

**EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
Y PROPUESTA PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZNI DEL
DEPARTAMENTO DE AMAZONAS**

CINTIA GELVES VERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2006

**EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
Y PROPUESTA PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZNI DEL
DEPARTAMENTO DE AMAZONAS**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA ELECTRICISTA**

**Autor
CINTIA GELVES VERA**

**Director del Proyecto
DOCTOR GILBERTO CARRILLO CAICEDO
Docente UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2006

AGRADECIMIENTOS

En Primer lugar doy gracias a Dios por su infinita misericordia, perfecta fidelidad y eterno amor; entonces puedo dar gracias a mis padres y a mi familia entera que representan alegría, seguridad y apoyo incondicional y finalmente doy gracias a mis amigos, a mis buenos y verdaderos amigos por su compañía y solidaridad.

Además quiero expresar mis agradecimientos al Gerente de la Empresa Generamos Soluciones S.A, Julio Mario Camacho por darme la oportunidad de realizar este proyecto y adquirir valioso conocimiento; Al Ingeniero Arnulfo Galán Cadena y al Ingeniero Herman Vargas, por su siempre oportuna asesoría y dirección, A la Universidad Industrial de Santander y todo su cuerpo de profesionales docentes por contribuir con mi formación, no solo profesional sino personal, y a todos aquellos que con la ayuda que me brindaron hicieron posible este gran logro en mi vida.

RESUMEN

TÍTULO: Evaluación de las condiciones de Generación Eléctrica y propuesta para la energización de las ZNI del Departamento de Amazonas.

AUTOR: Cintia Gelves Vera. **

PALABRAS CLAVES: recurso hídrico, parámetros de análisis fisicoquímicos y microbiológicos del agua, calidad de vida.

DESCRIPCIÓN:

Las Zonas No Interconectadas del país son aquellas áreas geográficas en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional.

Se determinó que el servicio de energía en estas zonas se ofrece con baja intensidad horaria, bajos niveles de calidad y confiabilidad, altos niveles de pérdidas técnicas, elevados costos de prestación del servicio, alta cartera morosa y bajos niveles de ingresos de los usuarios. . Adicional a estos aspectos, la baja densidad de la población hace difícil la prestación del servicio.

Amazonas es un departamento que tiene la característica de pertenecer totalmente al área no interconectada y como consecuencia directa de este fenómeno, la generación eléctrica total se hace con plantas diesel, situación que conlleva con urgencia a la búsqueda de tecnologías alternativas que reemplacen al diesel.

La prestación del servicio en estas poblaciones en la actualidad es atendida por el gobierno Nacional a través del IPSE adscrito al Ministerio de Minas y Energía; la comercializadora es la Empresa de Energía del Amazonas EEASA ESP.

Por lo anterior y como resultado de un diagnóstico realizado en el municipio de Leticia, capital del departamento de Amazonas, del sistema actual de generación, se ha propuesto una solución integral para la energización de las poblaciones, la cual se desarrolla en dos etapas, una primera transitoria, que corresponde a la generación de energía a partir de combustibles fósiles, tal como hasta el momento se ha venido efectuando, pero con la diferencia, de hacerlo bajo parámetros de eficiencia y equipos de tecnología adecuada y una segunda que corresponde a la generación de energía eléctrica mediante biocombustibles producidos en la zona del proyecto, y para cuya implantación se requiere de un cultivo energético acorde con la aptitud del suelo y la vocación existente para el mismo dentro de la comunidad.

* Trabajo de Grado

** Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Doctor Gilberto Carrillo Caicedo

ABSTRACT

TITLE: TEST OF THE CONDITIONS OF THE ELECTRIC GENERATION AND PROPOSAL TO GIVE ELECTRIC SERVICE TO THE UNCONNECTED AREAS OF THE DEPARTAMENTO DEL AMAZONAS^{*}.

AUTHOR: Cintia Gelves Vera^{**}

KEY WORDS: Generation, alternatives energies, bio-fuels, diesel, ZNI.

DESCRIPTION:

The unconnected electric areas of this country are those geographical areas where the electric public service is not offered by any public or private company related with the national electric network system.

According to the studies, it was shown that the electric service in these areas is offered few hours a day, low quality service and high cost in it, besides it showed that there are high level of technical problems, which conduce to high service costs and high portfolio debts, the population density is very low, so the offering service is difficult.

The Amazonas Departamento has as main characteristic that it belongs completely to the unconnected electric areas; because of this the only electric generation is made by the use of diesel plants.

Now, the service is given to these towns by the national government through the IPSE company that belongs to the Ministerio de Minas y Energía, the official electric trader company is the Amazonas energy Company EEASA ESP.

Taking into account aspects above and a diagnostic made in Leticia Town, which is Amazonas Departamento official capital, of the nowadays electric generation system; for this it has been proposed, in order to give electric service to these areas a plan which is divided in two steps: The first is transitory. This will generate energy from fuel fossils exactly in the same way it has been. However, the difference will be shown that since now it will be taken and done with efficiency parameters also with appropriated and advanced technological equipment.

The second consists in electric energy generation through the use of bio-fuels that are produced in the project area itself, for this is necessary an opening of an energetic farming in agreement with the soil suitability and the vocation that can exist in the community itself.

^{*} Degree Project

^{**} Faculty of Physics-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Director: Doctor Gilberto Carrillo Caicedo

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	10
1. CONDICIONES GENERALES DE LAS ZNI	16
1.1. TIPOS DE ZNI Y USOS DE LA ENERGÍA	16
1.2. POBLACIÓN Y CUBRIMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 20	
1.3. SITUACIÓN SOCIAL Y PROBLEMÁTICA REAL	30
1.4. ENERGÍA Y DESARROLLO	35
1.5. MARCO LEGAL Y REGULATORIO	40
2. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE PLANTAS DIESEL	46
2.1. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DIESEL	46
2.1.1. El motor Diesel	46
2.1.2. El generador Diesel	48
2.2. CENTRALES DE GENERACIÓN DIESEL	53
2.3. COMBUSTIBLES	58
2.4. DISPONIBILIDAD	72
2.4.1. Disponibilidad bruta	74
2.4.2. Disponibilidad real	75
2.4.3. Disponibilidad garantizada	76
2.5. COSTOS	77
3. DIAGNÓSTICO DE LA GENERACIÓN EN AMAZONAS	80
3.1. GENERALIDADES	80
3.2. DIAGNÓSTICO DEL MUNICIPIO DE LETICIA	83
3.2.1. GENERALIDADES	83
3.2.2. EMPRESA DE ENERGÍA	83
3.2.3. ANÁLISIS COMERCIAL	94
3.2.4. SISTEMA ELÉCTRICO	105
3.3. DIAGNÓSTICO DEL MUNICIPIO DE PUERTO NARIÑO	115
3.3.1. GENERALIDADES	115
3.3.2. EMPRESA DE ENERGÍA	118
3.3.3. ANÁLISIS COMERCIAL	118
3.3.4. SISTEMA ELÉCTRICO	122
GENERADORES	123
3.4. DIAGNÓSTICO DEL CORREGIMIENTO LA PEDRERA	127
3.4.1. GENERALIDADES	127
3.4.2. EMPRESA DE ENERGÍA	131
3.4.3. ANÁLISIS COMERCIAL	132
3.4.4. SISTEMA ELÉCTRICO	136
3.5. DIAGNÓSTICO DEL CORREGIMIENTO TARAPACÁ	143
3.5.1. GENERALIDADES	143
3.5.2. EMPRESA DE ENERGÍA	145
3.5.3. ANÁLISIS COMERCIAL	146
3.5.4. SISTEMA ELÉCTRICO	148
4. EVALUACIÓN DE LAS LOCALIDADES EN ESTUDIO	153
4.1. METODOLOGÍA COSTO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO Y ANÁLISIS ECONÓMICO	153
4.2. APLICACIÓN AL CASO DE LETICIA	161
4.3. APLICACIÓN AL CASO DE PUERTO NARIÑO	183
4.4. APLICACIÓN AL CASO DE LA PEDRERA	190
4.5. APLICACIÓN AL CASO DE TARAPACÁ	195
5. PROPUESTA PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZNI	203
5.1. PERFIL DE LA SOLUCIÓN PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZNI DE INTERES	203
5.2. DESCRIPCIÓN GENERAL	204
5.3. PLANTEAMIENTO PARA ABORDAR LA SOLUCIÓN	206
6. OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES	208
7. BIBLIOGRAFÍA	211

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. <i>DISTRIBUCIÓN DE LA POBLACIÓN EN LAS ZNI</i>	22
TABLA 2. <i>COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAÍS6</i>	26
TABLA 3. <i>CUBRIMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZNI⁶</i>	29
TABLA 4. <i>CARACTERÍSTICAS DE LOS COMBUSTIBLES LIVIANOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.</i>	59
TABLA 5. <i>CARACTERÍSTICAS DEL FUEL OIL No 6 (COMBUSTÓLEO)</i>	60
TABLA 6. <i>CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DE CASTILLA.</i>	60
TABLA 7. <i>FABRICANTES Y COMERCIALIZADORES DE MOTORES A COMBUSTIBLE DUAL</i>	65
TABLA 8. <i>FABRICANTES DE MOTORES DIESEL A GAS</i>	68
TABLA 9. <i>DENSIDAD DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN GENERACIÓN DIESEL.</i>	78
TABLA 10. <i>COMPOSICIÓN DEL MERCADO, 2005</i>	95
TABLA 11. <i>COMPARATIVO DE FACTURACIÓN</i>	96
TABLA 12. <i>TARIFA MEDIA 2004-2005</i>	98
TABLA 13. <i>PÉRDIDAS DE ENERGÍA.</i>	99
TABLA 14. <i>SALIDA DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN</i>	101
TABLA 15. <i>AFORAMIENTO POR TIPO DE USUARIO</i>	120
TABLA 16. <i>ENCUESTA COMERCIAL INDUSTRIAL</i>	121
TABLA 17. <i>INVENTARIO DE EQUIPOS EXISTENTES SISTEMA DE GENERACIÓN</i>	123
TABLA 18. <i>INVENTARIO REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.</i>	125
TABLA 19. <i>INVENTARIO DE ESTRUCTURAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN</i>	127
TABLA 20. <i>AFORAMIENTO POR TIPO DE USUARIO.</i>	133
TABLA 21. <i>ENCUESTA COMERCIAL E INDUSTRIAL EN LA PEDRERA</i>	134
TABLA 22. <i>INVENTARIO DE GENERACIÓN EN LA PEDRERA</i>	137
TABLA 23. <i>INVENTARIO DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LA PEDRERA</i>	139
TABLA 24. <i>INVENTARIO DE ESTRUCTURAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LA PEDRERA.</i>	141
TABLA 25. <i>AFORAMIENTO POR TIPO DE USUARIO EN EL CORREGIMEINTO TARAPACÁ.</i>	147
TABLA 26. <i>INVENTARIOS DE EQUIPOS EXISTENTES SISTEMA DE GENERACIÓN, TARAPACÁ.</i> ..	148
TABLA 27. <i>INVENTARIO DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN, TARAPACÁ</i>	151
TABLA 28. <i>COSTO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO. DATOS SUMINISTRADOS POR EL IPSE</i> ...	155
TABLA 29. <i>CÁLCULO CPS</i>	155
TABLA 30. <i>DEMANDA Y CARGAS PARCIALES</i>	166

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. CUBRIMIENTO DEL <i>SIN</i> Y DISTRIBUCIÓN DE LAS <i>ZNI</i>	18
FIGURA 2. DISTRIBUCIÓN DE LA POBLACIÓN EN LAS <i>ZNI</i>	21
FIGURA 3. CUBRIMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAÍS.....	25
FIGURA 4. CUBRIMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS <i>ZNI</i>	28
FIGURA 5. RELACIÓN ENTRE EL PIB Y EL CONSUMO ENERGETICO.....	36
FIGURA 6. CICLO DIESEL.....	47
FIGURA 7. PASO DE LOS DIFERENTES SISTEMAS POR EL INTERIOR DE UN MOTOR DIESEL.....	48
FIGURA 8. CONSTRUCCIÓN GENERAL DEL GENERADOR.....	49
FIGURA 9. INSTALACIÓN TÍPICA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO CON SUS ACCESORIOS.....	55
FIGURA 10. DISPOSICIÓN TÍPICA DE UNA PLANTA CON DOS O MÁS MOTORES DE HASTA 2000 KW.....	56
FIGURA 11. DISPOSICIÓN TÍPICA DE UNA PLANTA DE MÁS DE 2000 KW A FUEL OIL No. 6. FUENTE: MANUAL HIUNDAY, GRUPOS ELECTRÓGENOS, FEBRERO DEL 2003.....	57
FIGURA 12. TEMPERATURAS DE CALEFACCIÓN DE LOS ACEITES LUBRICANTES.....	62
FIGURA 13. MOTORES A COMBUSTIBLE DUAL MARCA RUSTON.....	64
FIGURA 14. MOTOR WARTSILA A GAS.....	68
FIGURA 15. PRINCIPALES UNIDADES FUNCIONALES DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN.....	75
FUENTE: MANUAL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO, CENTRALES DE GENERACIÓN, EEASA.....	75
FIGURA 16. ORGANIGRAMA EEASA S:A ESP.....	89
FIGURA 17. VOLANTE ENTREGADO CON LA FACTURA DEL COBRO DE ENERGÍA.....	92
FUENTE: DIVISIÓN DE COMERCIALIZACIÓN, EEASA.....	92
FIGURA 18. FOLLETO PROMOCIONAL QUE UTILIZA LA EMPRESA PARA INFORMAR SOBRE SU MISIÓN INSTITUCIONAL. PORTADA 1. FUENTE: DEPARTAMENTO COMERCIAL, EEASA... ..	92
FIGURA 19. FOLLETO PROMOCIONAL QUE UTILIZA LA EMPRESA PARA INFORMAR SOBRE SU MISIÓN INSTITUCIONAL. PORTADA 2. FUENTE: DEPARTAMENTO COMERCIAL, EEASA... ..	93
FIGURA 20. PORCENTAJE DE HORAS SIN SERVICIO AL MES.....	104
FIGURA 21. PORCENTAJE TOTAL DE HORAS SIN SERVICIO AL MES.....	104
FIGURA 22. NÚMERO DE FALLAS AL MES, 2005.....	105
FIGURA 23. OCUPACIÓN LABORAL EN PUERTO NARIÑO.....	121
FIGURA 24. VENTAS PROMEDIO DEL SECTOR COMERCIAL EN PUERTO NARIÑO.....	122
FIGURA 25. OCUPACIÓN LABORAL EN LA PEDRERA.....	135
FIGURA 26. VENTAS PROMEDIO DEL SECTOR COMERCIAL EN LA PEDRERA.....	136
FIGURA 27. ESQUEMA DE FLUJO DE FONDOS.....	156
FIGURA 28. ESQUEMA VALOR PRESENTE NETO.....	159
FIGURA 29. CURVA DE CARGA TÍPICA EN LETICIA.....	162

LISTA DE FOTOGRAFÍAS

FOTOGRAFÍA 1. PISTA DE ATERRIZAJE CORREGIMIENTO DE LA PEDRERA	131
FOTOGRAFÍA 2. TRANSFORMADOR ELEVADOR 150 KVA.	137
FOTOGRAFÍA 3. GRUPO GENERADOR DE LA PEDRERA.....	138
FOTOGRAFÍA 4. REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DEL CORREGIMIENTO LA PEDRERA.	143
FOTOGRAFÍA 5. GRUPO DE GENERACIÓN TARAPACÁ	148
FOTOGRAFÍA 6. ASPECTOS GENERALES REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.....	150

INTRODUCCIÓN

El país se puede dividir eléctricamente en dos grandes zonas: la Interconectada y la No Interconectada; la primera hace relación a aquellas áreas que se encuentran atendidas por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), aunque dentro de sí mismas tienen áreas que no poseen servicio de energía eléctrica, por problemas técnicos y económicos que afectan la expansión de la electrificación. Las Zonas No Interconectadas (ZNI) son aquellas áreas que no son atendidas por el SIN y que están alejadas de su área directa de cobertura.

La mayor parte de las ZNI cubre los antiguos territorios nacionales, es decir, las zonas de colonización y expansión de la frontera agrícola, donde se ubican las reservas de recursos naturales del país; La Amazonía, La Orinoquía y el Anden Pacifico. En las ZNI se localizan cuatro capitales departamentales; Leticia, Mitú, Inírida y Puerto Carreño, 48 Cabeceras Municipales y más de 1000 centros poblados de diferentes categorías. (sitios, caseríos, inspecciones de policía, corregimientos y poblados indígenas), con un total aproximado de 1'605.644 habitantes², de los cuales el 12% habitan en las capitales departamentales y cabeceras municipales y el 88% en las áreas rurales, incluyendo los pequeños centros poblados.

No es posible diferenciar, en la mayoría de estos asentamientos, su carácter rural o urbano, incluso el DANE establece: ***“Centro poblado: se refiere a los caseríos, inspecciones de policía, y corregimientos pertenecientes al área rural del municipio y que están conformados por 20 o más viviendas, contiguas o adosadas entre sí”***. Dado que el 88% de la población que incluye el estudio de Zonas No Interconectadas (ZNI) se encuentran ubicadas en “zonas rurales” se hace referencia al

² Cálculo realizado con base en censo DANE 1993, (proyecciones 2005) y Documento IPSE vigencia 2005 (número de usuarios).

concepto de electrificación rural o energización, sin diferenciar si se trata de corregimientos, veredas, caseríos, cabeceras municipales o aún capitales de departamento, todas fuera del alcance del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y con características rurales.

Se determinó que el servicio de energía en estas zonas se ofrece con baja intensidad horaria, bajos niveles de calidad y confiabilidad, altos niveles de pérdidas técnicas, elevados costos de prestación del servicio, alta cartera morosa y bajos niveles de ingresos de los usuarios. . Adicional a estos aspectos, la baja densidad de la población hace difícil la prestación del servicio.

Para suplir la necesidad de una fuente comercial de energía se han empleado tres soluciones clásicas con resultados prácticos que son, la interconexión para aquellas zonas que son de fácil interconexión por encontrarse en los límites del Sistema Interconectado Nacional, las Centrales Diesel para zonas en donde no es factible técnica ni económicamente la interconexión y las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) para las zonas que tienen potencial hidroeléctrico. No obstante estas alternativas de solución para las ZNI tienen cada una sus restricciones y problemas de carácter técnico, económico, comercial u otra índole que las hace tentativamente superables por mejoras en las mismas o por energías alternativas.

Por ejemplo en las Centrales Diesel el factor que mayor incidencia ha tenido en el costo de la generación en las ZNI es el combustible. Los altos costos del diesel, la gasolina y gas licuado de petróleo, GLP, se deben al transporte y restricciones de seguridad que existen para su mercadeo. De otro lado, la demanda de combustibles para uso en actividades ilícitas, la extorsión a los suministradores y las restricciones gubernamentales, en su conjunto, han generado la actividad del contrabando y un mercado negro de combustibles. Incluso algunas veces los combustibles presentan características técnicas diferentes a las

requeridas, lo cual aumenta el costo final de generación eléctrica y va en detrimento de la vida útil de los equipos.

Los aspectos expuestos anteriormente constituyen básicamente el problema que dio origen a la idea de realizar este proyecto con el fin de dar a conocer la realidad de estas localidades y brindar una solución integral. Por tal motivo se hace necesario el interés por un estudio completo, que involucre la situación social, los problemas de carácter institucional, técnicos y económicos que se presentan en estas localidades y que manifieste las diferencias existentes entre cada una de las zonas y de este modo se pueda con base en información veraz tomar decisiones y crear esquemas de solución individuales que beneficien a las poblaciones equitativamente.

Este estudio en particular es solo una contribución al gran esfuerzo que se debe realizar para lograr el fin último de crear mejores condiciones de vida y nuevos focos de desarrollo en las ZNI de este país. El departamento de Amazonas fue escogido básicamente por su ubicación geográfica, la cual lo caracteriza y lo sitúa dentro del grupo de localidades cuya interconexión no es económicamente factible, principalmente por la distancia que lo separa de los límites del Sistema Interconectado Nacional y para el cual la solución mas viable y mas utilizada actualmente, aunque no siempre la mas económica es la alternativa diesel.

El contenido de este libro guía al estudiante o a cualquier lector interesado en conocer la problemática de las ZNI de Colombia, a través de un recorrido que inicia exponiendo las condiciones actuales y generales de las ZNI como se ha hecho en parte de esta introducción y en lo comprendido por el capítulo uno, donde se dan a conocer los problemas reales que agobian a los habitantes de estas localidades y que impiden el desarrollo de estas regiones, además en este primer capítulo se establecen características relevantes tales como los usos de la

energía, población, cubrimiento del servicio de energía eléctrica, situación social, marco legal y regulatorio correspondiente. En el segundo capítulo se hace una descripción sencilla pero bastante completa de la tecnología diesel usada para la generación de energía eléctrica en las ZNI, profundizando en temas como la disposición de los componentes de una Central Diesel, tipos de combustibles usados, disponibilidad y costos asociados con este tipo de generación. A continuación se muestra toda la información obtenida como resultado del diagnóstico realizado a las localidades escogidas del departamento de Amazonas; este capítulo constituye el sustento del proyecto, pues la base de datos creada con la información recolectada durante las visitas de campo constituye la fuente primaria de información y con base en ella se determinaron las características del sector generación que es el tema de este proyecto, pero adicionalmente del sector distribución y comercialización de la energía; en complemento a esto se presenta un estado general de las empresas encargadas de la prestación del servicio. El cuarto capítulo se elaboró con el fin de analizar los resultados obtenidos al evaluar cada una de las localidades escogidas por medio de la metodología de análisis económico expuesta al principio de este capítulo, por medio de la cual se puede llegar a escoger la alternativa de generación diesel mas adecuada y económica para cada localidad del departamento de Amazonas en particular y por último con base en todo el estudio realizado se plantea una propuesta para la energización de las ZNI que se procuró fuera lo mas integral posible, pues es vital considerar todos los aspectos y no solo el energético a la hora de pensar en una solución para estas poblaciones, pues como se verá son muchos los factores que afectan la calidad de vida de los habitantes en estas zonas.

Solo queda recomendar al lector consultar la bibliografía y referencias citadas en el pie de página si se quiere confrontar la información aquí presentada o en su defecto para una mayor comprensión del tema.

Se espera este proyecto llene las expectativas del lector y sea la base del desarrollo de nuevas ideas y propuestas que contribuyan a la creación de nuevos focos de desarrollo en este hermoso país llamado Colombia.

OBJETIVO GENERAL

Evaluar las condiciones de generación eléctrica y realizar una propuesta para la energización de las ZNI del departamento de Amazonas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las condiciones que caracterizan las ZNI de Colombia.
- Estudiar la tecnología diesel.
- Realizar un diagnóstico del estado actual de la generación eléctrica en las Zonas No Interconectadas pertenecientes al departamento de Amazonas.
- Definir las variables que afectan la planeación, instalación, operación y mantenimiento de las plantas de generación diesel acorde con los resultados obtenidos en el diagnóstico.
- Estudiar el entorno para la toma de decisiones en cada una de las localidades.
- Definir las alternativas de solución posibles en generación eléctrica.
- Realizar un análisis económico por localidad.

