeneración

Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.

Cogeneración

Producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva.

Eficiencia energética

Es la relación entre la energía aprovechada y el total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada a través de buenas prácticas de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles. A través de la eficiencia energética, se busca obtener el mayor provecho de la energía, bien sea a partir del uso de una forma primaria de energía o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco de desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre el ambiente y los recursos naturales renovables.

ENERGY MANAGEMENT SYSTEM - EMS

Un sistema de gestión de energía (EMS) es un sistema de herramientas asistido por ordenador utilizado por los operadores de redes eléctricas para supervisar, controlar y optimizar el rendimiento del sistema de generación y / o transmisión.

Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)

Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

Generación Distribuida (GD)

Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones de los operadores la regulación.

Microrredes

Las microrredes son en pequeña escala, redes de suministro de energía para alimentar cargas eléctricas para una pequeña comunidad, tales como una localidad suburbana, o una comunidad académica o pública tales como una universidad o colegio, un área comercial, un lugar industrial, un conjunto de comercios o una región municipal. Las microrredes son esencialmente una red de distribución activa por ella es el conglomerado de sistemas de generación distribuida y de diferentes cargas en el nivel de voltaje de distribución. Los generadores o microfuentes empleados en una microrred son usualmente fuentes de energías distribuidas renovables/no convencionales integradas a través de la generación de potencia en el voltaje de distribución.

Sistema de generación híbrido

Se puede denominar híbrido a un sistema de generación que incluye fuentes convencionales y no convencionales, también puede llamarse híbrido el sistema compuesto por más de una fuente sea cual sea, renovable o no, así podemos encontrar entonces sistemas híbridos renovables, para efectos de este artículo nos referimos como híbrido al sistema conformado por fuentes de energía no convencionales incluyendo fuentes de energía convencionales. [6].

Sincronismo en un sistema híbrido

Para garantizar el funcionamiento de un sistema de generación híbrido y que éstos puedan operar de manera conjunta para garantizar la generación requerida en función de la demanda, existen unas condiciones desde el ámbito del control y protecciones de los equipos, éstas condiciones son principalmente la posibilidad que deben tener las diferentes fuentes de generación para que se puedan comunicar entre sí y se realice la suma de potencia requerida. Estas condiciones pueden ser desde un nivel muy básico hasta el caso en donde se deban implementar sistemas de control robustos, esto depende de lo complejo del sistema de generación, de la capacidad, el modo de operación y de las diferentes tecnologías con las que se cuente en una configuración.

Teniendo como base un sistema de generación híbrido que cuente con máximo tres (3) fuentes de generación diferentes, esto es convencional como el diesel o gas y el renovable como solar o eólico y que cada una de estas fuentes cuenten con varias unidades o grupo de generadores conectados, se debe tener como principal requisito las características técnicas de cada uno y validar sus valores nominales de operación tales como tensión, corriente, frecuencia y potencia de cada uno de los equipos y en aquellos cuya tensión nominal presente valores de placa diferentes se debe realizar la transformación de tensión requerida para garantizar igualdad en las señales de dicha variable, una vez validados

estos requisitos, se deben verificar las especificaciones de trabajo en paralelo de cada equipo y realizar los ajustes necesarios, en algunos casos es requerido realizar configuraciones adicionales en el software de control de conjunto de equipos de generación con el fin de garantizar que pueda trabajar en conjunto. De igual manera es indispensable que se cuente con un software de administración del conjunto con el fin de verificar la generación de cada una de las fuentes y demás parámetros de operación.

Sostenibilidad energética

Se puede definir como el equilibrio entre tres dimensiones principales: la seguridad energética, la equidad social, y la mitigación del impacto ambiental.

El desarrollo de sistemas de energía estables, accesibles y ambientalmente aceptables desafía soluciones simples. Estos tres objetivos son un "trilema" que requiere de complejas interconexiones entre sectores público y privado, entre gobiernos y entes reguladores, entre la economía, los recursos nacionales disponibles, las normativas legales vigentes, las preocupaciones ambientales y el comportamiento individual y colectivo de las sociedades. Definida por el World Energy Council – WEC.