1. CONDICIONES GENERALES DE LAS ZNI

1.1. TIPOS DE ZNI Y USOS DE LA ENERGÍA

El término ZNI no se aplica exclusivamente a las áreas aisladas de los polos de desarrollo del país, podemos identificar diferentes tipos de ZNI, así:

- ZNI que se localizan en los departamentos de Cundinamarca, Valle del Cauca, Antioquía y en la Costa Atlántica (Sur de Bolívar y Sur del Cesar), la mayoría son áreas rurales, pequeños centros poblados o áreas suburbanas, insertas en el área de influencia del Sistema Interconectado Nacional SIN, los cuales presentan impedimentos técnicos y económicos para su interconexión. Aunque en la realidad este es más un problema de electrificación rural.
- ZNI que se ubican en los límites del SIN y donde es factible técnica y económicamente interconectarse en el mediano o corto plazo, algunas ya se encuentran en proceso y por lo tanto entrarán a formar parte del marco regulatorio y de control correspondiente. Entre otras, las siguientes cabeceras municipales, corredores de línea y localidades cercanas, ya han sido integradas al SIN o tienen proyectos de interconexión en algún estado de avance: Puerto Gaitán (Meta), San José del Guaviare (Guaviare), Orito, La Hormiga, Puerto Caicedo, Villa Garzon, Puerto Guzmán, La Siberia (Putumayo).
- ZNI que se ubican en zonas de difícil acceso y alejadas del SIN, cuya interconexión es poco probable, aún en el largo plazo: Amazonas, Vichada, Guainia y Vaupés. Algunas áreas de la costa Pacífica en los departamentos del Choco, Valle del Cauca y Nariño. Algunas áreas en los extremos sur orientales de los departamentos del Meta, Guaviare, Putumayo y Caquetá.

Dado lo anterior, es necesario que la búsqueda de alternativas de energización se circunscriba a zonas que por problemas técnicos o económicos o porque son de difícil acceso no serán integradas al SIN en un futuro próximo como las que son objeto del presente estudio (las pertenecientes al departamento de Amazonas) y para las cuales se debe establecer el marco institucional, regulatorio y financiero que permita entregar un servicio confiable y de calidad acorde con las necesidades, condiciones sociales y económicas, de cada una de las localidades con miras a mejorar la calidad de vida.

El cubrimiento del Sistema Interconectado Nacional y la distribución de las ZNI se pueden observar en la siguiente Figura.



Figura 1. Cobrimiento del SIN y distribución de las ZNI.

Fuente: Estudio AENE.

La energía eléctrica en las ZNI se usa en un 86% para consumos domésticos y tan solo en un 14% para fines productivos, el consumo se da principalmente en iluminación y comunicaciones (radio y TV), lo que representa demandas muy bajas, aún así las cuantiosas inversiones y

gastos realizados por el gobierno (sistemas de generación y distribución³, subsidios por menores tarifas y electrocombustible⁴) solo sirven para suplir parte de la demanda, la cual podría ser cubierta con fuentes más económicas a las utilizadas tradicionalmente.

Como respuesta a una necesidad existente, en algunas de estas regiones, se ha desarrollado de manera espontánea y desordenada un sector privado que presta el servicio de energía eléctrica, de mala calidad y con costos superiores a los de las Zonas Interconectadas. Es necesario satisfacer la demanda de energía eléctrica de las ZNI de manera independiente a la ampliación del SIN, por medio de fuentes alternas locales y competitivas, mediante el diseño e implementación de un marco reglamentario que facilite su desarrollo, que permita o **“legalice”** la participación privada en el suministro energético. Es necesario que el *municipio asuma su papel como responsable de la prestación del servicio*⁵, que el gobierno establezca los mecanismos regulatorios y de vigilancia, y que optimice los recursos asignados para la prestación del servicio de energía, estableciendo las modalidades de subsidios o transferencias más acordes con la realidad de estas regiones.

Mediante la realización del presente estudio para las ZNI del departamento de Amazonas, se establecerá, en primera instancia; un marco general para el entendimiento del concepto de electrificación y en sentido más amplio de energización rural, con el fin de determinar las bases conceptuales de lo que este plan significa para las Entidades

³ El ICEL ahora IPSE es el ente encargado de dotar a los municipios y poblaciones de grupos electrógenos diesel, realizar las inversiones en pequeñas centrales hidráulicas, sistemas solares, sistemas de distribución eléctrica, y conformación de empresas de servicios públicos en las ZNI.

⁴ El IPSE distribuyó durante el año 2005 a 1202 centros poblados de las ZNI la suma de \$22.500'000.000, por concepto de subsidios por menores tarifas y LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS entre el cuarto trimestre del 2004 y Julio de 2005 giró por concepto de regalías a 12 municipios pertenecientes a las ZNI la suma de 31.140'301.782 pesos que corresponden al 2.14% del total de recursos de regalías

⁵ Constitución Nacional de 1991, artículo 367.

interesadas. Es necesario verificar la relación entre el desarrollo y la electrificación rural, con el fin de evaluar el costo de cada variable de acuerdo con las políticas nacionales y plantear el problema específico de la satisfacción de energía y sus efectos sobre el desarrollo del sector rural.

1.2. POBLACIÓN Y CUBRIMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como se dijo en un principio en las ZNI viven alrededor de 1'605.644 habitantes, los cuales se distribuyen en cuatro regiones naturales, la Orinoquía, la Amazonía, el Anden Pacifico y la Costa Atlántica. Las ZNI ocupan una extensión total aproximada de 756.531 km², que corresponde al 66% del territorio nacional, (1'141.748 km²) para una densidad poblacional promedio de 2,12 habitantes por kilómetro cuadrado, cifra sensiblemente inferior al promedio nacional que es de 37 hab/km² (IDEAM 2000).

En los centros poblados (urbanos y rurales) de toda la ZNI viven aproximadamente 636.060 habitantes (DANE 1997), distribuidos en:

- 4 Capitales departamentales (106.026 habitantes)
- 48 Cabeceras municipales (176.486 habitantes)
- 163 Corregimientos municipales (71.883 habitantes)
- 16 Corregimientos departamentales (10.946 habitantes)
- 93 Inspecciones de policía municipales (42.222 habitantes)
- 115 Inspecciones de policía departamentales (71.566 habitantes)
- 728 Caseríos, Comunidades indígenas, Sitios, etc. (156.931 habitantes)

El resto de la población que habita las ZNI (888.244 habitantes) no se encuentra en núcleos o centros poblados, esta dispersa en las áreas netamente rurales, para un total de población en las ZNI de 1'605.644

habitantes.

En su mayoría, la población de las ZNI es de carácter rural (89%) y se concentra en pequeños centros poblados (corregimientos, caseríos, inspecciones de policía etc.). La población urbana se concentra en 4 capitales departamentales y algunas cabeceras municipales. En la costa Atlántica no se encontraron cabeceras municipales que pertenezcan a las ZNI, allí se han identificado 25 localidades (Corregimientos) que pertenecen a las ZNI. La distribución de la población de las ZNI y centros poblados se puede ver en la Figura 2 y en la Tabla 1.

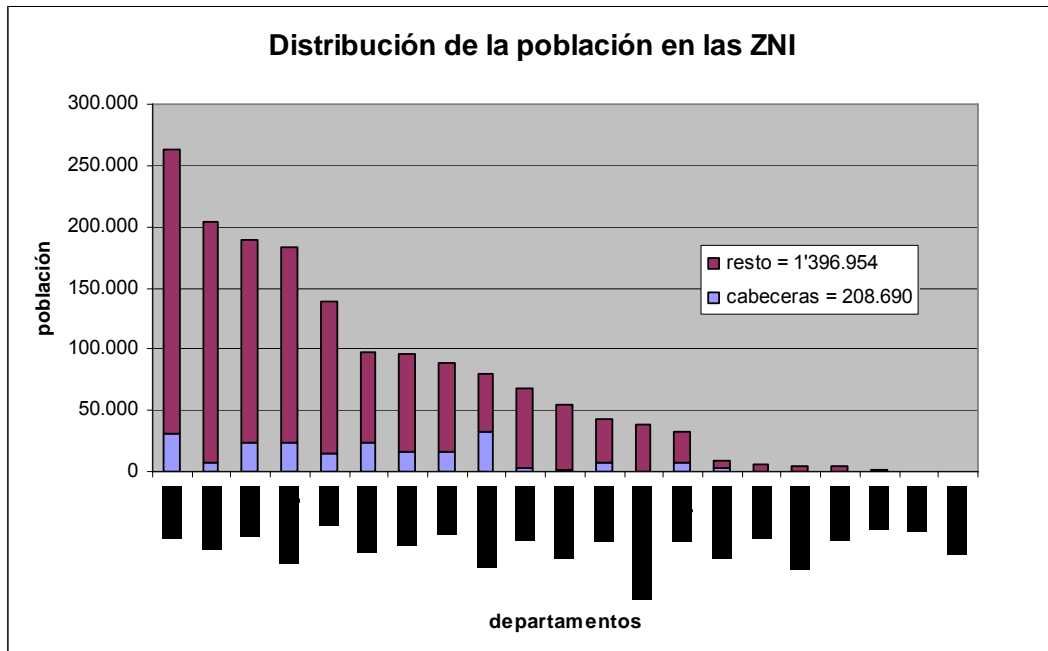


Figura 2. Distribución de la población en las ZNI.

Fuente: Estudio AENE.

Tabla 1. Distribución de la población en las ZNI⁵

Depto	Total	Cabeceras municipales	%	Resto	%	<i>Municipios incluidos en las ZNI</i>
Chocó	262.556	30.611	11,7	231.945	88,3	Acandí, Alto Baudó, Bahía Solano, Bajo Baudó, Litoral del Bajo San Juan, Bojayá, Jurado, Nuquí, Riosucio, Sipí, Unguía. Resto de: Quibdó, Bagadó, El Cantón de San Pablo, Itzmina, Lloró, Novita y Condoto
Nariño	189.336	24.256	12,8	165.080	87,1	El Charco, la Tola, Francisco Pizarro, Mosquera, Olaya Herrera, Santa Bárbara. Resto de: Barbacoas, Roberto Payán, Maquí Payán y Tumaco.
Caquetá	204.669	7.184	3,5	197.485	88,6	Cartagena del Chairá, Solano y Solita. Resto de: Florencia, Curillo, Doncello, Milán, Montañita, Paujil, Puerto Rico, San Vicente del Caguán, Belén de los Andaquíes, San José de la Fragua y Valparaiso.
Putumayo	183.119	23.721	13,0	159.398	80,6	Orito, Puerto Guzmán, Puerto Leguizamo y Valle del Guamuez. Resto de: Mocoa, Puerto Asís, La Dorada y Villa Garzón.
Meta	138.310	14.641	10,6	123.669	89,4	Macarena, Uribe, Mapiripán, Puerto Concordia, Puerto Gaitán y Puerto Rico. Resto de: Calvario, Fuente de oro, Lejanía, Puerto Lleras, Puerto López, San Juanito, San Juan de Arama y Vista Hermosa.
Cauca	88.609	15.684	17,7	72.925	82,3	Guapí, López de Micay y Timbiquí. Resto de: Santa Rosa.
Guaviare	97.602	23.037	23,6	74.565	76,4	San José del Guaviare, Calamar, Miraflores y Retorno (totalmente ZNI)

⁵ Estimación realizada con base en usuarios IPSE (distribución de subsidios) y datos de población del censo DANE 1993 proyectados por el DANE para 2005.

Valle del Cauca	38.618	0	0,0	38.618	100,0	Resto de: Buenaventura.
Casanare	54.908	1.695	3,1	53.213	96,9	Orocue. Resto de: Mani, Paz de Ariporo, Trinidad, Villanueva, Pore y Hato Corozal.
Vichada	96.138	15.865	16,5	80.273	83,5	Puerto Carreño, Cumaribo, Primavera, Santa Rosalia. (totalmente ZNI)
Arauca	67.837	2.904	4,3	64.933	38,1	Cravo Norte. Resto de: Arauquita, Arauca y Tame.
Amazonas	80.487	31.784	39,5	48.703	60,5	Leticia, Puerto Nariño, Pto Alegría, Pto Arica, Tarapacá y Pedrera (totalmente ZNI).
Antioquia	9.403	2.916	31,0	6.487	69,0	Vigia del Fuerte.
Guajira	5.570	0	0,0	5.570	100,0	Area urbana del Cabo de la Vela, El Cardón, Puerto Lopez y Taparajin en el municipio de Uribia. Area urbana de Caracoli en el Cesar.
Guainia	43.194	7.276	16,8 4	35.918	83,15	Inárída, Barrancominas (totalmente ZNI)
Bolivar	4.638	0	0,0	4.638	100	Area urbana de Buen Vista, Tres Cruces, Galindo y La Raya, del municipio de Achi. Area urbana de Mantequera en el municipio de Pinillos. Area urbana de La Ventura en Tiquisio y area urbana de Los Piñones en Mompos. El Palmar en el municipio de San Fernando.
Vaupés	33.142	7.116	21,5	26.026	78,5	Mitú, Carurú y Taraira. (totalmente ZNI)
Magdalena	4.872	0	0,0	4.872	100,0	Area urbana de San Pedro en el municipio de Guamal, Garrapata en Pivijay, Céspedes en el municipio de Plato y Santa Rosa en el municipio de Santa Ana.
Atlantico	145	0	0,0	145	100,0	Area urbana de Bocatocino perteneciente al municipio de Juan de Acosta
Sucre	1.835	0	0,0	1.835	100,0	Area urbana de Gavalda en el

						municipio de Guaranda, la Siepita en el municipio de Majagual, Sabaneta en San Juan de Betulia, Bajo Grande y Monteria en Sucre.
Cesar	656	0	0,0	656	100,0	Area urbana de Mucuras en Aguachica y San José de las Américas en el municipio de San Martín.
TOTAL	1.605.644	208.690	10,74	1.396.954	85,8	964 localidades, 46 Cabeceras Municipales y 5 Capitales Departamentales. En total 115 municipios con áreas en las ZNI.

Entre todas las formas de energía, la electricidad juega un papel importante por su facilidad de uso, la multiplicidad de aplicaciones y la contribución al mejoramiento de la calidad de vida de las poblaciones que se ven beneficiadas. La disponibilidad y consumo per cápita de energía eléctrica es considerada como un indicador del desarrollo económico e incluso como un condicionante del mismo, aunque no siempre lo es. La prestación y cubrimiento del servicio se realiza mediante la electrificación lo que es entendido comúnmente como el conjunto de medios que permite distribuir la energía directamente a los usuarios, mediante la conexión física al Sistema Interconectado Nacional o a un sistema local aislado del SIN.

Los índices de cobertura de prestación del servicio de energía eléctrica comúnmente se presentan sin tener en cuenta el origen de la energía, bien sea que provenga del SIN o de sistemas de generación y distribución aislados. La Figura 3 y Tabla 2, muestran el cubrimiento del servicio de energía en el país reportado por el DANE (censo de 1993).

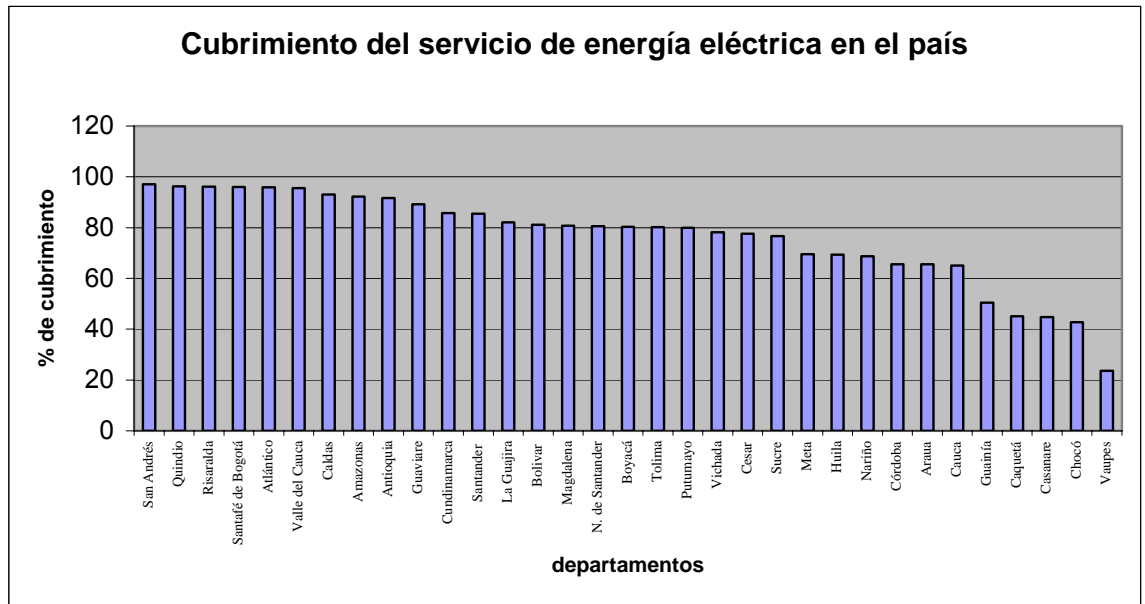


Figura 3. Cubrimiento del servicio de energía eléctrica en el país.
Fuente: DANE (censo de 1993).

Tabla 2. Cobertura del servicio de energía eléctrica en el país⁶

departamento	total	Total Cabeceras	%	Resto	%	% cubrimiento	población sin energía
Amazonas	80.487	31.784	39,5	48.703	60,5	92,2	6.278
Antioquia	5.761.175	4.251.858	73,8	1.509.317	26,2	91,6	483.939
Arauca	281.435	154.588	54,9	126.847	45,1	65,5	97.095
Atlántico	2.370.753	2.220.795	93,7	149.958	6,3	95,9	97.201
Bolívar	2.231.163	1.555.384	69,7	675.781	30,3	81,2	419.459
Boyacá	1.413.064	650.496	46,0	762.568	54,0	80,3	278.374
Caldas	1.172.510	766.110	65,3	406.400	34,7	93,1	80.903
Caquetá	465.078	226.263	48,7	238.815	51,3	45,1	255.328
Casanare	325.389	156.023	47,9	169.366	52,1	44,8	179.615
Cauca	1.367.496	531.622	38,9	835.874	61,1	65,1	477.256
Cesar	1.053.123	679.021	64,5	374.102	35,5	77,6	235.900
Chocó	416.318	171.776	41,3	244.542	58,7	42,7	238.550
Córdoba	1.396.764	702.218	50,3	694.546	49,7	65,6	480.487
Cundinamarca	2.340.894	1.364.549	58,3	976.345	41,7	85,8	332.407
Guainía	43.194	7.276	16,8	35.918	83,2	50,4	21.424
Guaviare	133.411	34.136	25,6	99.275	74,4	89,2	14.408
Huila	996.617	627.919	63,0	368.698	37,0	69,3	305.961
La Guajira	526.148	362.801	69,0	163.347	31,0	82,1	94.180
Magdalena	1.406.126	928.139	66,0	477.987	34,0	80,8	269.976
Meta	772.853	512.362	66,3	260.491	33,7	69,6	234.947
Nariño	1.775.973	812.418	45,7	963.555	54,3	68,7	555.880
Norte de Santander	1.494.219	1.129.509	75,6	364.710	24,4	80,5	291.373
Putumayo	378.790	125.846	33,2	252.944	66,8	80,0	75.758
Quindío	612.719	521.503	85,1	91.216	14,9	96,3	22.671
Risaralda	1.025.539	784.667	76,5	240.872	23,5	96,2	38.970
San Andrés	83.403	60.582	72,6	22.821	27,4	97,1	2.419
Santafé de Bogotá D.C.	7.185.889	7.170.008	99,8	15.881	0,2	96,0	287.436
Santander	2.086.649	1.494.514	71,6	592.135	28,4	85,5	302.564
Sucre	870.219	607.179	69,8	263.040	30,2	76,7	202.761
Tolima	1.316.053	844.632	64,2	471.421	35,8	80,2	260.578
Valle	4.532.378	3.933.049	86,8	599.329	13,2	95,5	203.957
Vaupés	33.142	7.116	21,5	26.026	78,5	23,6	25.320
Vichada	96.138	15.865	16,5	80.273	83,5	78,2	20.958
Total	46.045.109	33.442.008	58,1	12.603.101	41,9	76,4	6.894.333

Este análisis no permite diferenciar si el cubrimiento es por parte del SIN o de otra fuente, igualmente no es posible identificar si el cubrimiento es rural o urbano, lo cual implicaría estrategias diferentes para aumentar la cobertura de prestación del servicio.

Se observa en la tabla que en promedio el 76,4% de la población tiene acceso al servicio de energía eléctrica, proveniente de cualquier fuente, en algunos departamentos es posible identificar rápidamente el origen del

⁶ Cubrimiento reportado por el DANE para 1993 y los datos de población son un ajuste para el año 2005 que no presenta datos del cubrimiento de servicio de energía. Para los departamentos de Amazonas, Guainía, Vichada y Vaupés se calculó el cubrimiento con base en los usuarios reportados por el IPSE y población DANE.

servicio ya que se localizan en el área de influencia del SIN, (Antioquía, Caldas, Cundinamarca, etc) o porque pertenecen en su totalidad a las ZNI, por ejemplo Amazonas, Guainía, Vichada y Vaupés, que se suplen por medio de sistemas aislados del SIN. En otros departamentos con cubrimiento parcial del SIN y áreas en las ZNI, no es fácil identificar el origen del servicio.

Según el análisis hecho en la tabla 1-4 la población que no cuenta con servicio de energía eléctrica, en el país, es de 6'894.333 habitantes, sin embargo no es posible diferenciar cual de esta población es urbana y cual rural. Sin embargo, la población en el país se concentra en las áreas urbanas (58%) y allí el cubrimiento de energía es del 93%⁷, por tanto se evidencia que el problema de cobertura del servicio de energía es básicamente de electrificación rural y se localiza en el área de influencia del SIN, ya que las ZNI cuentan con una población aproximada de 1'605.644 habitantes y un cubrimiento del servicio en promedio del 70% (DANE 1993). Es decir que en las ZNI no cuentan con servicio de energía eléctrica 594.840 habitantes, los cuales representan el 8,6%, de los mas de 6'000.000 que no tienen servicio de energía en el país como se ve en la

Tabla 3.

⁷ Plan de expansión 1998 – 2010 UPME.

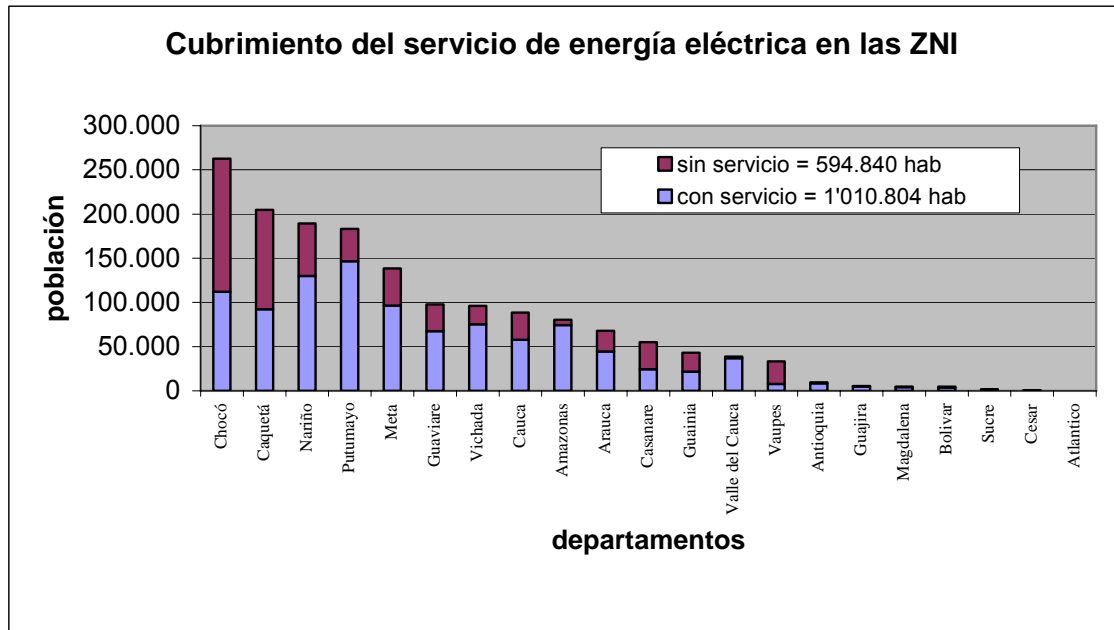


Figura 4. Cubrimiento del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

Fuente: DANE (censo de 1993).

Tabla 3. Cobrimiento del servicio de energía eléctrica en las ZNI⁸

Departamento	Total	% Cubrimiento	Con servicio	Sin Servicio
Chocó	262.556	42,7	112.111	150.445
Nariño	189.336	68,7	130.074	59.262
Caquetá	204.669	45,1	92.306	112.363
Putumayo	183.119	80,0	146.495	36.624
Meta	138.310	69,6	96.264	42.046
Cauca	88.609	65,1	57.684	30.925
Guaviare	97.602	69,3	67.638	29.964
Amazonas	80.487	92,2	74.209	6.278
Vichada	96.138	78,2	75.180	20.958
Valle del Cauca	38.618	95,5	36.880	1.738
Casanare	54.908	44,8	24.599	30.309
Arauca	67.837	65,5	44.433	23.404
Vaupés	33.142	23,6	7.822	25.320
Guainía	43.194	50,4	21.770	21.424
Sucre	1.835	76,7	1.407	428
Antioquia	9.403	91,6	8.613	790
Guajira	5.570	89,2	4.968	602
Bolívar	4.638	81,2	3.766	872
Magdalena	4.872	80,8	3.937	935
Cesar	656	77,6	509	147
Atlántico	145	95,9	139	6
Total	1'605.644	70,6	1'010.804	594.840

⁸ Los datos de cubrimiento son dados por el DANE censo de 1993.

1.3. SITUACIÓN SOCIAL Y PROBLEMÁTICA REAL

A lo largo del siglo XX, la sociedad colombiana ha vivido épocas difíciles, probablemente nunca, como ahora, se hayan acumulado tantos factores negativos de crisis. Desde hace 35 años ya se percibían los problemas referidos a la crisis del sistema político, la violencia guerrillera y por supuesto los derivados de la existencia de vastas masas de población en condiciones de pobreza. Sin embargo hoy, este conflicto social, no solamente viene siendo alimentado por las tradicionales herencias del pasado que se han acentuado y extendido, sino que a ellas se han sumado nuevos factores que aumentan la perturbación social, hasta los límites del desconcierto colectivo, que hoy nos caracteriza como nación.

La aparición del narcotráfico con sus funestas consecuencias, el aumento del clientelismo y la corrupción política en algunos niveles del estado, el surgimiento de grupos de justicia privada, la ampliación considerable de la delincuencia común, que ha copiado los métodos e instrumentos de la guerrilla y se ha puesto a su servicio, conllevan la proyección a prácticamente todos los sectores sociales, de múltiples formas de violencia física y moral.

Lo que tiene de nuevo esta crisis, además de la ampliación de los espectros y formas de la violencia, a diferencia de las situaciones similares del pasado, es que la sociedad va percibiendo de manera dramática su incapacidad para enfrentarla, lo que viene afectando las relaciones sociales y la economía.

En las coyunturas críticas del pasado, el país fue capaz de mantener instituciones fuertes, suficientes para contener los factores de perturbación, e incluso dio muestras de creatividad y flexibilidad para enfrentarlas, en la coyuntura actual, existe un ostensible deterioro de la legitimidad de las instituciones, y a pesar del esfuerzo realizado (Constitución de 1991) estas siguen sin responder a sus propósitos,

continúan siendo incapaces de dar respuesta a las necesidades básicas de la sociedad, no logran avanzar en la construcción de una sociedad más equitativa.

La tarea primordial y en materia de solución energética para estas zonas, parece ser la de recuperar la legitimidad del estado y sus instituciones, transformándolas en acciones, permitiendo que *la mayoría de la población participe en la confección y ajuste de las reglas del juego de las instituciones*, de manera que logren acercarse y asegurar la igualdad de oportunidades, una distribución más equitativa de los ingresos y la riqueza. Estos logros, en la medida que se den, constituyen condiciones para ejercer eficazmente los derechos y libertades ciudadanas. *A partir de la participación real en los aspectos relevantes de la vida social y pública, en el nivel local, regional o nacional, por parte de la mayoría de la comunidad, es que se puede hablar de un proceso que disminuya la violencia como herramienta de hacer política y alimente en la realidad la existencia de la democracia.*

Para disminuir la violencia y aclimatar la Paz, siguen siendo validos los postulados esenciales de programas como el Plan Nacional de Rehabilitación PNR, cuando en 1986 señalaba *“La recuperación de la legitimidad del Estado y las instituciones como tarea prioritaria compromete a todos los estamentos de la sociedad colombiana: al gobierno en primer lugar, pero también a las organizaciones políticas, a las organizaciones gremiales, cívicas y comunitarias y a cada uno de los colombianos en su respectiva esfera de influencia”*.⁹ Entre todos, y en el ámbito de cada una de las divisiones y entes territoriales, es posible conseguir mediante la concertación un pacto social, que al haber sido definido de manera colectiva, pueda mantenerse y servir de instrumento

⁹ Virgilio Barco, Plan Nacional de Rehabilitación; Una Estrategia de Desarrollo Social y Regional Para la Reconciliación, 1986-1990.

de reconciliación y desarrollo, ya que por su origen, las fuerzas sociales involucradas lo respetan y ayudan a construir sus objetivos.

Es necesario detenerse en las características del conflicto social de nuestro país, especialmente en las ZNI, en una situación particularmente grave, el conflicto, en el sector rural adquiere connotaciones dramáticas, parte del problema referido a los sectores rurales más apartados es el abandono por parte del Estado, territorios marginales frente a la conciencia y a la economía nacional, lo que permite que allí se establezcan poderes por fuera del Estado, como producto de las formas de violencia que en los últimos tiempos se han incrementado cada vez con mayor fuerza. En estas zonas, está el corazón de la crisis nacional y es necesario realizar un gran esfuerzo para solucionarlo.

Históricamente el tratamiento dado al sector agropecuario ha sido poco afortunado. Ello ha intensificado la migración urbana con el consecuente aumento de la pobreza y miseria en las grandes ciudades, se ha ampliado la brecha entre el nivel de vida e ingreso del campo y la ciudad. En las dos décadas anteriores y ante la ausencia de oportunidades y acceso a los mercados, gran cantidad de campesinos, colonos e indígenas, han encontrado una ventaja de subsistencia en la producción de cultivos ilícitos, y en su vinculación personal a grupos armados, propiciando un escenario aun más grave de conflicto y violencia en el sector rural.

Además de los problemas comunes a la sociedad y la economía del país, en las ZNI, sobresalen los derivados de la baja presencia del estado, las severas condiciones naturales, la caída de la rentabilidad de buena parte de los principales productos exportables y de los precios internos, para los productos de economía campesina, ante un escenario de economía abierta. El sector agropecuario presenta un gran número de obstáculos, relacionados con esas precarias condiciones de producción, entre ellos:

- Pocas posibilidades de acceso a los factores productivos de tierra, tecnología y capital, para la mayoría de los campesinos.

- Oferta restringida de tecnologías apropiadas, con viabilidad económica para los pequeños productores.
- Dificultades estructurales de acceso al crédito institucional, debido a que las instituciones financieras, por el riesgo implícito, el bajo monto de los créditos individuales, ausencia de garantías reales y alto costo administrativo de cartera, son renuentes a otorgar crédito al campesinado.
- Ausencia de infraestructura básica para la transformación y comercialización, que reduce las posibilidades de inserción de los pequeños productores en los mercados regionales y nacionales.
- El campesino tradicionalmente ha sido impulsado a producir para un mercado abierto, con muy bajos niveles de organización y escasa capacidad empresarial.
- La falta de programas serios de capacitación, continuados y de transferencia de tecnologías, limitan su capacidad para desarrollar economías de escala en procesos de comercialización y transformación.
- La deficiente oferta energética, económica y confiable, impide el acceso a tecnologías de postcosecha, beneficio, transformación y comercialización que agreguen valor a los productos regionales.

Dentro de esta crisis se dio también la inversión de medianos industriales para incrementar áreas existentes de cultivos permanentes y con vocación exportable, como la Palma Africana, el Cacao, el Palmito, los Frutales, los Espárragos y Maderas. Sin embargo, este positivo incremento no se dió como producto de una reconversión de la producción tradicional y comercial de productos transitorios, quedando por fuera del mercado muchas familias campesinas e inversionistas tradicionales, los cuales han hecho tránsito hacia la producción de cultivos ilícitos.

Es necesario diferenciar el concepto de pobreza y miseria. En muchas zonas rurales y aisladas existe pobreza ya que los pobladores no tienen acceso a servicios públicos, medio de sustento definido y un ingreso que represente un número importante en las estadísticas, sin embargo allí no se vive en condiciones de miseria o aún en indigencia, lo que si es fácilmente observable en las grandes ciudades y sus cinturones de miseria.

En la última década, Colombia ha reflejado una variación significativa en lo relacionado a las condiciones de pobreza, desde 1973 el porcentaje de personas con NBI (Necesidades Básicas Insatisfechas) o en miseria son menores especialmente en las zonas urbanas. La disminución del porcentaje de personas con NBI se ha dado en todas las regiones y departamentos del país. Esto debido a los grandes esfuerzos realizados por los diferentes gobiernos en lo relacionado a la dotación de servicios básicos. Sin embargo los departamentos con mayores índices de pobreza a nivel nacional son Chocó, Córdoba, Sucre, Nariño y Boyacá, con valores que superan el 50%.

Medido por Línea de pobreza, las regiones que presentan los mayores niveles de pobreza en el país son: Atlántico, Córdoba, Bolívar, Cesar, La Guajira, Magdalena, Sucre, Boyacá, Cauca, Chocó, y Nariño. Así como la mayoría de los conocidos antiguos territorios nacionales. Sobre los departamentos localizados en las regiones más aisladas del país es difícil contar con datos confiables, sin embargo los índices de NBI y de LP, son más altos en las regiones más aisladas de los centros de desarrollo del país.

1.4. ENERGÍA Y DESARROLLO

La energía tiene un papel importante en la vida de los hombres y por tal motivo es tratada preferencialmente, frente a otros temas. Sobre la energía existen mitos que tienden a imperar sobre la realidad. ***La energía es vista como símbolo del desarrollo***¹⁰.

En los países industrializados, se ha establecido que el desarrollo es la posibilidad que tiene cada habitante de poseer un gran número de “esclavos” mecánicos y eléctricos. El desarrollo de las economías de los países del norte estaba acompañado por un fuerte crecimiento del consumo de energía, así, los europeos del siglo XVIII consumían de 500 a 800 kg equivalentes de petróleo/per cápita (como leña y energía animal), hoy consumen de 4 a 5 toneladas/per cápita. Hasta 1974, en los países industrializados, el consumo de energía había aumentado proporcionalmente con el PIB, ahora el crecimiento del consumo de energía ha crecido menos con relación al PIB, dándose así un fenómeno nuevo, bautizado “desacoplaje”, el cual muestra que energía y desarrollo estén posiblemente en dos realidades distintas.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**5 muestra la relación que existe entre la intensidad energética y el PIB, para los países desarrollados y en desarrollo:

¹⁰ Guide de l'énergie. Ministère Français de la Coopération. Francia 1987.

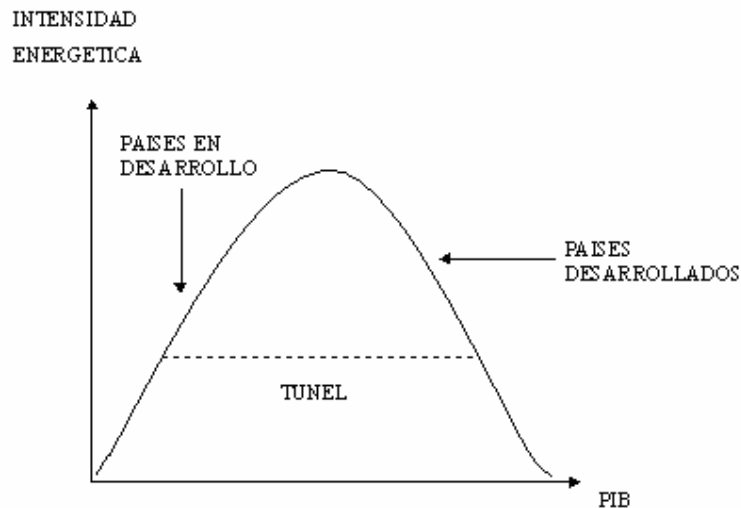


Figura 5. Relación entre el PIB y el consumo energético.
Fuente: Guide de l'énergie. Ministère Français de la Coopération.
Francia 1987.

La intensidad energética tiende a crecer con el desarrollo; la mayor parte de los países en desarrollo se sitúan sobre esta parte ascendente de la curva, entonces, sucede que en una segunda fase, la intensidad energética disminuye con el aumento del crecimiento del desarrollo, parte de la curva sobre la cual se sitúan la mayoría de países desarrollados.

Para los países en desarrollo es necesario crear un túnel que les permita evitar la cima y encontrar más rápidamente la parte descendente de la curva, es necesario ir hacia otro desarrollo, más económico en energía.

La imagen del crecimiento en función del consumo de energía, en el tercer mundo, no es del todo cierta, el hecho de que los países exportadores de petróleo y los nuevos países industrializados formen dos grupos distintos muestra que la disponibilidad de energía no es un paso determinante y que, tanto en el sur como en el norte, energía y desarrollo no son tan dependientes, es así como ninguno de los países que recibe

rentas importantes del petróleo se ha convertido en un nuevo país industrializado. Lo que lleva a concluir que la disponibilidad de energía y un buen mercado (infraestructura, tecnología, etc.) pueden ser las condiciones mismas del desarrollo.

Escoger la vía que una colectividad tomará para conseguir su desarrollo, cualquiera que este sea, ha suscitado innumerables reflexiones. El desarrollo económico es una meta justificada en la evolución de la sociedad, sin embargo, es preciso que en cada momento se plantee cuales son los requerimientos reales que existen para su consecución concreta y no se deje llevar por principios que pudieron ser útiles en el pasado, pero que han llegado a convertirse en auténticos peligros para la supervivencia. Es así como se ha pasado de una concepción de desarrollo que se puede calificar de lineal a una concepción pluralista. Aunque las sociedades industriales ejercen gran influencia sobre el resto del mundo (cada día más fuerte debido a los medios de comunicación) cada comunidad debe presentar su propio proyecto de desarrollo. No existe una única vía, ésta varía en función de la cultura, de las aspiraciones locales, de los recursos técnicos, económicos y humanos, así como de la tecnología disponible.

Existen otros factores y variables para medir el desarrollo, diferentes al sólo ingreso per cápita, cubrimiento del servicio energía o consumo energético per capita, tales como la repartición del ingreso entre población urbana y rural, la mayor o menor densidad de población rural o el crecimiento. Sin embargo, es claro que las decisiones políticas son las que determinan el desarrollo y a su vez la expansión y cubrimiento de la energización rural. La India por ejemplo, ha dado una alta prioridad a la electrificación de fincas rurales y en ciertas regiones, prácticamente toda la población está conectada a la red eléctrica, aunque aún existen hogares que están lejos de este beneficio, en regiones apartadas. Países

que tienen un ingreso per cápita relativamente bajo, han decidido atender, en primera instancia, otras prioridades (salud y educación) y por tanto la electrificación rural no tiene un amplio cubrimiento, con obvias consecuencias sobre la modernización de los sistemas de producción rural, las comunicaciones y la calidad de vida de los pobladores. Un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo concluye:

"las ventajas de la electrificación rural incluidas las ventajas sobre el plan social, tienen la tendencia a ser sobrestimadas, mientras que los costos son subestimados."

En las zonas rurales, en general, el acceso a una pequeña cantidad de energía moderna puede modificar las costumbres y la calidad de vida, pasar de una lámpara de petróleo a iluminación eléctrica, aún de modesta potencia, estar ligado al mundo y al resto del país a través de la radio, la televisión y el teléfono, disponer de un poco de frío para conservar medicamentos o productos perecederos, representa un salto cualitativo importante. La cantidad de energía necesaria para el acondicionamiento del aire de un gran edificio puede conducir, en una ciudad, al mismo salto cualitativo.

Sí se dispone de un poco más de energía es posible aliviar el trabajo cotidiano de cargar el agua y el combustible para la cocina, puede también cambiar las condiciones de algunos procesos productivos, por tanto existe una relación directa entre energía y calidad de vida, *para el hombre moderno*, la relación no es lineal, llega un momento en que la sola oferta de energía no produce mejoras sustanciales en el nivel de calidad de vida.

Es necesario que se tomen decisiones en esta materia, más aún cuando es fácil comprobar el carácter injusto y desigual del uso de los recursos y romper el círculo vicioso de los modelos de desarrollo reales, donde la distribución de recursos se produce en función de las desigualdades

existentes y su uso desigual contribuye a incrementar las desigualdades previas. En este sentido, las decisiones políticas, energéticas y de desarrollo para las ZNI dependen en gran medida del rumbo de las negociaciones de paz, el desorden en la prestación de servicios públicos, el conflicto armado, el narcotráfico, la baja capacidad económica de los pobladores y la deficiente presencia del estado, factores que hacen de estos territorios campo vedado para el éxito del mejor de los planificadores. Las negociaciones de paz podrán tener un efecto directo sobre las decisiones de la ampliación de la cobertura del servicio de energía, la normalización de la prestación del servicio, la industrialización agrícola y la vinculación de capital privado en estas regiones.

La energía no es un freno para el desarrollo de las regiones. Los privados y la población han ido dando soluciones espontáneas al suministro de energía, de acuerdo con sus necesidades y capacidad económica y técnica. La agroindustria de palma de aceite, la de madera y pesca, que se localizan en estos territorios son autosuficientes. Es factible ordenar y optimizar este proceso ampliando la cobertura, disminuyendo los costos y mejorando la calidad del servicio, de manera que las políticas y procesos de desarrollo propios de la región encuentren respuesta rápida y oportuna para la energía que demanden sus procesos. Por otra parte, el sector rural no encontrará siempre el combustible doméstico que cubra sus necesidades, por el deterioro de los recursos naturales escasos y en extinción, por tanto deberá buscar otras soluciones, como el manejo y siembra de combustible.

En la mayoría de los casos es el transporte la limitante para el desarrollo de la agroindustria, por esto solo es posible comercializar productos, provenientes de las ZNI, que tengan un alto valor específico y que compensen el costo del transporte, (maderas finas, pescado, caucho, narcóticos, animales silvestres, etc.). Brindar los medios de transporte de productos y materias primas (insumos y materiales) de y hacia las ZNI,

permitiría un intercambio comercial más justo con el interior y aumentaría la demanda de energía para sus procesos productivos. El costo promedio de transporte de un kilo de carga a las ZNI es de \$1500, transportar un bulto de cemento de 50 kilos cuesta \$ 75000, mucho más de lo que cuesta el mismo bulto de cemento.

Con este panorama la energía en si misma no es la limitante del desarrollo, esta será demandada en la medida que se conjuguen otra serie de factores y avancen las actividades productivas y sí estas son lo suficientemente rentables buscarán, por si mismas, la forma de ser autosuficientes energéticamente. Se debe apoyar el transporte aéreo, fluvial y de carretera para las ZNI, como herramienta básica para buscar el desarrollo de las regiones y brindar oportunamente las condiciones para el adecuado abastecimiento energético.

1.5. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

A raíz de la crisis energética de 1992, el sector eléctrico inició un proceso de transformación institucional, dentro de los cuales pueden destacarse:

1. El cambio de funciones del ICEL, que pasa de ser la casa matriz de las electrificadoras del interior del país y de su labor de intermediación comercial a reorientar las zonas no interconectadas;
2. El fortalecimiento temporal del Estado como propietario de activos de generación y accionista mayoritario de todas las electrificadoras, para lograr posteriormente la venta de tales activos;
3. La creación de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME;
4. La autorización a CORELCA para asociarse con entidades públicas o privadas con el fin de subsanar el déficit de energía en el Archipiélago de San Andrés;
5. La participación de agentes privados en el negocio de generación de energía.

Con la expedición de las Leyes 142 y 143 en julio de 1994 se estableció un nuevo régimen para los Servicios Públicos Domiciliarios y el Sector Eléctrico, respectivamente. Este régimen implicó desde el punto de vista institucional, entre otros, lo siguiente:

1. El cambio de un Estado propietario a un Estado regulador, controlador y vigilante
2. La posibilidad de que agentes privados participen en los negocios de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad
3. La obligación de que las actividades del sector se rijan por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad
4. La promoción de la libre competencia
5. Cambios en la naturaleza jurídica de las empresas y en sus regímenes contractual y laboral
6. Separación de las actividades del sector, permitiendo que únicamente la actividad de comercialización pueda ser realizada a la vez por una empresa generadora o una distribuidora o directamente por una empresa comercializadora independiente;
7. Creación de la Comisión de Energía y Gas - CREG
8. Creación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de acuerdo con lo establecido en la Constitución de 1991
9. Separación de las actividades de transmisión y generación que realizaba ISA, conformando con estos últimos activos una nueva empresa: ISAGEN
10. Creación del Consejo Nacional de Operación -CNO, cuya función principal es la de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica

11. Establecimiento de transacciones de electricidad libres, a partir de las cuales se creó el Mercado de Energía Mayorista, que comenzó a funcionar el 20 de julio de 1995.

Finalmente, a nivel del SIN y en relación directa con el entorno institucional del sector, debe resaltarse la consolidación de tres organismos asesores: el Consejo Nacional de Operación - CNO, el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT y el Comité Asesor de Comercialización - CAC y la conformación de cinco gremios: la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Actividades Complementarias e Inherentes - ANDESCO, la Asociación Colombiana de Generadores de Energía - ACOLGEN, la Asociación Colombiana de Empresas Distribuidoras - ASOCODIS, la Asociación de Comercializadores - ACCE y la Confederación Colombiana de Consumidores - COCO.

Las fuentes de recursos disponibles para la inversión en las ZNI, identificadas son las siguientes:

- Aportes del Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas; (IPSE).
- Recursos de Regalías. La Ley 141 de 1994, estableció en el artículo 1o. Parágrafo 1o., numeral 1 que el cuarenta por ciento (40%) del quince por ciento (15%) de los recursos del Fondo Nacional de Regalías se destinarán para financiar proyectos de energización en zonas no interconectadas.
- Aportes de la Nación, correspondientes a los recursos provenientes de la enajenación de la participación accionaria de la Nación en ISA e ISAGEN.
- Aportes por subsidios del régimen contributivo.
- Recursos del fondo FAZNI; el cual recauda de los entes generadores un peso por cada kWh generado para financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura

energética en las zonas no interconectadas (ZNI), propuestos y presentados por las entidades territoriales, por las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica y por el Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE).

- Finalmente, se espera contar con recursos de las entidades territoriales, el sector privado y las comunidades en cuantía mínima.

El CAFAZNI es el comité administrativo que maneja los recursos del FAZNI y establece los siguientes parámetros generales:

Viabilidad:

- ✚. Proyectos que sean requeridos por la comunidad
- ✚. Que correspondan a las mejores soluciones para la población
- ✚. Que sean técnicamente funcionales y operacionales
- ✚. Que sus costos sean razonables
- ✚. Que sean sostenibles en el tiempo

Elegibilidad:

- ✚. Que cumpla con los requisitos y que sea viable técnica y económicamente

Prioridad:

- ✚. Proyectos de generación que usen energéticos diferentes a los combustible fósiles
- ✚. Proyectos de distribución local e interconexión rural en las ZNI
- ✚. Rehabilitación y recuperación de infraestructura energética existente

Adicionalmente, para la asignación de los recursos, se definieron los siguientes criterios:

- ✚. Principios de cobertura, relacionados con la población beneficiada.

- ✚. Sostenibilidad en el largo plazo.
- ✚. Influencia en la promoción de procesos productivos y generación de valor agregado.
- ✚. Estructuras empresariales propuestas.
- ✚. Consideración de la relación de Costo con los beneficios reales y sociales obtenibles con el desarrollo propuesto.
- ✚. Principios de equidad regional
- ✚. El menor costo por cada kilovatio hora generado.

Los criterios de priorización para proyectos de inversión en las ZNI según documento CONPES 3055 aprobado el 10 de noviembre de 1999 son:

- En primera instancia se mejorarán las condiciones de la prestación del servicio de energía en las capitales de los departamentos del Vaupés, Vichada, Guaviare, Guainía y Amazonas, asegurando 24 horas de servicio; objetivo que a partir de la fecha de aprobación del documento ya se ha cumplido en algunas capitales como San José del Guaviare. Progresivamente se extenderá su cobertura a las cabeceras municipales de estas áreas como son Calamar, Miraflores, Retorno, Caruru, Taraira, Puerto Nariño, Cumaribo, Primavera y Santa Rosalía y a las áreas de los departamentos de Putumayo, Caquetá y Meta, así como a las ZNI de los departamentos de la Costa Atlántica, Cauca, Nariño y Antioquia.
- Se dará prioridad a las regiones o municipios donde la energización esté integrada a proyectos de productividad económica, que fomenten el desarrollo económico y social o que se constituyan en focos de progreso de la región, como son los municipios de las regiones de la Orinoquía y la Amazonía.
- Se fomentará la ejecución de los proyectos de energización que tengan garantizados los recursos suficientes para su total ejecución, así como también los mecanismos y recursos

necesarios que permitan la operación, administración y mantenimiento idóneo de la infraestructura energética.

- Finalmente se promocionará el uso de fuentes alternativas o no convencionales de energía, que utilicen los recursos propios de la región.

La clasificación de proyectos para las ZNI según el mismo documento es:

- ✓ Áreas con potencial de interconexión al Sistema Interconectado Nacional – SIN por intermedio de líneas de media tensión (115 kV.- 34.5 kV.). Dichas líneas deben ser técnicamente aprobadas y deben contar con la participación de recursos privados para su ejecución. De ser necesario, el Gobierno apoyará el proyecto con un subsidio para garantizar bien sea la financiación de las obras o el mantenimiento y la operación de la infraestructura en el largo plazo, actividades que, vale la pena anotar, deben de ser responsabilidad del agente privado.
- ✓ Áreas con fuentes potenciales de generación propia de energía, a través de microcentrales hidroeléctricas, aprovechamiento de residuos orgánicos, energía eólica o solar. Estos proyectos de energización, también deberán contar con la participación del sector privado en la inversión, según esquemas definidos acordes con la situación de cada proyecto. Así mismo la operación mantenimiento y administración de los proyectos serán asumidos, bajo condiciones predeterminadas, por empresas de carácter privado.
- ✓ Áreas donde la demanda de electricidad está destinada a satisfacer las necesidades esenciales de poblaciones menores de mil habitantes y con requerimientos inferiores a 0.8 KW por usuario. La demanda de energía de estos proyectos, generalmente se puede atender mediante fuentes energéticas que utilicen los

recursos naturales propios de la región o mediante la utilización de Plantas Diesel de generación eléctrica.

2. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE PLANTAS DIESEL

El abastecimiento de energía en las ZNI se realiza principalmente con base en generación diesel. Las prácticas operativas y de mantenimiento utilizadas comúnmente en la zona, han hecho que esta tecnología sea calificada como de bajo rendimiento y baja confiabilidad. De otro lado, las características geográficas y socioeconómicas de estas regiones dificultan y encarecen el transporte de los insumos requeridos (combustibles, lubricantes, repuestos, etc.), lo cual hace que la prestación del servicio por medio de esta tecnología sea bastante onerosa. No obstante, la generación diesel ha sido la solución para un considerable número de localidades y posiblemente será, en casos específicos, la solución en algunas poblaciones durante mucho tiempo.

2.1. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DIESEL

2.1.1 El motor Diesel

Es un motor de combustión interna en el cual, en la fase de aspiración sólo entra aire en el cilindro, siendo comprimido en la fase de compresión, con lo que se consigue elevar su temperatura. El combustible es introducido a presión y pulverizado en el seno de la masa de aire caliente comprimido, y se inflama espontáneamente al contacto con éste. La combustión tiene lugar sin encendido por chispa.

Son motores de gran robustez, dadas las elevadas presiones de trabajo y con una relación peso / potencia elevada.

Los motores recíprocos operan bajo el ciclo de Otto o bajo el ciclo de Diesel. En el ciclo de Otto, la mezcla aire - combustible es comprimida en el cilindro, donde mediante una chispa ocurre la ignición del combustible.

La combustión aumenta la presión de la mezcla lo cual hace que el pistón se desplace dentro del cilindro, realizando trabajo.

En la Figura 6 se observa el ciclo Diesel, en donde el aire es comprimido (1-2) hasta que alcanza la temperatura de autoignición y en este momento se inyecta el combustible dentro del cilindro (2-3), donde ocurre el proceso de combustión generándose el desplazamiento del pistón (3-4). Los pistones, en ambos ciclos, van acoplados a un cigüeñal o eje que convierte el desplazamiento lineal del pistón en rotación. Esta rotación, en las plantas de generación de energía es transmitida a un generador eléctrico.

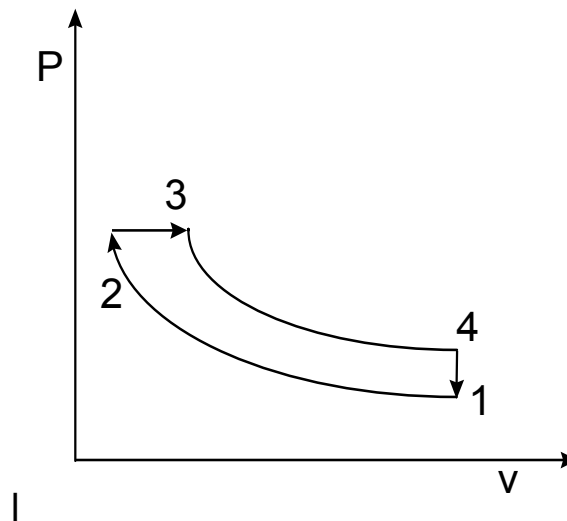


Figura 6. Ciclo Diesel.

Fuente: manual Hiunday, motores diesel, Febrero del 2003.

El ciclo diesel a diferencia del ciclo Otto, utiliza como combustibles, derivados del petróleo mas pesados, por ejemplo el diesel (ACPM) y/o combustibles gaseosos, los cuales reemplazan a la gasolina, lo que hace que el tipo de combustión y la manera en que el combustible se hace encender sea diferente.

Los motores diesel se diferencian entre ellos de acuerdo a las siguientes características:

- Tipo de inyección: directa o indirecta.

- Tipo de ciclo: de 2 o 4 tiempos.
- Velocidad de rotación: baja, media o alta.
- Tipo de enfriamiento: con aire o agua.
- Tipo de alimentación: aspirado o sobrealimentado.

En la Figura 7 se puede apreciar la disposición de los diferentes sistemas y el paso de los fluidos por el interior de un motor diesel ID36 de cuatro tiempos, con inyección directa, cilindros en V, turbocargado con intercambiador.

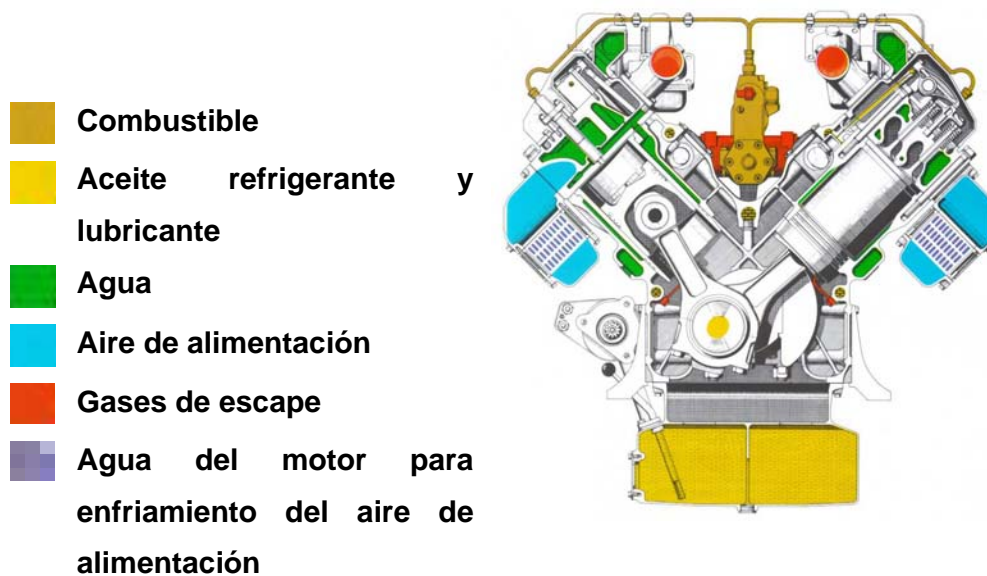


Figura 7. Paso de los diferentes sistemas por el interior de un motor diesel.

Fuente: Manual Hyundai, motores diesel, febrero del 2003.

2.1.2. El generador Diesel

Un generador de corriente alterna consiste principalmente en un circuito magnético, un devanado de campo de corriente directa, un devanado de

armadura de corriente alterna y una estructura mecánica, e incluye sistemas de enfriamiento y lubricación.

Los devanados de campo y del circuito magnético están dispuestos de manera tal que, al girar el eje de la máquina, el flujo magnético que eslabona el devanado de armadura cambia de modo cíclico y, por lo tanto induce voltaje alterno en el devanado de armadura.

Existen dos tipos de generadores de corriente alterna: sincrónicos y asíncrónicos.

En un generador sincrónico existe una relación constante entre la velocidad n y la frecuencia de línea o red de suministro de energía eléctrica, es decir: $f = pn$

Siendo p el número de pares de polos de la máquina. Este tipo de generadores se excitan por corriente continua alimentando el arrollamiento de excitación con una fuente externa de energía de c. c.

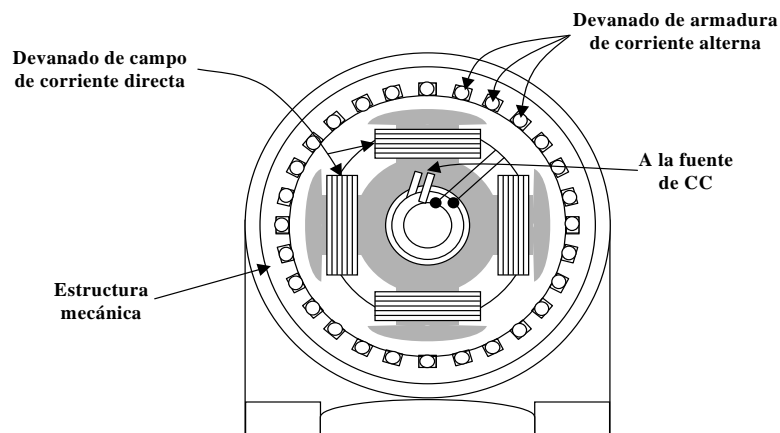


Figura 8. Construcción general del generador

Fuente: Manual Hiunday, grupos electrogenos, febrero del 2003

En un generador asíncrono, con una frecuencia dada (f), la velocidad n depende de la carga, y por tanto:

$$f \neq pn$$

En estos generadores, el campo magnético es creado por una corriente alterna suministrada a la máquina por una fuente externa de AC.

Para la generación de energía eléctrica se utilizan los sincrónicos debido a que su velocidad de operación es constante ante los diversos cambios en la carga. Los asincrónicos se utilizan principalmente como motores.

Los generadores pueden ser de eje vertical u horizontal. La disposición con eje horizontal es utilizada en las plantas hidroeléctricas y la de eje vertical en los motores de combustión interna y turbinas a gas o a vapor.

Para garantizar la calidad de la energía generada, es importante tener en cuenta algunos aspectos del diseño fundamental del equipo generador: la selección de la velocidad de rotación, número de cilindros y cual debe ser conectado al motor de manera rígida y cual de manera flexible.

Como fuentes de alimentación de la corriente de excitación DC, necesaria para los devanados de campo en el rotor del generador, comúnmente se han empleado generadores DC como elemento excitador, en las formas de acople directo al generador, con acople con reductor o un motor generador separado. Los sistemas rectificadores en estado sólido asociados a generadores AC, presentan mejores características de operación y mantenimiento razón por la cual es más usual encontrarlos en las máquinas actuales.

Hay dos líneas de fabricación principales: sistemas rotatorios sin escobillas y sistemas estáticos, los cuales proporcionan una alta confiabilidad y facilidad en el mantenimiento de acuerdo con las experiencias acumuladas. Con estos sistemas se obtienen respuestas muy rápidas que favorecen la estabilidad transitoria del generador permitiendo además disminuir las relaciones de cortocircuito del generador.

El sistema de excitación responde por las siguientes funciones principales:

- Regulación automática del voltaje en bornes del generador (AVR).
- Regulación del voltaje de campo.
- Limitación de la corriente de campo.
- Limitación voltios/hertz.
- Compensación de corriente reactiva.
- Limitación de la corriente de sub-excitación.
- Estabilización de potencia.

Al sistema de excitación también se le asignan otras funciones de control complementarias, tales como:

- Manejo del sistema de desexcitación.
- Control manual de voltaje de bornes de generador.
- Control de voltaje de excitación, transferencia automática a control manual resultante de la actuación de algunas funciones de protección. Transferencia manual indicada por el operador.
- Control automático: Cambio especificado en el voltaje en terminales o en la potencia reactiva generada como respuesta a un cambio especificado en el punto de ajuste del sistema de excitación. Supervisión y control remoto de excitación desde la sala de control de la central.
- Medios de verificación de la integridad de los enlaces de comunicación y de prueba o diagnóstico en línea del sistema de excitación localmente o desde la sala de control.
- Puesta en servicio o sacada de servicio automática: Medios adecuados para poner en servicio la excitación o sacarla con un solo comando.
- Provisión de selección operación automática remota/operación automática local/operación manual local.

- Igualación automática de voltajes: Capacidad de ajuste automático para lograr la condición de voltajes iguales requerida por el sistema de sincronización.
- Variación del punto de ajuste mediante dispositivos accionados por motor. El rango de variación se determinará en términos de voltaje en terminales. Incluirá facilidades de variación local y remota del punto de ajuste y la posibilidad de operación manual o automática.
- Seguimiento del punto de ajuste: El sistema de variación manual del punto de ajuste efectúa el seguimiento de los requerimientos de excitación para el punto de operación de la unidad, de modo que al producirse una falla del control automático de excitación este pasará al control manual con el punto de ajuste adecuado.

El sistema de excitación debe contar por lo menos con las siguientes protecciones básicas:

- Protección de relación voltios/velocidad.
- Protección de sub-excitación.
- Protección de sobreexcitación del generador y transformador de voltaje de la unidad.
- Protección de sobreexcitación del generador fuera de línea.
- Protección de excitatriz contra desbalance de fase.
- Protección del generador contra sobrevoltaje.
- Protección por falla a tierra del campo de excitación.

Adicionalmente a los requerimientos básicos relacionados con la operación y protección de la unidad se deben considerar el control, manejo y despeje de las siguientes condiciones anormales entre otras:

- Falla del enfriamiento del sistema de excitación.
- Pérdida de voltajes de control.
- Pérdida de señales al regulador de voltaje.
- Falla de elementos básicos del sistema de excitación (tiristores, diodos, fusibles, etc.)

2.2. CENTRALES DE GENERACIÓN DIESEL

Se llama central diesel al conjunto de máquinas en el cual se realiza el proceso completo de transformación de la energía química del combustible en energía eléctrica. Está compuesta por uno o más grupos electrógenos y típicamente por los siguientes equipos auxiliares:

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

Cuando la central funciona con combustible liviano, el sistema es más sencillo por lo que no requiere los equipos que tienen relación con el manejo del combustible.

Según el tipo de funcionamiento la central puede ser sencilla, es decir que un solo grupo alimenta la red de distribución o en paralelo, en donde más grupos alimentan conjuntamente la red. Así mismo, según el tipo de control, la central puede ser:

- Manual: los grupos operan totalmente con mando manual, incluidos los sistemas de control
- Semiautomática: los controles son insertados automáticamente y las demás operaciones se realizan con mando manual
- Automática: los grupos operan con mando totalmente automático

Para la conformación de una central diesel, se deben tener en cuenta ciertos criterios que influyen en la selección de los grupos electrógenos, entre otros, son:

- Tipo de servicio: el servicio a suministrar puede ser continuo para generación sin limitación de tiempo, intermitente para generar

determinadas horas del día, (como en al mayoría de localidades de las ZNI) o de emergencia, para operar hasta 300 horas por año.

- Velocidad de rotación
- Tipo de enfriamiento
- Tipo de combustible: esta decisión es crítica debido a que el costo del combustible consumido es muy elevado y adicionalmente es necesario verificar la disponibilidad, características físico- químicas y la confiabilidad del suministro del mismo al lugar en donde se localizará la planta
- Facilidad de mantenimiento
- Tipo de arranque
- Tipo de instalación: fija o móvil
- Características ambientales del sitio de instalación: humedad relativa, temperatura ambiente, altura sobre el nivel del mar, etc.

La disposición de las plantas diesel varía de acuerdo con la potencia que se tenga instalada generando diversas variables que deben ser tenidas en cuenta, tales como: tipo de funcionamiento, tipo de combustible utilizado, la magnitud de los motores y tipo de control y regulación.

Cuando se ha de instalar una planta diesel hasta de 2000 kW con un solo motor que utilice como combustible diesel, con radiador acoplado al motor como sistema de enfriamiento y arranque con batería, se puede encontrar una distribución de planta como la que se observa en la siguiente

Figura 9. .

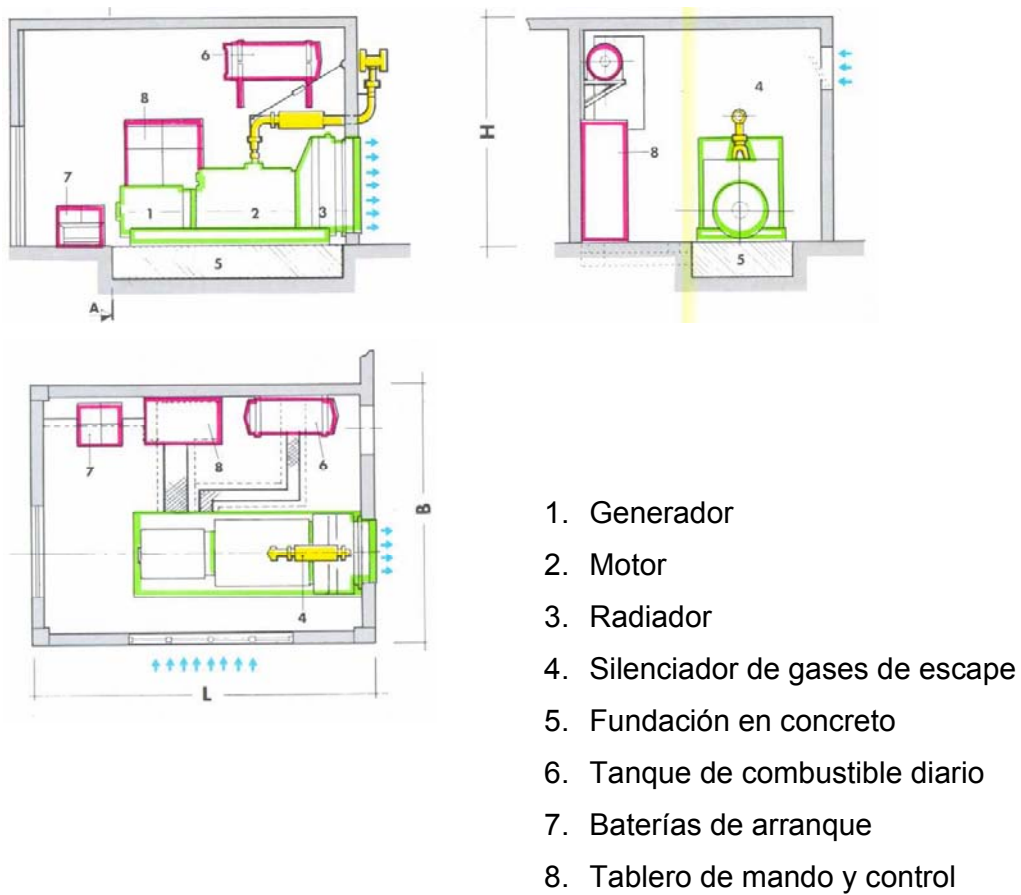


Figura 9. Instalación típica de un grupo electrógeno con sus accesorios.

Fuente: Manual Hiunday, grupos electrógenos, febrero del 2003

Cuando se presenta una planta de generación con dos o más grupos hasta de 2000 kW utilizando como combustible diesel, funcionando en paralelo, radiador acoplado al motor y sistema de arranque de baterías, su disposición típica es la que se puede observar en la siguiente Figura.

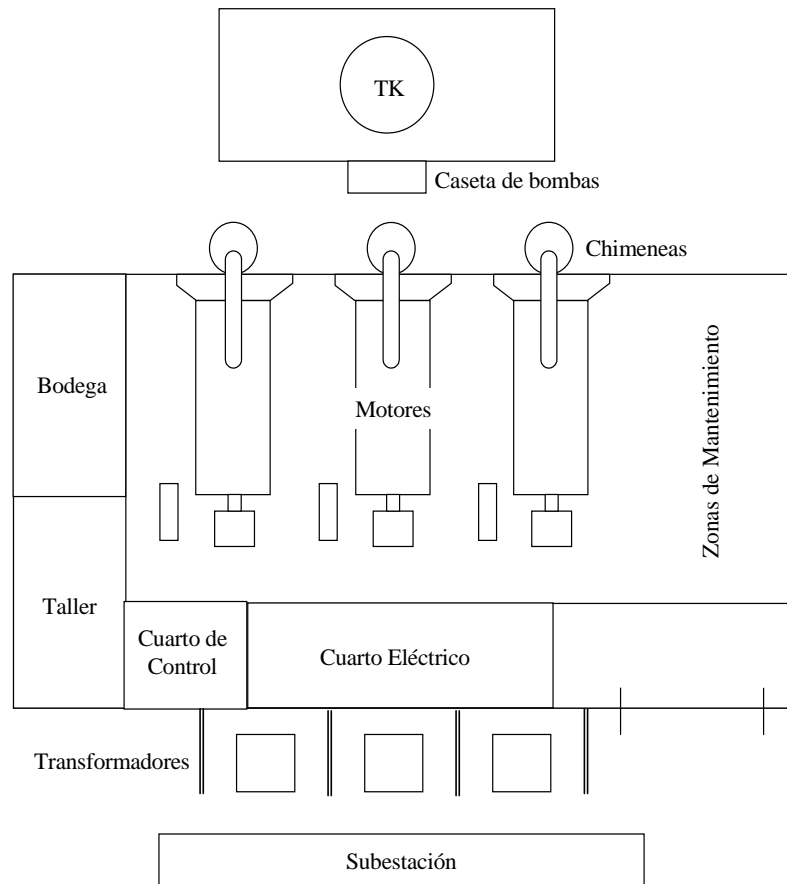


Figura 10. Disposición típica de una planta con dos o más motores de hasta 2000 kW.

Fuente: Manual Hiunday, grupos electrógenos, febrero del 2003

Existen algunas poblaciones de mayor tamaño que requieren de una generación de mas de 2000 kW, como en la capital del departamento de Amazonas (Leticia), allí se recomienda la utilización de un combustible más pesado que el diesel (por ejemplo Fuel Oil No 6), en este caso, la disposición típica de la planta se puede observar en la siguiente Figura11.

Estas plantas son más complejas debido a la necesidad del tratamiento del combustible con centrifugadoras y sistemas de calentamiento antes de la inyección al motor. Además requieren, en general, calderas de recuperación y centrifugadoras para el aceite lubricante.

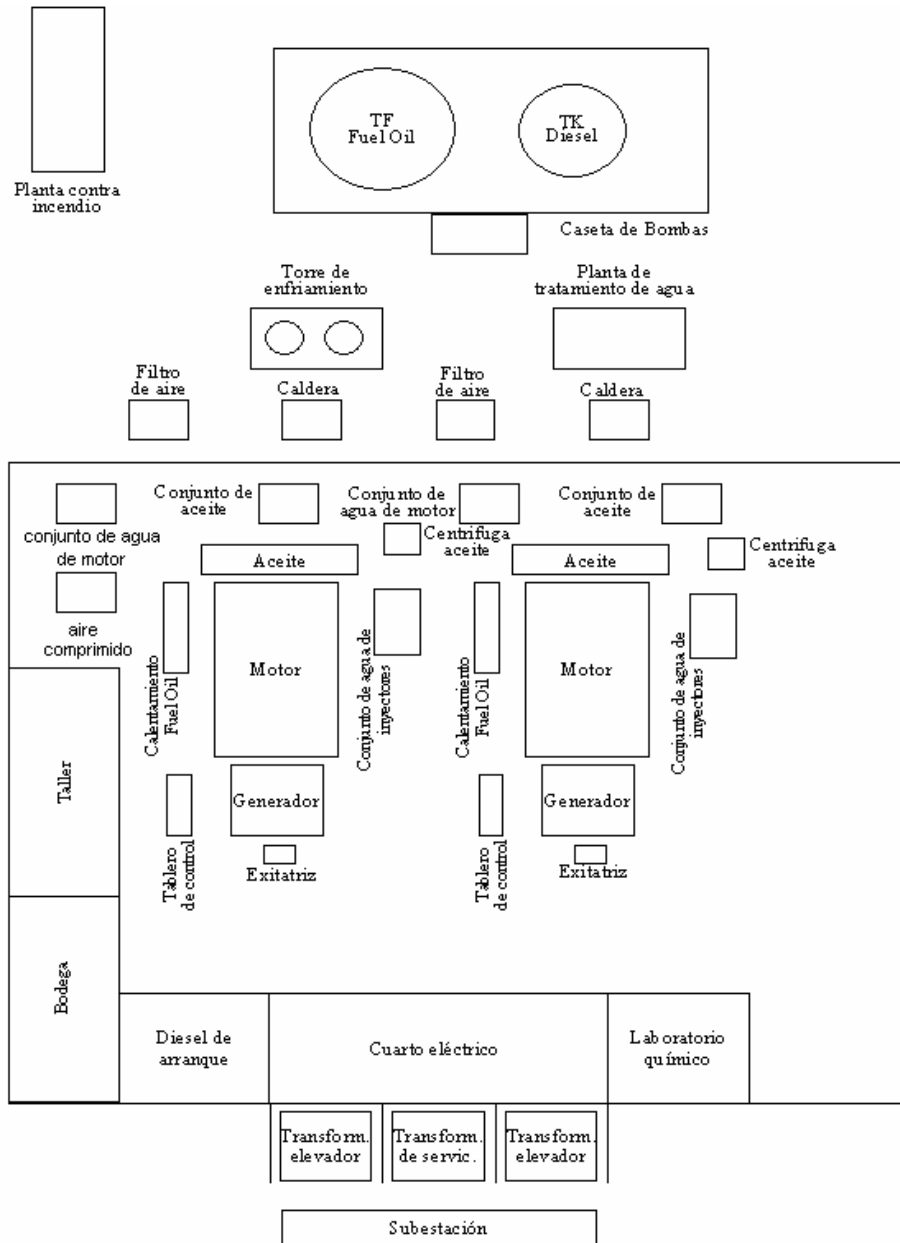


Figura 11. Disposición típica de una planta de más de 2000 kW a Fuel Oil No. 6. Fuente: Manual Hiunday, grupos electrógenos, febrero del 2003.

2.3. COMBUSTIBLES

Los motores Diesel pueden trabajar con combustibles derivados del petróleo tales como el Fuel Oil No 2 (Llamado también Diesel o ACPM), el Fuel Oil No 6 (llamado también combustóleo), mezclas de diferentes combustibles, gases y otros combustibles pesados.

Cuando se opera con combustibles de viscosidad elevada se requiere un tratamiento completo de depuración, calentamiento y filtración antes de su inyección.

En la actualidad existen restricciones ambientales que prohíben el uso de crudos y otros derivados del petróleo a partir del 1 de enero de 2001 si su contenido de azufre es superior al 1.7% en peso (Decreto 948 de 1995). De acuerdo con el catálogo de productos de ECOPETROL, existen algunos productos económicos que no podrían ser utilizados por esta restricción. Sin embargo, es de tener en cuenta que si ellos no se ajustan a estas restricciones, existe la posibilidad de realizar mezclas que permitan que su contenido de azufre sea el justo para su utilización, es decir, se puede mezclar un combustible con bajo contenido de azufre con uno que, por si solo no pueda ser utilizado. Esto permitiría realizar el proceso de generación eléctrica a unos costos menores.

El manejo que se le debe dar a cada uno de los combustibles es diferente. Por tal motivo, se menciona de manera genérica la descripción del manejo que se les debe dar en diversos tipos de motores haciendo énfasis en el fuel oil No. 6 y el crudo de castilla (o mezclas de ellos) por considerarlos posibles combustibles útiles en el caso colombiano en ZNI.

A su vez, se han relacionado algunas características importantes que deben ser tenidas en cuenta para la selección de los equipos requeridos para los manejos específicos.

Motores de 4 tiempos de alta velocidad a diesel u otros combustibles livianos

Los motores de 4 tiempos de alta velocidad son aptos para funcionar con combustibles destilados o con combustibles livianos. En la siguiente Tabla se detallan las características de los combustibles para estos tipos de motores.

Tabla 4. Características de los combustibles livianos para generación eléctrica.

Fuente: www.terpel.com, www.ecopetrol.com.

DENOMINACIÓN DEL COMBUSTIBLE			ACPM (Fuel Oil No. 2)	
Métodos de Análisis	Características	Unidad de medición	Valores mínimos	Valores máximos
ASTM D 445	Viscosidad a 40° C	cSt	2	5.8
ASTM D 482	Cenizas	% (P/P)		0.01
ASTM D 95	Agua y sedimentos	% (V/V)		0.1
ASTM D 129	Azufre total	% (P/P)		0.6
ASTM D 97	Punto de fluidez	°C		4

Motores de 4 tiempos de alta velocidad con combustible pesado.

Existen motores diseñados especialmente para funcionar con combustible pesado (viscosidad hasta 640 cSt a 50° C), el cual debe ser tratado con un aparato de depuración adecuado. Las características del combustible antes del tratamiento se indican en la siguiente Tabla.

Tabla 5. Características del Fuel Oil No 6 (Combustóleo).

Fuente: www.terpel.com, www.ecopetrol.com

DENOMINACIÓN DEL COMBUSTIBLE			Fuel oil No. 6
Métodos de Análisis	Características	Unidad de medición	Valores máximos
ASTM D 240	Poder calorífico bruto (mínimo)	Kj/Kg	42000
ASTM D 445	Viscosidad a 50° C	cSt	638
ASTM D 95	Agua	% (V/V)	0.5
ASTM 1796	Agua y sedimentos	% (V/V)	2
ASTM D 129	Azufre	% (P/P)	2.5

Motores de 4 tiempos de velocidad media con combustible pesado

Los motores de 4 tiempos a velocidad media pueden funcionar con combustibles más pesados como el crudo de castilla (o mezclas que lo contengan). Estos combustibles deben ser tratados con un adecuado aparato de depuración. Las características de este tipo de combustible antes del tratamiento vienen citadas en la siguiente T.

Tabla 6. Características del Crudo de Castilla.

Fuente: www.terpel.com, www.ecopetrol.com

DENOMINACIÓN DEL COMBUSTIBLE			Crudo de Castilla
Métodos de Análisis	Características	Unidad de medición	Valores máximos
ASTM D 1298	Densidad a 15° C	Kg/1	0.991
ASTM D 445	Viscosidad a 40° C	cSt	1360
ASTM D 445	Viscosidad a 50° C	cSt	668
ASTM D 4530	Residuo Conradson	% (P/P)	14.1
ASTM D 482	Cenizas	% (P/P)	0.8
ASTM D 95	Agua	% (V/V)	1.0
ASTM D 129	Azufre	% (P/P)	2.2

El empleo de petróleos crudos como combustibles para los motores de 4 tiempos de alta y media velocidad, no está sujeto a limitaciones técnicas particulares (únicamente las ambientales), por lo anterior se extienden las indicaciones ya citadas para los otros combustibles.

En consideración de las notables diferencias en las características y de la constitución particular de los crudos, cada crudo debe ser evaluado de manera independiente para definir las características que deben ser tenidas en cuenta en la instalación de la planta.

Las modalidades de tratamiento y depuración normalmente adoptadas, prevén la centrifugación mediante centrífuga presurizada, provista de un antideflagrante eléctrico, para cumplir con las normas de seguridad previstas con dichos productos, los cuales contienen cantidades variables de gases disueltos y fracciones livianas particularmente inflamables. Después de la centrifugación, en todo caso, los crudos deben filtrarse.

En relación con la composición y, en particular, con el contenido de gomas que caracteriza a los crudos, reportando elevados puntos de escurrimiento, es necesario disponer un sistema de calefacción que permita mantenerlos a temperaturas de al menos 5°C superiores al punto de escurrimiento, para la manipulación y la depuración.

En lo que se refiere a las temperaturas de calefacción, para conseguir la viscosidad prescrita en las bombas de inyección. Dado que los crudos tienen composiciones muy distintas, pueden producirse diferencias a veces notables respecto a la relación viscosidad - temperatura citada anteriormente, por lo tanto es oportuno efectuar una evaluación caso por caso.

Las leyes ambientales adoptadas en los países industrializados, para los motores estacionarios, obligan el respeto de los límites establecidos para la descarga de los inquinantes sólidos y gaseosos en el aire.

En particular, en la utilización de combustibles emulsionados con agua, se ha demostrado una medida eficaz para reducir los óxidos de nitrógeno (NOx); el empleo de emulsionantes mejora la combustión, y por consiguiente reduce el ensuciamiento de la cámara de combustión.

En la siguiente Figura se presentan las temperaturas a las que debe calentarse el combustible antes de las bombas de inyección, para llevar su viscosidad a 10 cSt (1,8°E, 52 seg. Rdw. 1). La tolerancia máxima, admitida en la regulación de la temperatura, es de + 5°C.

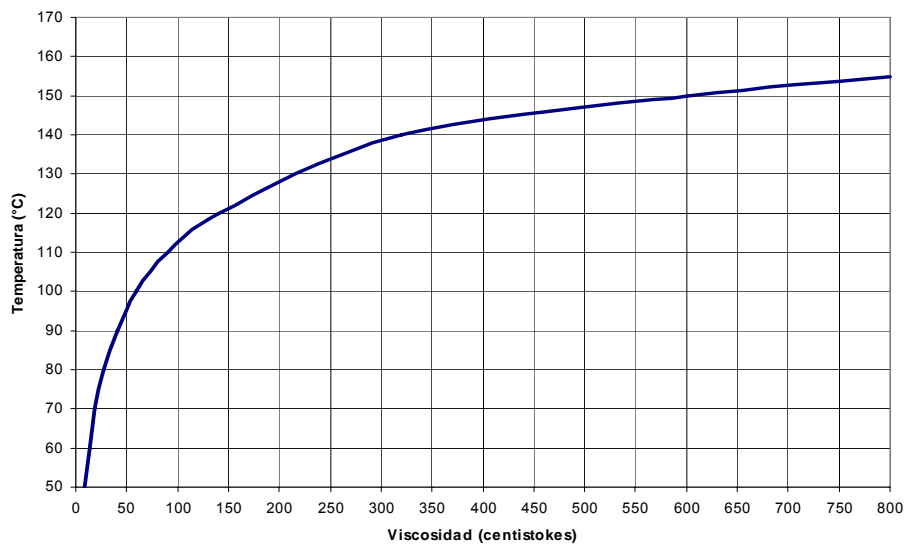


Figura 12. Temperaturas de calefacción de los aceites lubricantes.

Fuente: Fuente: www.terpel.com, www.ecopetrol.com

Un motor del tipo dual fuel, está en la capacidad de quemar combustible líquido o gaseoso como combustible primario sin requerir ser apagado para el cambio de uno a otro. El modo de operación de los motores diesel convencionales permanecerá intacto, como si solo se utilizara combustible líquido. En la operación con gas, el combustible primario es gaseoso mas una pequeña cantidad de combustible líquido para el arranque.

Un motor a dual fuel tiene la misma relación de compresión que un motor diesel típico, 11:1 con turbocargador.

Las diferencias principales de estos motores con los convencionales son la adición de sellos de seguridad en los pistones para el manejo de combustibles gaseosos, cambios en los controles de seguridad, las bombas del sistema de inyección, el sistema de admisión de gas y controles de relación aire combustible.

El selector de combustible (diesel/dual) está dispuesto para manejar el sistema de combustible de arranque y el de combustible gaseoso sin presentar fallas ante este cambio.

Debido a que el manejo del combustible gaseoso requiere de unas medidas de seguridad más rigurosas, se dispone típicamente de una válvula de corte de suministro montada sobre el motor. Esta válvula se cierra en cualquiera de las siguientes circunstancias:

- Baja presión del aceite lubricante
- Baja presión del suministro de combustible
- Disparo del mecanismo de sobre velocidad
- El botón de control es movido a la posición "PARADA"
- Temperatura inadecuada del aire alimentado al turbocargador (rango adecuado de 40°-60°C).
- Baja frecuencia del sistema
- Señal eléctrica anormal del sistema de monitoreo del motor
- Baja presión del aire de control

Estos motores siempre son arrancados con combustible líquido y se pueden realizar varios giros antes de que el selector de combustible cambie a gas. Es necesario hacer funcionar el turbocargador el tiempo suficiente para colocar la temperatura del aire de admisión dentro del rango adecuado antes del cambio a combustible gaseoso. En caso de ser requerido, el motor puede ser cambiado manualmente en cualquier momento a uso de diesel.

El selector de combustible es muy flexible en la relación de ajuste permitiendo la rotación constante del gobernador de velocidad frente a diversas cargas del motor, ya sea con diesel o con gas. Este ajuste es necesario para asegurar el mínimo cambio en la carga y velocidad del motor cuando existan los cambios de combustible.

En la siguiente Figura 13 se pueden observar dos series diferentes de motores marca Ruston, el motor de la derecha genera 2 MW y los motores de la izquierda dispuestos en paralelo, generan conjuntamente 3.2 MW.



Figura 13. Motores a combustible dual marca Ruston
Fuente: Manual Ruston, motores diesel, 2001.

Algunos de los fabricantes que en la actualidad están comercializando motores a combustible dual se han relacionado en la Tabla 7. Se pueden apreciar en orden de potencia, es decir, desde el motor más pequeño hasta el de mayor capacidad.

Es importante conocer y tener en cuenta que la tecnología diesel también permite la utilización de gas para su combustión, en aquellas localidades de las ZNI donde existiera gas disponible para tales efectos. Esto puede llegar a ser tan determinante en el desarrollo local, que podría lograr que los comercializadores del gas se interesaran por llevarlo hasta estas

localidades ante una demanda muy atractiva: la de la generación sumada a la de la misma localidad.

Tabla 7. Fabricantes y comercializadores de motores a combustible dual.

Fuente: Base de datos, GENSOL S.A. departamento de ventas

FABRICANTE	MODELO	RANGO DE POTENCIA (kW)	
DMS Diesel Motoren/ UND	MF-RTA-G	88	132
DMS Diesel Motoren/ UND	MF-RTA-P	105	132
DMS Diesel Motoren/ UND	MF-RTA-A	113	160
Anglo Belgian Corporation	DXD	138	138
Tatra A.S.		170	275
Superior	40	325	705
CKD Hradec Králové, A.S.	27.5 A	420	735
SEMT Pielstick	PA4-185VG	444	2214
Coltec Industries	OP 38	478	3288
Energy Conversions Inc.	645	597	2980
Ruston Diesels	RKG Series	600	2626
Deutz MWM	440B/441B	620	1650
CKD Hradec Králové, A.S.	S 350	735	1290
Niigata Engineering	PA5-DF	882	2647
CKD Hradec Králové, A.S.	27.5 B8	1050	2760
General Motors Corporation	567DF	1075	1075
SEMT Pielstick	PA5	1100	3960
Superior	40	1160	1640
Superior	LSB	1200	2600
Wartsila Diesel	32GD	1480	7380
Energy Conversions Inc.	16-710	1680	3205
Superior	LSVB	1800	6500
Blackstone	K Major	2160	7786

Superior	KSV	2230	6400
SEMT Pielstick	PC2.5/PC2.6	2364	8604
Wartsila Diesel	CR26GD	2500	2500
Niigata Engineering	PC2-5DF	2647	7943
Wartsila Diesel	46GD	3620	16290
Coltec Industries	PC 2.5	5820	8730

En este tipo de motores, la necesidad de una cámara de precombustión fue reconocida y una bujía fue diseñada para reemplazar la boquilla de inyección de combustible utilizada en motores a combustible dual. Además, mediante la utilización de una celda de ignición independiente, donde una mezcla ideal puede mantenerse cerca de la bujía, la combustión continua es alcanzada con una mezcla de carga más pobre lo que conlleva a una economía en combustible y unos niveles de contaminación más bajos en los gases de escape.

Estos motores pueden ser turbocargados o pueden tener la facilidad de limpiar los gases. A continuación se describen estos últimos, debido a que la configuración de los motores turbocargados es básicamente similar a los turbocargados y enfriados (con intercooler) convencionales.

La admisión del combustible está controlada por una válvula de chequeo que se abre durante la salida de gases de los cilindros y se cierra durante la carrera de compresión. La admisión de gas limpia la celda y suministra una mezcla de ignición a la bujía. Debido a las elevadas temperaturas de operación que debe soportar, la celda es enfriada por un flujo de agua del sistema de enfriamiento de las camisas.

Puesto que la relación aire combustible en la cámara de combustión principal es fundamental para el desempeño del motor y para mantener la repetitividad de la ignición, en el motor a gas se incorpora un sistema

neumático para controlar de manera confiable la relación entre el flujo de aire de limpieza y el flujo de combustible. Adicionalmente, el sistema ha sido adecuado con los elementos necesarios que permiten la operación óptima de la máquina si se llegan a presentar cambios en el poder calorífico del combustible que se está suministrando.

En este tipo de motores cuando se ha establecido la relación aire combustible adecuada, los controles de la celda de gas pueden ser ajustados de tal forma que se pueda mantener una presión óptima de suministro a la misma garantizando la mezcla ideal de ignición a todas las velocidades y torques del motor.

Uno de los beneficios del sistema de ignición con celda es la rápida propagación de la llama, factor que permite operar con ignición relativamente retardada manteniendo la alta eficiencia térmica del ciclo. El efecto de la rápida propagación de la llama y las bajas presiones pico de combustión conlleva a una mayor vida útil de las piezas.

Para aumentar la vida útil de las bujías y los intervalos de servicio de las válvulas de las celdas de admisión, se utiliza el monitoreo de la temperatura de los gases de escape y de algunos otros componentes. Con este monitoreo se puede detectar la no combustión en una de las celdas antes de que esto se presente. En él se puede apreciar que el motor se encuentra totalmente sellado para garantizar la óptima y segura operación manejando un combustible gaseoso.

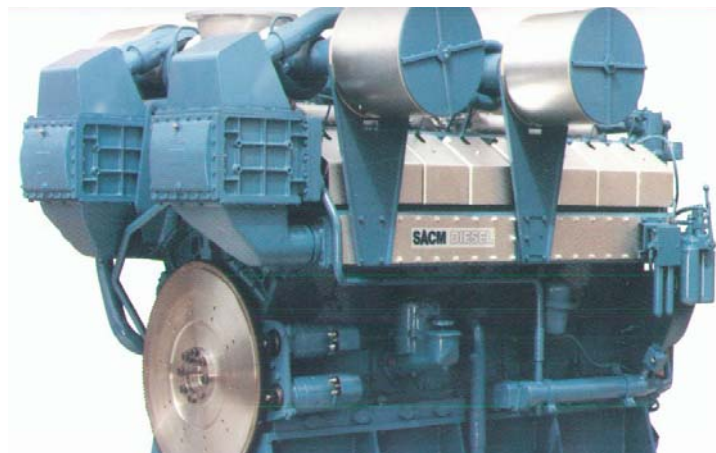


Figura 14. Motor Wartsila a gas.
Fuente: Escaneado, Folleto de ventas.

En la siguiente Tabla se pueden apreciar otros fabricantes y los diferentes rangos en los cuales se pueden encontrar estos motores.

Tabla 8. Fabricantes de motores diesel a gas.
Fuente: Base de datos, GENSOL S.A, Departamento de ventas.

FABRICANTE	RANGO DE POTENCIA (kW)	
Ajax	3.5	5593
Cooper Cameron	3.5	600
Arrow Specialty	3.7	115.6
Ford Motor Company	15	147
Dorman Diesels	19	840
Gemini Engine Company	19.4	29.8
Hercules Engine	28	168
Caterpillar	30	3506
Cummins Engine Company	50	552
Deere Power Systems	50	149
Deutz MWM	68	3620
Wartsila Diesel	275	5670
Jenbacher Energiesystem AG	291	1601

Superior	373	6400
CKD Hradec Králové, A.S.	420	2760
Coltec Industries	478	3288
Fincatieri S.P.A.	484	3300
Skoda Diesel	618	1300
Cooper Bessemer	671	5966
Niigata Engineering	810	5181
Dresser Rand	817	7608

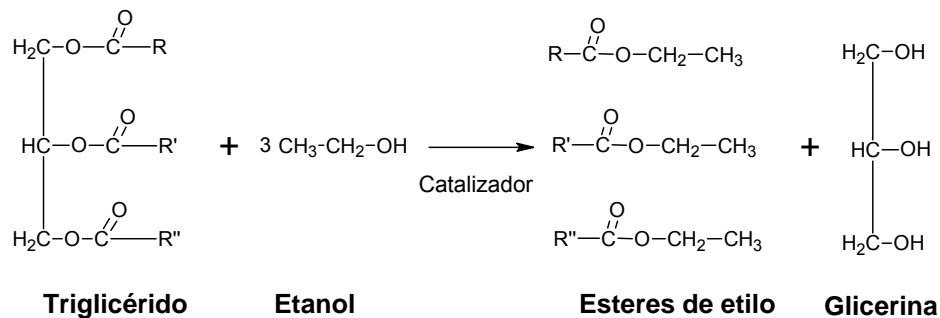
Frente a la posibilidad de que Colombia deje de ser autosostenible en materia de combustibles desde el 2007 y pase a convertirse en importador neto de petróleo desde el 2009, una de las alternativas energéticas que se abre camino es el biodiesel de aceite de palma.

Precisamente, las universidades Nacional de Colombia sede Medellín (Unalmed) y de Antioquia junto a la empresa Interamericana de Productos Químicos (Interquim) S.A., realizan actualmente, con la financiación de Colciencias, la investigación llamada Optimización del proceso de obtención del biodiesel de aceite de palma.

"El objetivo es buscar alternativas de energía renovable para reemplazar combustibles fósiles como el petróleo que no es renovable, por biocombustibles extraídos de plantas o desechos agrícolas".

El Biodiesel es un derivado de los aceites vegetales, obtenido por alcoholisis (transesterificación), es una mezcla de ésteres de ácidos grasos, cuyas propiedades y características dependen básicamente de la materia prima a partir de la cual son obtenidos.

Un esquema del proceso de transesterificación se muestra a continuación.



En un poco más de un año, Colombia deberá importar diesel "debido a que la capacidad instalada está prácticamente copada, pues por día se consumen alrededor de 58 mil barriles de diesel de los 60 mil barriles que se producen. Por eso ahora se busca una salida con el biodiesel con el fin de abaratar los costos y la gran ventaja sobre el impacto ambiental, ya que no contiene azufre porque es natural y disminuye las emisiones de monóxido de carbono e hidrocarburos sin quemar.

La palma de aceite se demora 4 ó 5 años para cosechar los frutos. Éstos tienen una almendra de la que se extrae aceite de palmiste cuyo uso es más cosmético. Por fuera están compuestos por el cascarón de cuya pulpa se extrae el aceite crudo de palma, ideal en la obtención del biodiesel.

A diferencia del diesel que es fósil, el biodiesel es natural y se produce a partir de un aceite vegetal, un alcohol y un catalizador que acelera la reacción química.

Según el investigador Pedro Nel Benjumea, la clave de la optimización del proceso de obtención de biodiesel es diseñar cuál es la mezcla correcta y

los ingredientes, cuánto hay que agregar de cada componente y a qué temperatura se debe dar la reacción química.

Hay dos alternativas para obtener biodiesel. Una es la oleica que es más líquida y la otra es la estearina, más sólida. En la actualidad esta última es la más económica para iniciar el proceso industrial.

"Después de la reacción química se obtienen dos productos: el biodiesel compuesto por ésteres o moléculas de tamaño similar a las del diesel convencional. El otro es glicerina cruda que en esas condiciones debe ser beneficiada para su aplicación industrial", dice Benjumea.

Para optimizar la receta y el tipo de aceite, la investigación pretende usar un aceite que tenga un bajo contenido de ácidos grasos. "El objetivo es usar un aceite que no sea ácido, pero los aceites puros son más costosos. Lo ideal en el aceite de palma es que tenga menos del 0,5 por ciento de acidez y el colombiano lo supera con un cuatro por ciento. Por eso, en vez de reducirlo, se busca un proceso que logre trabajar con ese porcentaje como se hace en Europa, para abaratar costos", dice Benjumea.

Los resultados obtenidos después de realizar este estudio sobre el biodiesel son los siguientes:

- * El principal problema que ha tenido este proyecto es la alta variabilidad de los aceites estudiados.

- * Como alcohol se escogió entre dos opciones el etanol por ser un recurso renovable que se puede obtener por la fermentación de biomasa. El metanol es más económico y el más usado en estos procesos, sin embargo tiene las desventajas de producir emisiones tóxicas, de ser un derivado petroquímico y de no ser producido en Colombia.

* Para las pruebas fueron usadas mezclas de biodiesel al 10, 20 y 30% con diesel y B 100 (biodiesel al 100%). Se comprobó un aumento en la potencia del automotor con el uso del biodiesel hasta del 16%.

* En Usme, la localidad cinco de Bogotá, se está construyendo la planta piloto de Biodiesel. Dicha planta producirá 200 litros, con un costo aproximado de 12.000(\$/Gal). En la actualidad se producen en el laboratorio únicamente litro y medio de combustible. Esta cantidad servirá para continuar los ensayos de dinamometría y hallar información para depurar el proceso del biodiesel.

A pesar de todos estos adelantos el problema que tiene la aplicación de esta tecnología en las Zonas No Interconectadas del Amazonas, es que en las localidades de este departamento no se cultiva la palma que constituye la principal fuente de aceite necesario para la obtención del biodiesel; Por esta razón en la actualidad no es factible técnica ni económicamente la implantación de esta tecnología en estas localidades, por lo menos no en las proporciones necesarias. Además existen otras fuentes de energía alternativas mucho más económicas que hacen más viables otros proyectos diferentes al del biodiesel.

2.4. DISPONIBILIDAD

La disponibilidad es reconocida desde hace mucho tiempo como factor primordial de desempeño de las plantas de generación de energía.

El Tiempo Neto entre Fallas es el periodo durante el cual determinado sistema o equipo funciona satisfactoriamente antes de fallar. Este parámetro es una medida cuantitativa de la confiabilidad. La confiabilidad, la cual está íntimamente relacionada con la disponibilidad, es el producto más importante en el mercado de plantas diesel.

La disponibilidad sirve, adicionalmente, como una herramienta para el mejoramiento continuo en la producción de energía. Basándose en las gráficas de disponibilidad obtenidas de plantas en operación, es posible encontrar los picos de carga en la operación para sugerir la planeación de nuevas plantas.

Debido a que la disponibilidad no es un concepto simple o bien definido es necesario clarificarla y estandarizarla.

Utilizando algunas fórmulas es posible calcular valores numéricos para la disponibilidad. La disponibilidad puede ser adicionalmente calculada mediante el sistema MaMa (Manejo de la Maquinaria) desarrollado especialmente para motores diesel. Actualmente existen sistemas de monitoreo que incluyen el cálculo automático de la disponibilidad. Se han creado muchos métodos para definir y calcular la disponibilidad sustentados en el hecho de diferentes diseños de plantas. El hecho de que estos métodos sean diferentes no significa que algunos de ellos estén errados. Esto simplemente significa que se calculan teniendo en cuenta diferentes aspectos.

A continuación se presentan diferentes métodos usados en la industria de la generación para el cálculo de la disponibilidad.

- Disponibilidad Bruta
- Disponibilidad Real
- Disponibilidad Garantizada

Para efectos de convención, las *cantidades* serán escritas en cursiva, por ejemplo, *tiempo de operación* y las unidades son escritas dentro de paréntesis cuadrados, por ejemplo [h].

2.4.1. Disponibilidad bruta

La disponibilidad bruta considera el sistema completo de producción de energía desde el suministro de combustible hasta las líneas de transmisión sin hacer ninguna distinción.

La disponibilidad bruta es tan fácil de calcular como lo es la obtención de los datos para su cálculo. Sin embargo, este método provee, como su nombre lo indica, datos "brutos", los cuales no son muy utilizados en el mejoramiento de la producción de energía.

Tradicionalmente la disponibilidad bruta se calcula con horas por periodo, por ejemplo días calendario. En forma más simple, se debe restar el número de horas de salidas del número de horas en un año (8760). Este además puede ser dado como un porcentaje o como un número menor de 1.

La formula para su calculo se presenta a continuación.

$$\text{Disponibilidad Bruta} = \frac{\text{Horas de periodo[h]} - \text{Horas de salidas[h]}}{\text{Horas de Periodo[h]}} * 100\%$$

El tiempo de salidas está definido como "el tiempo en que las unidades no están disponibles como resultado de una salida". Sin embargo, esto no significa que el motor se encuentra trabajando, especialmente cuando se trata de ajustes de emergencia al generador. Es así como, una unidad con una cantidad baja de salidas y un corto tiempo de operación, puede tener una buena disponibilidad, ya que este cálculo se realiza de acuerdo con el tiempo por periodo. Esto tiene sentido para unidades de carga base, donde se espera que exista la operación constante y en cualquier salida forzada inmediatamente se detiene la producción de potencia. Adicionalmente, la disponibilidad basada en cálculos de horas por periodo es típica para plantas hidroeléctricas y grandes plantas a vapor, las cuales

no deben ser detenidas a menos de que exista un problema mayor. Las plantas de generación diesel pueden ser detenidas e iniciadas rápidamente, ya sea a propósito o por determinadas circunstancias. En cualquier caso, una apagada no es igual a una salida. Por lo tanto, se recomienda no utilizar cálculos de disponibilidad bruta en el cálculo de la disponibilidad.

2.4.2. Disponibilidad real

La disponibilidad real se entiende en dos sentidos. En primer lugar, la disponibilidad real excluye las pérdidas de producción debidas a causas externas como por ejemplo, apagones generales, fallas en las líneas de transmisión o falta de suministro de combustible. Sin embargo, requiere fraccionar la planta en sistemas funcionales. Todos los motores diesel reunidos conformaran un sistema funcional, el sistema de generación otro, etc. (Figura 15).

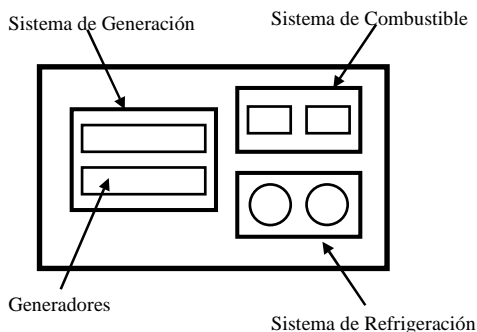


Figura 15. Principales unidades funcionales de una planta de generación.

Fuente: Manual Mantenimiento eléctrico, Centrales de Generación, EEASA.

La disponibilidad de estas unidades, asumiendo que los servicios de las otras unidades funcionales están operativos, es la disponibilidad real. Por otras razones sería aconsejable dividir el sistema de generación en grupos de generadores. Esto finalmente entrega dos disponibilidades

reales, la disponibilidad real de la unidad y la disponibilidad real del sistema.

En segundo lugar, la disponibilidad real es contada únicamente en horas rodando, algunas veces se denomina Horas de Servicio (HS). Esta aproximación fue utilizada por C I Power Services en el "Estudio de desempeño de plantas diesel" para Banco Mundial.

"El índice de salidas forzadas se define como las horas de salidas forzadas dividido por la suma de las horas de operación mas las horas de salidas forzadas".

Nótese que este cálculo está basado en horas de servicio y que el Banco Mundial mantiene el concepto de calcular la disponibilidad en tiempo de operación. Esta aproximación del Banco Mundial hace que se obtengan valores pesimistas en motores de stand-by. Como consecuencia, es recomendable utilizar esta fórmula para motores de carga base.

En los casos en donde se estudia la producción con bajo consumo de energía, la bibliografía recomienda utilizar la disponibilidad real. La fórmula para su calculo se presenta a continuación.

$$\text{Disponibilidad Real} = \frac{\text{Tiempo operación[h]}}{\text{Tiempo operación[h]} + \text{Tiempo parada imprevista[h]} + \text{Tiempo parada planeada[h]}} * 100\%$$

2.4.3. Disponibilidad garantizada

Las salidas normalmente se dividen en dos clases:

- Salidas forzadas
- Salidas planeadas

Las salidas planeadas son principalmente un resultado de operaciones de mantenimiento y otras razones como la inexistencia de demanda durante largos periodos de tiempo.

Normalmente, ambos tipos de salidas son incluidos. Sin embargo, existe un tipo de disponibilidad llamada garantizada, la cual excluye las salidas

debidas a mantenimiento planeado. Tradicionalmente, la disponibilidad garantizada es calculada para plantas a vapor. Debido a que las calderas, en estas plantas, tienen periodos de mantenimiento por periodos de un mes o más.

Para los motores diesel y las plantas de turbinas a gas, la disponibilidad garantizada no tiene el mismo sentido. Una de las razones es que el tiempo de las salidas por mantenimiento planeado distingue al motor más confiable de los demás.

La formula para disponibilidad garantizada es la siguiente:

$$\text{Disponibilidad Garantizada} = \frac{\text{Horas de operación(o periodo) [h]}}{\text{Horas de operación(o periodo) [h] + Tiempo parada forzadas[h]}} * 100\%$$

Nótese que la disponibilidad garantizada es calculada alternativamente en tiempo de operación o periodo de operación. A diferencia de las plantas hidroeléctricas y a vapor, la disponibilidad garantizada puede ser utilizada para plantas en stand-by. Las paradas forzadas son las únicas tenidas en cuenta.

2.5. COSTOS

Existen diversos costos que deben tenerse en cuenta al realizar la evaluación de distintas alternativas de generación con tecnología diesel, estos se han relacionado a continuación.

Cálculo del costo del combustible

Costo de Combustible (CC): El costo derivado por consumo de combustible esta dado por:

$$CC (\$/kWh) = CE_C \times C_C$$

Donde:

$CE_C =$ Consumo Específico de Combustible (kg/kWh).

$C_C =$ Costo de kg de Combustible en el sitio (\$/kg).

Cálculo del costo del lubricante

Costo de Lubricante (CL): El costo derivado por consumo de lubricante esta dado por:

$$CL (\$/kWh) = CE_L \times C_L$$

Donde:

CE_L = Consumo Específico de Lubricante (kg/kWh).

C_L = Costo de Lubricante en el sitio (\$/kg).

Cálculo de los costos operativos

Costos Operativos (CO): Son del orden del 10% de la suma de los costos por consumo de combustible y lubricante.

$$CO = 0,1 \times (CC + CL)$$

Cálculo de los costos totales de operación

Los costos totales de operación están dados por la siguiente ecuación:

$$CT (\$/kWh) = CC + CL + CO$$

Reemplazando se tiene:

$$CT (\$/kWh) = 1.1 (CE_C * C_C + CE_L * C_L)$$

Valores para el cálculo de los costos totales de operación para las localidades en estudio.

Si se asumen los siguientes valores para las plantas utilizadas actualmente en estas localidades, obtenemos:

Tabla 9. Densidad de los combustibles utilizados en generación diesel.

Fuente: www.terpel.com, www.ecopetrol.com.

Combustible	Densidad kg/l	Densidad kg/gal
ACPM	0,847	3,20
FUEL OÍL No. 6	0,910	3,44
LUBRICANTE	0,950	3,59

Asumiendo 1 galón = 3,78 litros y con los siguientes consumos específicos por rango:

- $CE_C =$ 0,240 kg / kWh (Hasta 400 kW).
0,220 kg / kWh (de 500 kW hasta 1200 kW)
0,200 kg / kWh (de 1500 kW hasta 5000 kW)
- $CE_L =$ 0,0044 kg / kWh (Hasta 2.000 kW).
0,0020 kg / kWh (de 2.500 kW hasta 5.000 kW)

Aplicando estos valores a la ecuación de costos totales de operación, se tiene:

- Motores hasta 400 kW

$$CT (\$ / kWh) = 0,264 (C_C) + 0,00484 (C_L)$$

- Motores de 500 kW hasta 1.200 kW

$$CT (\$ / kWh) = 0,242 (C_C) + 0,00484 (C_L)$$

- Motores de 1.500 kW hasta 2.000 kW

$$CT (\$ / kWh) = 0,220 (C_C) + 0,0048 (C_L)$$

- Motores de 2.500 kW hasta 5.000 kW

$$CT (\$ / kWh) = 0,220 (C_C) + 0,0022 (C_L)$$

➤ **Vida útil de los grupos electrógenos:**

La vida útil de un grupo electrógeno depende de la forma de operación y de las prácticas de mantenimiento aplicadas. Aunque se sabe que este es un gran problema en las ZNI colombianas, se asumen los siguientes valores para efectos de estos cálculos.

- 1) 20.000 horas para motores hasta 2.000 kW.
- 2) 60.000 horas por motores de capacidad superior.

Con base en esta información, para cada potencia se calcula la generación total esperada. Mediante un análisis de precios de mercado se calcula el valor CIF Bogotá de cada planta, utilizando una tasa de cambio de \$2.000/US. Finalmente se calcula la depreciación y el costo de mantenimiento por cada valor de potencia.

3. DIAGNÓSTICO DE LA GENERACIÓN EN AMAZONAS

3.1. GENERALIDADES

El departamento del Amazonas tiene una extensión territorial de 109.664 km² y cuenta con una población estimada para 2005 de 80.487 habitantes, que representan el 0,16% del total nacional. El departamento está formado por dos municipios, Leticia, su capital y Puerto Nariño, y cuenta con 6 corregimientos departamentales, La Chorrera, El Encanto, La Pedrera, Mirití Paraná, Puerto Santander y Tarapacá. En el territorio tienen asentamiento 19 resguardos indígenas pertenecientes a 26 etnias entre los que predominan los pertenecientes a las familias Tikuna, Witotos, Yucunas y Tanimuka.

Los diferentes segmentos que conforman la población, las interacciones faunísticas, la simbiosis de dos mundos: selva y hombre aborigen en interrelación han generado una sociedad con características especiales que conviven con la naturaleza como fuente de supervivencia.

Según cifras del Departamento Nacional de Planeación las principales actividades económicas del departamento son: sector agropecuario, pesca, seguido por el comercio, el transporte, la prestación de servicios públicos de electricidad, gas, agua y alcantarillado y la Industria.

Según el censo realizado por el DANE en 1993, el porcentaje de necesidades básicas insatisfechas, NBI, es del 69,45%, por encima del promedio nacional que es del 37,21%.

Por su condición de territorio de frontera, debido a su aislamiento geográfico del resto del país y al escaso desarrollo económico, los habitantes del departamento enfrentan problemas en distintas áreas, los cuales han venido siendo discutidos por distintos sectores sociales, económicos y políticos¹¹, a saber.

i) A nivel cultural, se registra una falta de pertenencia e identidad con la región como resultado de los procesos de colonización y explotación de los recursos ambientales por parte de los colonizadores.

ii) En cuanto a la salud, se registra una deficiente dotación de los hospitales y puestos de salud, dificultades en la estratificación para la asistencia en salud, falta de proyectos para promoción y prevención en salud y una falta de cobertura de las Aseguradoras de Régimen Subsidiado.

iii) En cuanto a la educación, el departamento del Amazonas presenta una falta de infraestructura para la educación, colegios, el deporte y la recreación, así como, ausencia de programas educativos que respondan a las necesidades del departamento.

iv) En lo referente al medio ambiente y el desarrollo sostenible, se ha venido registrando un incremento en la deforestación y en la explotación de madera y minería, como resultado de la falta de controles del medio ambiente y de la desarticulación institucional de las entidades competentes. Esto sumado a la inestabilidad política local y a la ausencia de representantes a nivel nacional con capacidad para formular políticas viables para el desarrollo sostenible de la población han venido rezagando al departamento del Amazonas¹².

¹¹ El Departamento Nacional de Planeación, llevó a cabo en 2001 y en 2002 un análisis situacional de los principales problemas que enfrenta el departamento del Amazonas a partir de la realización de dos Foros Fronterizos que recogieron las inquietudes de los participantes. Para más detalle ver: DNP. Información Básica Departamental Amazonas – Resumen Ejecutivo, Noviembre de 2002. Documentos de consulta para los Consejos Comunales. Bogotá, 2002.

¹² DNP. Información Básica Departamental Amazonas – Resumen Ejecutivo, Noviembre de 2002. Documentos de consulta para los Consejos Comunales. Bogotá, 2002.

La población multiétnica es el resultado de la convivencia tradicional de los diferentes pueblos aborígenes y de la migración trashumante de países vecinos, en particular del Perú, que por sus condiciones económicas han tenido que establecerse en Leticia, y se ha venido generando un perfil de crecimiento poblacional desordenado, que ha obligado a los pobladores a adaptarse a las precarias condiciones de una economía informal, y a unos estándares mínimos de servicios básicos deficientes. La ausencia de opciones válidas para una supervivencia digna de la población en cuanto a servicios públicos es directamente proporcional a la crítica situación de la Empresa de Energía del Amazonas S.A. E.S.P, cuya estructura se debilita por diferentes circunstancias políticas, técnicas y económicas.

Sin embargo, la ausencia total de participación comunitaria calificada y la escasa conciencia participativa de la comunidad, son la manifestación de la falta de sentido de pertenencia de una comunidad que se adapta a las condiciones existentes y que se expresa en la informalidad de la estructura operacional de las empresas prestadoras de servicio.

La mayoría de la población no conoce la conformación de la Empresa de Energía ni su origen, y mucho menos las condiciones económicas para el funcionamiento de la misma.

El comercio y la industria son los afectados, directamente por la carencia de energía, ya que la población se manifiesta indiferente ante la comodidad que pueda representarles la prestación del servicio básico para lograr una mejor calidad de vida.

El núcleo familiar está conformado por mujeres cabeza de familia, con actividad económica limitada en donde la mayor fuente de trabajo es la reventa de productos perecederos, tales como el pescado y las frutas, el trabajo doméstico y la prostitución, que se presenta en niñas menores de edad.

3.2. DIAGNÓSTICO DEL MUNICIPIO DE LETICIA

3.2.1 GENERALIDADES

Es la capital del departamento de Amazonas y está en medio de un amplio claro de selva, al extremo sur del territorio Colombiano, en el trapecio Amazónico.

El municipio de Leticia limita por el norte con el corregimiento de Tarapacá, por el oriente con Brasil, por el sur con Brasil y Perú, y por el occidente con el municipio de Puerto Nariño. La cabecera municipal se localiza a 80 m de altitud sobre el nivel del mar y dista 1100 kilómetros de Bogotá.

El municipio posee un área aproximada de 5968 km² divididos así:

1. Territorios indígenas: 16 Resguardos de 27 comunidades indígenas (191.092 Ha.)
2. Parque Nacional Natural Amacayacu: (293.000 Ha.)
3. Reserva Forestal de la nación y zona urbana-suburbana: (117.000 Ha)

La población del Municipio de Leticia asciende a 39.636 habitantes aproximadamente, de los cuales el 60,5% (23.980 hab) habitan el área rural y el 39,5% (15.656 hab) habitan el área urbana.

Su principal vía de comunicación es el río Amazonas que lo comunica, vía fluvial, con

Puerto Nariño y otras poblaciones fronterizas.

3.2.2 EMPRESA DE ENERGÍA

La Empresa de Energía del Amazonas, S.A. E.S.P, fue constituida por Escritura Pública No. 2415 del 20 de noviembre de 1987, otorgada ante la

Notaria 3 (tercera) de Bogotá; es una sociedad anónima por acciones, constituida como sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, en la que el Estado a través del IPSE posee el 86.5% de sus acciones. El domicilio principal de la sociedad es la ciudad de Leticia, departamento del Amazonas, República de Colombia.

La EEASA presta los servicios públicos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, según el Registro Nacional de Empresas de Servicios Públicos, RENASER, que lleva esta Entidad, de conformidad con el numeral 8° del artículo 79 de la Ley 142 de 1994. Está clasificada como una Empresa comercializadora- distribuidora con una planta de personal de 60 personas.

La organización de la EEASA durante las últimas décadas se ha expandido y contraído continuamente y su estructura relativamente uniforme ha intentado convertirse en una organización matricial, en equipos de proyectos específicos y en centros de resultados. No obstante, el permanente cambio de la dirección ha impedido la continuidad en políticas claras en donde el sistema de administración ya no responde a las necesidades de la organización.

Aunque la empresa cuenta con un plan de acción, no se encuentra coherencia entre las estrategias, objetivos y acciones a seguir. Es aun mas grave la situación cuando claramente se ve que no hay establecido oficialmente un mecanismo de coordinación y comunicación entre las diferentes áreas de la empresa que permita un enlace entre las funciones de cada una y la generación de una única información, consistente y confiable.

Dentro de las reuniones efectuadas para definir el Plan de Acción se estableció la misión y Visión de la EEASA así:

- MISION

Garantizar a todos los usuarios el servicio de energía eléctrica de manera permanente, continua y eficiente, bajo parámetros de calidad y confiabilidad que contribuyan de manera importante en el proceso de desarrollo en el departamento del Amazonas.

- VISION

El mejoramiento continuo de la Estructura Organizacional, que permita identificar la imagen empresarial como motor del desarrollo regional amazónico.

La empresa cuenta con una estructura organizacional adaptada al manejo empresarial por negocios, organigrama básico de distribución, comercialización, al igual que las unidades de apoyo.

La planta de trabajadores de EEASA se encuentra aprobada por la Junta Directiva de la empresa, mediante Acuerdo No. 06 del 11 de mayo de 2000 de la Junta directiva o la Resolución No. 0751 del 11 de mayo de 2000.

El Representante Legal realiza su gestión dando cumplimiento a las funciones estatutarias y a las directrices emitidas por la Junta de la empresa.

Los niveles de autoridad recaen en la Gerencia y en las Subgerencias por tener la facultad de dirección y mando. Dicha responsabilidad también recae en los jefes y funcionarios que han recibido delegación para el manejo de los bienes y recursos como el Tesorero, Almacenista, Jefe de Presupuesto y delegados para manejar cajas menores.

La empresa cuenta con manuales de funciones y procedimientos elaborados por la Oficina de Planeación Organización y Métodos y aprobados por la Junta Directiva.

Los reglamentos tanto interno de trabajo como el de higiene y seguridad industrial, al igual que la Convención Colectiva de Trabajo suscrita entre la EEASA y el Sindicato de Trabajadores de la Electricidad de Colombia, SINTRAELECOL, SECCIONAL AMAZONAS, son de conocimiento de los trabajadores de EEASA y cuentan con la debida aprobación del Ministerio de Trabajo.

El organigrama general de la EEASA, tiene una estructura piramidal, que dificulta los canales de comunicación, acceso y participación en la toma de decisiones.

A continuación se presenta el organigrama de la EEASA.

ORGANIGRAMA EMPRESA DE ENERGÍA DEL AMAZONAS S.A. E.S.P.

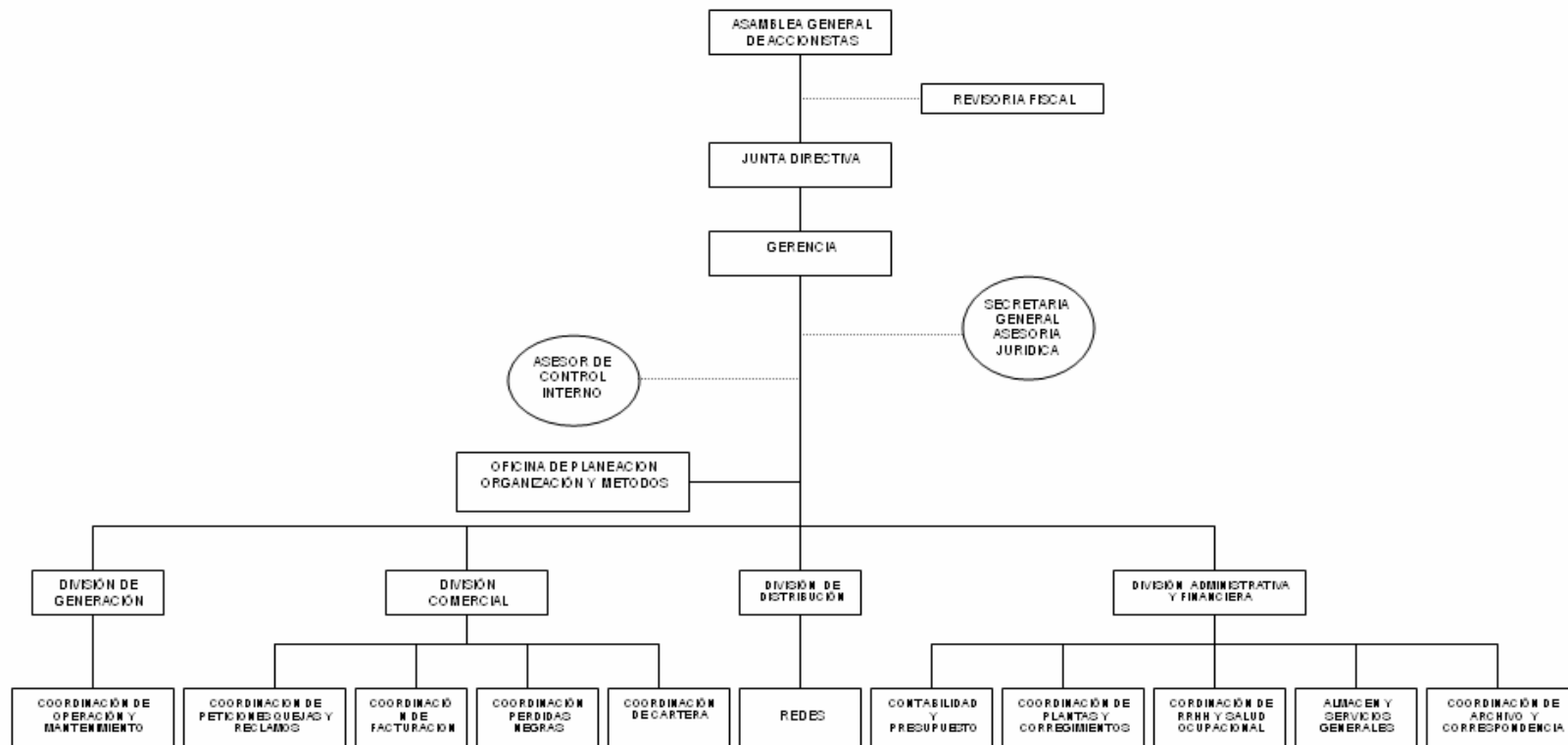


Figura 16. Organigrama EEASA S:A ESP.

Fuente: Departamento Administrativo, EEASA ESP.

En el marco de los procesos de democratización de la gestión pública, la Empresa de Energía del Amazonas S.A. E.S.P, a raíz del reciente proceso de reestructuración estableció la Oficina de Atención a Cliente, Quejas y Reclamos como dependencia adscrita a la División Comercial.

En la actualidad la empresa cuenta con un Manual de trámites ante usuarios, el cual se originó en la directiva presidencial No. 07 de 1993, mediante el cual el Gobierno Nacional puso en marcha el programa de Racionalización y Simplificación de trámites, con el objeto de mejorar los procesos administrativos.

Así mismo, cuenta con el decreto 2150 de 1995 que revistió al Gobierno Nacional de facultades extraordinarias para suprimir y reformar trámites y procedimientos innecesarios en la administración pública, al igual que el de las facultades otorgadas por la ley 489 de 1998 “Estatuto Básico de Organización y Funcionamiento de la Administración pública.

En este manual se establecen los procedimientos que la empresa debe seguir para atender las solicitudes de los usuarios. El manual establece los siguientes trámites:

- Solicitud de matrícula del servicio de energía por parte del usuario.
- Solicitud de cambio del servicio de energía.
- Solicitud de revisión de instalaciones y verificación de medidores.
- Solicitud de cambio de datos básicos del suscriptor.
- Solicitud provisional de servicio de energía.
- Solicitud de corte del servicio de energía por parte del suscriptor.
- Solicitud de suspensión del servicio de energía por parte del suscriptor.

Sin embargo, el trámite de las denuncias y los reclamos de los usuarios, no cuenta con un procedimiento estandarizado para tal efecto. De hecho, se presenta un alto grado de discrecionalidad por parte de los funcionarios para darle tratamiento a aspectos tales como reconexiones, mediciones y lectura de consumos, pago diferido de facturas por el servicio prestado.

A pesar de que es función de la oficina de planeación organización y métodos informar sobre el manejo del Servicio Público de Energía, los procedimientos para crear los Comités de Desarrollo y Control Social a los Servicios Públicos Domiciliarios consagrados en la ley 142 de 1994, la información referida al servicio e información sobre tarifas, su impacto a nivel de la comunidad de usuarios es incipiente y el balance de las actividades de capacitación y calificación de la ciudadanía en cuanto a los derechos y deberes frente a la prestación del servicio de energía es poco halagüeño. El único vínculo del ciudadano usuario con la empresa es la queja repetida sobre el costo de la factura, lo cual se ha convertido casi en una costumbre por el manejo administrativo que le da la empresa.

No obstante, se registran acciones que se orientan a la información de la ciudadanía a través de medios escritos y radiales. Tal como se muestra a continuación, han sido entregados volantes a los usuarios con el recibo de la factura correspondiente, en donde se invita al ciudadano a reportar anomalías en las instalaciones y en las acometidas, y motivándolo a hacer un uso racional del servicio.



Figura 17. Volante entregado con la Factura del cobro de energía.
Fuente: División de comercialización, EEASA.

IPRESA DE ENERGIA DEL AMAZONAS S.A. E.S.P
EEASA ESP
 EL ESTADO COMUNITARIO: UNA OPORTUNIDAD PARA LOS SERVICIOS PUBLICOS"
 ESTAMOS EN UN PROCESO DE JORAMIENTO CONTINUO PARA EL BIENEFICIO DE NUESTROS CLIENTES.
 RECIBE CON NUESTRO BUZON DE SUGERENCIAS

NUESTRA INSTITUCIÓN

VISIÓN
 SER UNA EMPRESA LÍDER EN LA REGIÓN CON EL MEJOR EQUIPO HUMANO PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, BUSCANDO LA VIABILIDAD FINANCIERA.

MISIÓN
 PROPENDER POR EL DESARROLLO DE LA REGIÓN AMAZÓNICA MEDIANTE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA BAJO LOS PRINCIPIOS DE CALIDAD, EFICIENCIA Y CONFIABILIDAD, CONSERVANDO EL MEDIO AMBIENTE.

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

1. MINIMIZAR LAS FALLAS Y SALIDAS DE LOS CIRCUITOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN, PARA BRINDAR A LOS USUARIOS, UN SERVICIO DE ENERGÍA DE MAYOR CALIDAD.
2. MEJORAR LA GESTION ADMINISTRATIVA DE LA EEASA MEDIANTE LA ACTUALIZACION E IMPLEMENTACION DE LOS MANUALES DE TRAMITES, PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS, QUE NOS PERMITAN SER EFICIENTES EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO Y LA ATENCIÓN AL CLIENTE.
3. OPTIMIZAR LA GESTION ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA MEDIANTE LA RACIONALIZACION DEL GASTO Y EL MEJORAMIENTO DE LOS INGRESOS.
4. PROPORCIONAR MECANISMOS QUE PERMITAN GENERAR UN MEJORAMIENTO CONTINUO DEL CLIMA ORGANIZACIONAL Y DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO, QUE FORTALEZCAN AL INTERIOR DE LA EMPRESA, UN DESEMPEÑO CON CALIDAD, EFICIENCIA Y EFICACIA.

5. PROVEER A LA ORGANIZACIÓN UN MEJOR DESEMPEÑO DE LAS FUNCIONES PROPIAS, MEDIANTE LA ADECUACION Y REDISTRIBUCION DE LOS ESPACIOS FISICOS, FACILITANDO A NUESTROS CLIENTES LA ATENCIÓN PRONTA Y OPORTUNA

CONOZCA LOS PUNTOS DE PAGO:

- Supermercado Leon Calle 8 No. 9-60
- Droguería Gloria Cra 10 No. 7-78
- Supermercado Ruco Cra 11 No. 8-40
- Bancos Bogotá y Ganadero en los Horarios programados para tal fin.

PORTAFOLIOS DE SERVICIOS

GENERACIÓN

- 1 Planta GMT 2.800 Kw ;
- 1 Planta MD 2.500 Kw;
- 3 Plantas Cummis de 2.000 Kw cada una

DISTRIBUCIÓN

- Atención de daños en la Red y fallas en las acometidas.
- Mantenimiento preventivo, diagnóstico de transformadores.
- Alumbrado público.
- Alquiler Carro Grúa.

COMERCIALIZACIÓN

- Atención de Peticiones Quejas y Reclamos.
- Conexiones de instalaciones nuevas.
- Uso Racional de energía.
- Atención personalizada de sus necesidades.

Figura 18. Folleto promocional que utiliza la empresa para informar sobre su misión institucional. Portada 1. Fuente: Departamento comercial, EEASA.

anunciaciones de obligaciones derivadas del servicio de energía.
 contribución a la comunidad del servicio en los entornos especiales como la confraternidad, la fraternidad, festival del pirarucú de oro, suspensiones y Reconexiones

HORRAR ENERGÍA

Regule el Bombillo cuando no lo necesite, use bombillos de bajo consumo.

Use la luz natural en lo máximo la Luz natural del día.

Use la nevera solo cuando lo necesite y no deje cerrarla bien.

No deje acumular hielo en el congelador, se consume más energía.

Limpiela una sola vez a la semana. Cuando haga lista la ropa, conecte la Plancha.

Repare los electrodomésticos viejos consumen más energía. Debe hacerles mantenimiento periódico.

El ahorro de energía NO ES UNA PRÁCTICA DE UNA VEZ, DEBE CONVERTIRSE EN UN HABITO NATURAL DE TODOS LOS DÍAS Y DE TODAS LAS ZONAS DE LA CASA O LA EMPRESA.

Recuerde: "LO CARO NO ES EL MAL, SINO EL DESPERDICIO"

El ahorro de energía NO ES NEGOCIO, SINO LA SANCION EN DINERO, TENER DE 1 A 4 AÑOS DE CARCEL.

Denuncie al fraude de energía.

CUADRO DE AFORO DE CARGA

DESCRIPCION	WATIO	HORAS POR DIA	CONSUMO KWH/MES	VALOR PESOS JUN/03
AIRE ACONDICIONADO 7000 BTU	1280	8	307	82.578
AIRE ACONDICIONADO 12000 BTU	2200	8	528	141.932
AIRE ACONDICIONADO 18000 BTU	3300	8	792	212.898
ASPIRADORA	500	1	18	4.839
BOMBILLO DE 60W	60	6	11	2.903
BOMBILLO DE 100W	100	6	18	4.839
FLUORESCENTE DE 20W	20	6	4	968
FLUORESCENTE DE 40W	40	6	7	1.935
FLUORESCENTE DE 75W	75	6	14	3.629
BRILLADORA	400	1	12	3.226
CAFETERA O GRECA	800	1	24	6.451
CALENTADOR DE AGUA	1200	1	36	9.677
ESTUFA ELECTRICA (1FOGON)	1500	3	135	36.289
CONGELADOR	500	18	270	72.579
EQUIPO DE SONIDO	100	8	24	6.451
HORNO ELECTRICO	2400	1	72	19.354
LAVADORA	1500	1	45	12.096
MICROCOMPUTADOR	500	8	120	32.267
NEVERA PEQUEÑA	300	12	108	29.031
NEVECON	500	12	180	48.386
PLANCHA	1000	1	30	8.064
SECADOR DE CABELLO	1200	0,5	18	4.839
SECADORA DE ROPA	600	1	18	4.839
TELEVISOR	150	12	54	14.516
TOSTADORA DE PAN	100	0,5	2	403
VENTILADOR	75	12	27	7.258
FOTOCOPIADORA	500	8	120	32.267
HORNO MICROONDAS	1600	1	30	8.064
ESTABILIZADORES	100	12	36	9.677
BRILLADORA	300	1	9	2.419
CINCUENTA LUCES NAVIDEÑAS	1000	6	180	48.386
MAQUINA DE OFICINA ELECTRICA	100	8	24	6.451
MOTORES TRIFASICOS O MONOFASICOS	1H.P	1	30	6.048

PREGUNTAS MAS FRECUENTES EN LAS PRESENTACIONES DE LOS RECLAMOS:

- Que debo hacer para solicitar el servicio de energía?
- Como hago para que me bajen el estrato?
- Porque el consumo es tan alto?
- Porque se cobra la reconexión?
- Quien arregla el alumbrado público?
- Cual es el estado de las Plantas. Quien responde por la generación?

NORMAS QUE REGULAN LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA:

Constitución política de Colombia Artículo 365. Los servicios Públicos son inherentes a la finalidad del Estado. Artículo 23. Derecho de petición.

Ley 142/94 y Ley 689/2001 (Ley de Servicios públicos Domiciliarios). Ley 143/94 (Ley Eléctrica)

Ley 632/2000 y Decreto 847/2001 (Subsidios Y Contribuciones).

Resoluciones CREG 077 y 082/97; 108/97

Decreto 2668/99 Reglamenta la facturación de los servicios Públicos Domiciliarios.

Contrato de Condiciones Uniformes.

Figura 19. Folleto promocional que utiliza la empresa para informar sobre su misión institucional. Portada 2. Fuente: Departamento comercial, EEASA.

Sin embargo, este esfuerzo no es suficiente por cuanto es necesario que haya una interacción directa entre los funcionarios de la empresa y los ciudadanos producto de una política institucional de acción social, hechos que facilitarían efectivamente la generación de un capital cívico e institucional para el mejoramiento de la prestación del servicio por parte de la empresa y un mayor compromiso ciudadano frente a aspectos tan importantes como la cultura de pago oportuno y ahorro en el consumo, entre otros.

Adicionalmente, la presencia institucional de la EEASA ESP en las distintas localidades y comunidades indígenas del Departamento es deficiente, tanto en lo que se refiere al mantenimiento de las pequeñas plantas de energía y suministro de insumos, en parte por las condiciones

de aislamiento de las comunidades y los altos costos que implica el desplazamiento de personal hasta las distintas zonas.

3.2.3. |ANÁLISIS COMERCIAL

❖ Mercado de energía

El mercado de energía en Leticia se desarrolla a partir de la compra efectuada por la EEASA al IPSE, quien cuenta con una central de generación operada por la misma EEASA, en desarrollo de un contrato Interadministrativo para administración, operación y mantenimiento. A su vez, las partes EEASA e IPSE; han suscrito un contrato adicional de compra-venta de energía mediante el cual, la Empresa se compromete a comprar la totalidad de la producción de energía de las plantas.

Para 2005 en desarrollo de estos contratos la central de generación produjo 32,6 GWh-año a un costo promedio de 253,87 \$/kWh. Así el valor de la operación asciende para el año citado a cerca de \$6.912 millones. Sin embargo, es de anotar que acorde con la metodología dispuesta para la liquidación de los contratos (AOM y compra-venta de energía) se observa una variabilidad significativa en cada uno de los precios mensuales: para 2005 se presentaron precios en un rango mínimo de 202 \$/kWh a 263 \$/kWh¹³.

Ahora bien, los valores unitarios presentados deben ser objeto de un análisis crítico en tanto no contemplan la totalidad de los costos asociados a la actividad de generación tales como retribución a capital, pago de impuestos directos e indirectos, soporte administrativo, gastos mayores de mantenimiento, depreciación y seguros, entre otros.

Por el lado de la distribución y comercialización la Empresa ha efectuado cálculos de costo que arrojan un resultado de 36.5 \$/KWh. Al igual que

¹³ Datos suministrados por el IPSE y EEASA.

para generación es claro que tal valor requiere ser reconsiderado de cara a incluir todos los factores propios del desarrollo de esta actividad.

Por último la Empresa tiene aprobada por parte de la CREG, una estructura tarifaria que de ser aplicada significaría un costo al usuario final cercano a los 500 \$/kWh. Tarifa que no ha sido aplicada en el mercado:

❖ Mercado regulado

El mercado regulado comprende la totalidad del mercado atendido por la Empresa de Energía del Amazonas EEASA ESP. En 2005 atendió en Leticia 6224 usuarios a los cuales les facturó 23.390 MWh-año. Se destaca en la composición del mercado el consumo de los sectores comercial e industrial, que sumados representan el 28,5% del total. Esto constituye un hecho significativo en una región caracterizada por una baja actividad industrial pero en donde se observa algún desarrollo pesquero, agrícola y ganadero.

COMPOSICIÓN DEL MERCADO 2005

Sector	Usuarios		Energía		Facturación		Tarifa
	número	%	MWh	%	millones de \$	%	media
Residencial	5.055	81,22%	8.985	38,41%	1.876,05	31,59%	208,80
Comercial	772	12,40%	3.207	13,71%	1.023,93	17,24%	319,28
Industrial	118	1,90%	3.454	14,77%	1.104,99	18,61%	319,92
Oficial	173	2,78%	6.343	27,12%	1.558,03	26,24%	245,63
Alumbrado Público	1	0,02%	1.024	4,38%	274,36	4,62%	267,93
Cons Especiales	52	0,84%	170	0,73%	45,57	0,77%	268,05
Fraudes	1	0,02%	173	0,74%	46,16	0,78%	266,81
Otros	52	0,84%	34	0,15%	8,90	0,15%	261,76
Total	6.224	100%	23.390	100%	5.937,99	100%	253,87

Tabla 10. Composición del mercado, 2005

Fuente: EEASA, División Comercial

El comportamiento de la demanda ascendente en el período 2003-2005 según estudios realizados por el IPSE al observarse crecimiento significativo en todos los sectores de consumo. Así, el residencial creció un 2,5% entre 2004 y 2005 con una dinámica también de crecimiento del

3,5% en el período inmediatamente anterior. El comercio y la industria registraron también un comportamiento positivo al crecer con 7,8% y 1,4% respectivamente durante el período 2004-2005 con una tendencia creciente para los períodos posteriores. Lo anterior refleja un crecimiento significativo de la demanda directamente asociada a factores productivos (industrial y comercial), lo cual constituye un reflejo alentador en las fuerzas económicas de la región. Los usuarios que presentaron alguna disminución en su consumo fueron los residenciales de estratos altos que no constituyen un mercado importante de la Empresa.

SECTORES		2003 kWh	2004 kWh	2005 kWh	Variación 03- 04	Variación 04- 05
RESIDENCIAL	01 BAJO-BAJO	1.124.262	1.191.157	1.229.424	6,0%	3,2%
	02 BAJO	3.053.897	3.197.966	3.435.912	4,7%	7,4%
	03 MEDIO-BAJO	1.798.074	1.872.994	1.880.654	4,2%	0,4%
	04 MEDIO	2.370.524	2.392.938	2.342.642	0,9%	-2,1%
	05 MEDIO-ALTO	14.996	12.467	11.605	-16,9%	-6,9%
	06 ALTO	101.118	95.640	85.337	-5,4%	-10,8%
	SUBTOTAL	8.462.871	8.763.162	8.985.574	3,5%	2,5%
COMERCIAL		2.882.098	2.975.555	3.207.233	3,2%	7,8%
INDUSTRIAL		3.444.977	3.405.918	3.454.653	-1,1%	1,4%
OFICIAL		5.456.600	5.192.298	6.343.081	-4,8%	22,2%
CONSUMIDORES ESPECIALES		172.230	176.810	170.350	2,7%	-3,7%
PROVISIONALES		28.421	23.220	34.125	-18,3%	47,0%
ALUMBRADO PUBLICO		977.949	1.008.586	1.024.463	3,1%	1,6%
FRAUDES		65.032	0	173.790		
SUBTOTAL		1.243.632	1.208.616	1.402.728	-2,8%	16,1%
TOTAL FACTURADO		21.490.178	21.545.549	23.393.269	0,3%	7,9%

Tabla 11. Comparativo de facturación

Fuente: EEASA: División Comercial

❖ Tarifas

La tarifa de referencia media es la tarifa cobrada al estrato 4 del sector residencial, quienes no reciben subsidio ni pagan contribución. Sin embargo, es de anotar que esta tarifa se encuentra cercana al costo de prestación del servicio calculado por la Empresa que como ya se anotó, no incluye la totalidad de los rubros propios de la prestación del servicio.

La Empresa, dentro de su estructura tarifaria otorga subsidios a los usuarios de menores ingresos y cobra contribuciones a los usuarios residenciales de estratos altos y a los usuarios industriales y comerciales. Así, se tiene que el estrato 1 que recibe un subsidio del 50% de la tarifa para el consumo de subsistencia paga 144,35 \$/kWh lo que significa un incremento del 14,7% entre 2004 y 2005. Para los usuarios de estrato 2, quienes reciben subsidio del 40%, la tarifa media en 2005 fue de 175,17 \$/kWh con un incremento del 12,87% respecto al año anterior. El estrato medio-bajo el cual recibe un subsidio del 35% tuvo durante 2005 una tarifa media de 234,26 \$/kWh, esto es 11,83% más alta respecto al año anterior.

El resto de los sectores (residencial alto, industrial y comercial) tuvo incrementos entre 2004 y 2005 cercanos al 8% con una tarifa media que bordea los 320 \$/kWh, incluyendo el 20% de contribución.

Al final se observa que la dinámica de ajuste tarifario estuvo por encima de la inflación en 2005. En efecto, mientras el incremento de los precios al consumidor a nivel nacional estuvo en 4,85% la tarifa en todo el mercado de Leticia creció 5,5%.

La Empresa en la actualidad viene implementando un programa de aumento de la tarifa del 3% mensual de cara a lograr acercar el costo a la tarifa. No obstante es necesario considerar que:

La empresa no ha adelantado un estudio detallado que le permita determinar la verdadera cifra del costo de prestación del servicio.

Las relaciones institucionales de producción de energía entre el IPSE y EEASA no estimulan la eficiencia de los agentes participantes, de suerte que tales eficiencias se traduzcan en alguna medida en el precio de venta del servicio (tarifa).

La Ley del Plan de Desarrollo ordena que el aumento de las tarifas para los usuarios de estrato bajos en el consumo de subsistencia debe hacerse por debajo de la inflación.

No existe una estrategia tarifaria al interior de la Empresa que relacione las diferentes variables claves del negocio: usuarios, sociedad, Gobierno, subsidios, costos e impacto financiero. Lo anterior se evidencia en varios hechos entre los que cabe mencionar que la tarifa aumenta un año por debajo de la inflación y otro por encima de este indicador.

TARIFA MEDIA 2004-2005						
SECTORES	USUARIOS ESTRATOS	CONSUMO kWh/2005	FACTURACIÓN valor en \$	TARIFA MEDIA \$/kWh-2005	TARIFA MEDIA \$/kWh-2004	VARIACIÓN 2004-2005
RESIDENCIAL	01 BAJO-BAJO	1.229.424	177.467.354,40	144,35	125,87	14,68%
	02 BAJO	3.435.912	601.868.705,04	175,17	155,19	12,87%
	03 MEDIO-BAJO	1.880.654	440.562.006,04	234,26	209,47	11,83%
	04 MEDIO	2.342.642	625.157.444,12	266,86	248,04	7,59%
	05 MEDIO-ALTO	11.605	3.730.659,35	321,47	298,18	7,81%
	06 ALTO	85.337	27.385.496,67	320,91	298,3	7,58%
	SUBTOTAL	8.985.574	1.876.171.666	208,80	189,93	9,93%
COMERCIAL	ACTIVA	3.184.472	1.018.561.110	319,85	297,58	7,48%
	REACTIVA	22.761	5.438.890	238,96	0	
	SUBTOTAL	3.207.233	1.024.000.000	319,28	297,58	7,29%
INDUSTRIAL	ACTIVA	3.335.399	1.073.293.670	321,79	296,68	8,46%
	REACTIVA	119.254	31.903.530	267,53	0	
	SUBTOTAL	3.454.653	1.105.197.200	319,92	296,68	7,83%
OFICIAL	ACTIVA	4.677.961	1.247.097.623	266,59	248,82	7,14%
	REACTIVA	87.800	23.328.670	265,70	0	
	SUBTOTAL	4.765.761	1.270.426.293	266,57	248,82	7,14%
	BOMBEO ACTIVA	1.076.519	287.667.407	267,22	249,04	7,30%
	REACTIVA	0	0	0	0	
	SUBTOTAL	1.076.519	287.667.407	267,22	249,04	7,30%
	CONSUMO PROPIO	500.801	0	0,00	248,64	
SUBTOTAL OFICIAL	6.343.081	1.558.050.986	245,63	248,8	-1,27%	
CONS ESPECIALES	170.350	45.662.318	268,05	247,04	8,50%	
PROVISIONALES	34.125	8.909.355	261,08	238,13	9,64%	
ALUMBRADO PUBLICO	1.024.463	274.484.372	267,93	402,83	-33,49%	
FRAUDES	173.790	46.368.910	266,81	0		
SUBTOTAL	1.402.728	375.424.954	267,64			
TOTAL FACTURADO	23.393.269	6.076.869.488,13	259,77	246,3	5,47%	

Tabla 12. Tarifa media 2004-2005

Fuente: EEASA Departamento Comercial

Pérdidas de energía

Acorde con la cadena de suministro del servicio, se tiene la necesidad de identificar en cada eslabón las pérdidas asociadas. En generación la relación es entre la producción y lo entregado al distribuidor y en distribución la relación es entre lo recibido por el generador comparado

con lo efectivamente facturado. En este último tramo no se tiene identificación respecto a lo que constituye pérdidas técnicas y lo que constituye fraudes, de tal suerte que se hace necesario calcular las pérdidas en conjunto.

Así se tiene que las pérdidas atribuidas al proceso de generación están del orden del 12,58% en tanto que las correspondientes a distribución y comercialización bordean el 18%. Las primeras corresponden a eficiencias estrictamente técnicas sobre las cuales no se prevén significativas mejorías por cuanto corresponden principalmente a la operación como calor en los transformadores de potencia. En cuanto a las pérdidas comerciales es necesario considerar gestiones administrativas en los siguientes aspectos:

Impacto del aumento tarifario en los fraudes

Depuración de la información de los clientes atendidos

Inversión en remodelación de la infraestructura de distribución.

Tabla 13. Pérdidas de energía.

	GWh-año
Energía Generada	32,6
Energía Vendida	28,5
Energía Facturada	23,4
Pérdidas en generación	12,58%
Pérdidas en distribución y comercialización	17,89%

Indicadores DES y FES

Los indicadores DES y FES dan una idea de la fragilidad del sistema de distribución y generación en Leticia.

Las cifras indican el número de veces que el sistema queda total o parcialmente fuera de servicio por causas atribuibles a la generación o a la distribución, las cuales son significativas.

Como se observa en el cuadro de salidas de los circuitos de distribución, a excepción de marzo, junio, julio y agosto del año 2005, al menos una vez al día falló el sistema y afectó algún sector de la población. El caso más crítico se observa en noviembre, en el cual la sumatoria de las fallas es de 117 interrupciones; así mismo, el mes menos crítico en número de veces fuera de servicio fue junio con 24 fallas.

Si se analiza la duración de las fallas del sistema, noviembre tiene un acumulado de 70 horas y julio, el de menor duración de esas interrupciones, con 5 horas aproximadamente.

Las causas mas frecuentes para las fallas por generación son:

Sensibilidad de la unidad de 2500 kW, EMD para tomar o dejar carga, lo cual produce una salida del paralelo en caso de falla de ésta.

Sensibilidad del grupo electrógeno conformado por las unidades Cummins, las cuales están diseñadas para operar sólo como plantas de emergencia.

En cuanto a distribución, las causas mas frecuentes obedecen a fallas a tierra debido a los acercamientos de las líneas con la vegetación, sobre todo en la zona rural.

Es importante anotar que la línea de tensión 1 no aparece reportada debido a que desde el segundo periodo de 2002 cuando se comenzó a operar de base con las plantas de emergencia "CUMMINS", la línea 5

alimenta la línea 1 por razones de operatividad en la salida de pódicos en la central.

La gráfica muestra el acumulado porcentual de la duración total del servicio (generación y distribución). Como se observa, enero y noviembre presentaron los mayores porcentajes de horas sin servicio para el departamento.

Tabla 14. Salida de circuitos de distribución.
Fuente: Departamento de Planeación y distribución.

			LÍNEA 2	LÍNEA 3	LÍNEA 4	LÍNEA 5	TOTAL	% Horas sin Servicio/Mes	Nº Fallas / Mes (Dis+Gen)
ENE (31 días)	distribución	horas	0,73	4,10	3,27	7,22	15,32	2,1	107,00
		número	4	6	3	12	25,00		
	generación	horas	19,77	22,82	20,15	25,55	88,28	11,9	
		número	21	24	17	20	82,00		
	total	horas	20,50	26,92	23,42	32,77	103,60	13,9	
		número	25	30	20	32	107,00		
FEB (28 días)	distribución	horas	0,43	2,38	2,38	4,18	9,38	1,4	96,00
		número	3	7	7	12	29,00		
	generación	horas	15,42	16,13	23,12	18,95	73,62	11,0	
		número	7	23	21	16	67,00		
	total	horas	15,85	18,52	25,50	23,13	83,00	12,4	
		número	10	30	28	28	96,00		
MAR (31 días)	distribución	horas	0,13	0,20	1,45	1,37	3,15	0,4	39,00
		número	2	1	5	13	21,00		
	generación	horas	0,37	0,37	0,48	0,23	1,45	0,2	
		número	3	7	5	3	18,00		
	total	horas	0,50	0,57	1,93	1,60	4,60	0,6	
		número	5	8	10	16	39,00		
ABR (30 días)	distribución	horas	0,32	0,23	0,32	2,77	3,63	0,5	38,00
		número	2	2	2	9	15,00		
	generación	horas	0,65	1,63	0,87	0,77	3,92	0,5	
		número	3	9	7	4	23,00		
	total	horas	0,97	1,87	1,18	3,53	7,55	1,0	
		número	5	11	9	13	38,00		
MAY (31 días)	distribución	horas	1,25	0,43	0,18	1,07	2,93	0,4	33,00
		número	1	2	2	3	8,00		
	generación	horas	2,93	2,68	3,42	3,58	12,62	1,7	
		número	7	8	5	5	25,00		
	total	horas	4,18	3,12	3,60	4,65	15,55	2,1	
		número	8	10	7	8	33,00		
JUN (30 días)	distribución	horas	0,33	2,02	0,50	0,53	3,38	0,5	24,00
		número	2	5	2	5	14,00		
	generación	horas	0,20	0,62	0,10	0,53	1,45	0,2	
		número	2	5	2	1	10,00		
	total	horas	0,53	2,63	0,60	1,07	4,83	0,7	
		número	4	10	4	6	24,00		
JUL (31 días)	distribución	horas	1,07	0,08	0,05	2,00	3,20	0,4	27,00
		número	5	1	1	8	15,00		
	generación	horas	0,17	0,73	0,00	0,43	1,33	0,2	
		número	1	10	0	1	12,00		
	total	horas	1,23	0,82	0,05	2,43	4,53	0,6	
		número	6	11	1	9	27,00		
AGO	distribución	horas	0,78	0,30	0,77	2,33	4,18	0,6	43,00
		número	7	4	3	16	30,00		
	generación	horas	0,65	0,08	0,20	0,42	1,35	0,2	

			LÍNEA 2	LÍNEA 3	LÍNEA 4	LÍNEA 5	TOTAL	% Horas sin Servicio/Mes	Nº Fallas / Mes (Dis+Gen)
AGO (31 días)	distribución	horas	0,78	0,30	0,77	2,33	4,18	0,6	43,00
		número	7	4	3	16	30,00		
	generación	horas	0,65	0,08	0,20	0,42	1,35	0,2	
		número	6	1	3	3	13,00		
	total	horas	1,43	0,38	0,97	2,75	5,53	0,7	
		número	13	5	6	19	43,00		
SEP (30 días)	distribución	horas	1,80	0,27	0,93	5,98	8,98	1,2	35,00
		número	5	4	5	14	28,00		
	generación	horas	0,20	0,05	0,02	0,10	0,37	0,1	
		número	3	1	1	2	7,00		
	total	horas	2,00	0,32	0,95	6,08	9,35	1,3	
		número	8	5	6	16	35,00		
OCT (31 días)	distribución	horas	4,28	6,02	5,32	8,75	24,37	3,3	48,00
		número	4	7	8	15	34,00		
	generación	horas	0,87	0,05	0,78	1,03	2,73	0,4	
		número	5	1	2	6	14,00		
	total	horas	5,15	6,07	6,10	9,78	27,10	3,6	
		número	9	8	10	21	48,00		
NOV (30 días)	distribución	horas	2,97	5,35	6,08	11,73	26,13	3,6	117,00
		número	12	14	12	22	60,00		
	generación	horas	9,80	14,55	1,18	18,38	43,92	6,1	
		número	9	14	12	22	57,00		
	total	horas	12,77	19,90	7,27	30,12	70,05	9,7	
		número	21	28	24	44	117,00		
DIC (31 días)	distribución	horas	4,10	1,80	5,00	11,08	21,98	3,0	56,00
		número	3	3	2	9	17,00		
	generación	horas	6,43	2,15	0,57	4,52	13,67	1,8	
		número	11	7	10	11	39,00		
	total	horas	10,53	3,95	5,57	15,60	35,65	4,8	
		número	14	10	12	20	56,00		

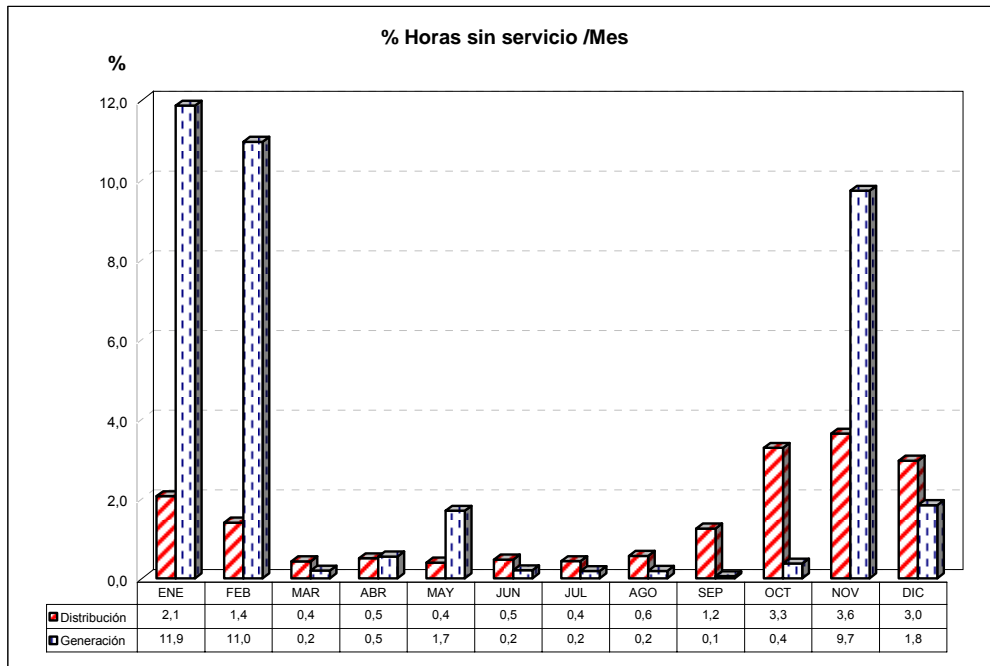


Figura 20. Porcentaje de horas sin servicio al mes.

Fuente: Departamento comercial EEASA.

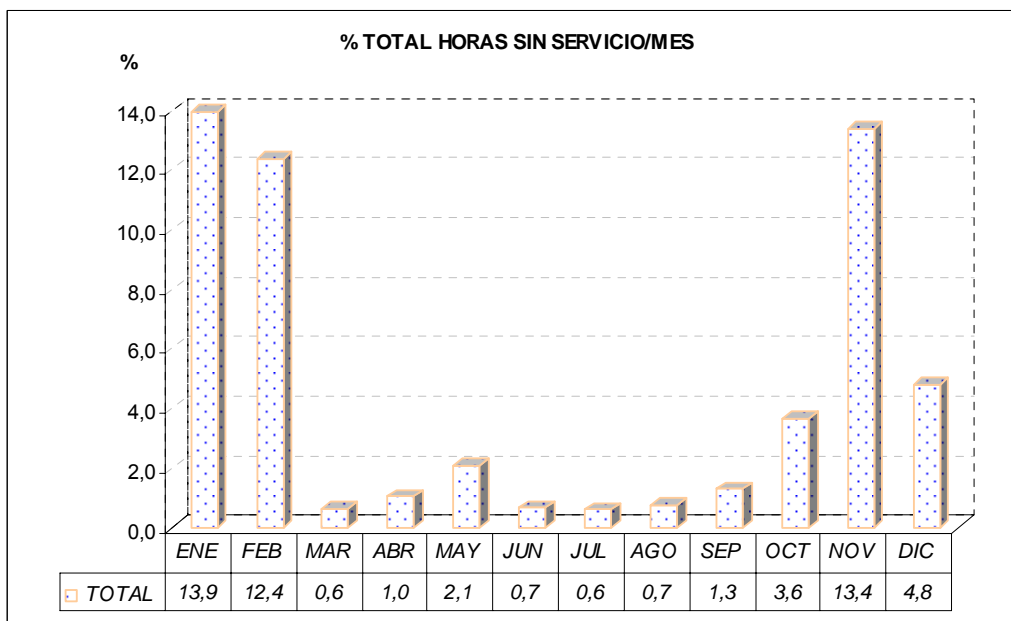


Figura 21. Porcentaje total de horas sin servicio al mes.

Fuente: EEASA departamento comercial

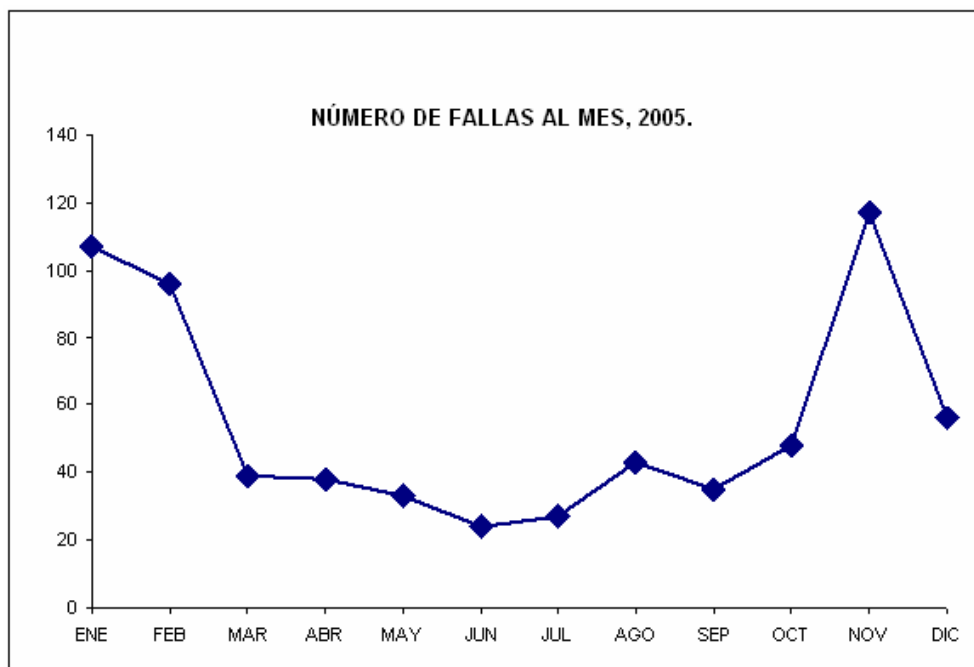


Figura 22. Número de fallas al mes, 2005.

Fuente: EEASA departamento comercial

3.2.4. SISTEMA ELÉCTRICO

1. Generalidades

Para la prestación del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Leticia se cuenta con una central de generación de propiedad del IPSE y un sistema de distribución de líneas y redes a 13,8 kV que prestan el servicio de manera continua.

El origen de la infraestructura se remonta a 1987 cuando el Gobierno Nacional a través del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, instaló la central de generación de Leticia, inversión que posteriormente fue capitalizada en la EEASA encargada de la operación de los activos eléctricos y de la prestación del servicio no sólo en la capital, sino en todo

el Departamento del Amazonas cubriendo principalmente poblaciones ubicadas sobre las riberas de los ríos Caquetá, Putumayo y Amazonas.

La central de generación instalada en 1987 por el Gobierno Nacional estaba compuesta por cuatro grupos electrógenos WARTSILA GMT de 2800 kW cada uno, diseñados para suplir el crecimiento de la demanda en un horizonte de 20 años.

A partir de 1999 se observa un deterioro significativo de estas unidades perdiendo el concepto de reserva y poniendo en peligro la confiabilidad del servicio. Así en 2002 se construyó una central de generación de emergencia de 6.000 kW compuesta por tres (3) unidades CUMMINS y en 2003 se traslada una unidad EMD de 2500 kW.

La prestación del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Leticia se ha venido realizando en forma continua. Desde el año 2000 se vienen disminuyendo los índices de confiabilidad en la medida en que el parque generador se ha ido deteriorando, afectando la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, en donde el alto grado de dependencia del sistema de generación se identifica como crítico, pero por otro lado cuenta con un sistema de distribución calificado de aceptable.

Desde el punto de vista técnico la prestación del servicio tiene que diferenciarse entre la infraestructura en la Capital y en las poblaciones. Para el caso de Leticia la EEASA tiene suscrito un acuerdo con el IPSE con el objetivo de administrar y operar la central de generación. En las poblaciones se operan pequeñas plantas de generación algunas de propiedad de la Empresa y otras del IPSE.

2. Sistema de Generación

El sistema eléctrico funciona como una isla; en esta condición sólo se garantiza la calidad de los parámetros de tensión y frecuencia a través de los sistemas de regulación.

El sistema eléctrico está compuesto por una central de generación que entrega en pórtricos de la subestación energía a 13.800 Voltios, la cual es distribuida por una red a los usuarios para uso residencial, comercial, oficial e industrial. El sistema de distribución satisface además la demanda del alumbrado público.

El servicio se suministra en forma continua (24 horas diarias) al núcleo urbano y a zonas rurales adyacentes. Así mismo, se presta el servicio de alumbrado público en el casco urbano.

A continuación se presentan los datos técnicos generales y la descripción de cada una de las unidades instaladas en la central de generación de Leticia.

Datos Generales

No de usuarios:	6.224
Potencia instalada:	18.500 kW
Promedio Energía producida año:	32.600.000 kWh
Promedio Energía vendida año:	28.500.000 kWh
Costo promedio KW-h:	\$253,87
Índice de pérdidas negras:	18,88%

Sistema de generación

Está conformado por:	
Una central de generación	2 Ha
Unidades generadoras:	8
Sistema de transformación:	23.100 kVA
Sistema de almacenamiento:	1'000.000 gal

Sistemas auxiliares.

A.C.P.M; FUEL OIL No.6

Unidades Generadoras: A 30 DE NOVIEMBRE 2005

Unidad No 1 D101

Características:

Marca:	GMT
Modelo:	A420.6
Capacidad:	2800 KW
R.P.M:	514
Tipo de combustible:	F.O. No. 6
Horas de servicio:	71371
Estado actual	EN SERVICIO
Producción:	13,59 kWh/gal

Unidad No 2 D201

Características:

Marca:	GMT
Modelo:	A420.6
Capacidad:	2800 kW
R.P.M:	514
Tipo de combustible:	HFO
Horas de servicio:	53873
Estado actual	EN SERVICIO
Producción:	14,44 kWh/Gal

Unidad No 3 D301

Características:

Marca:	GMT
Modelo:	A420.6
Capacidad:	2800 kW
R.P.M:	514

Tipo de combustible:	F.O. No. 6
Horas de servicio:	82355
Estado actual	FUERA DE SERVICIO (Feb 2004)
Producción:	Reparación para 2006

Unidad No 4 D401

Características:

Marca:	GMT
Modelo:	A420.6
Capacidad:	2800 kW
R.P.M:	514
Tipo de combustible:	HFO
Horas de servicio:	47.788
Estado actual:	FUERA DE SERVICIO (Mayo 2000)
Producción:	Cambio de unidad. Para 2006.

Unidad No 5 D501

Características:

Marca:	EMD
Modelo:	645E4
Capacidad:	2500 kW
R.P.M:	900
Tipo de combustible:	DIESEL No.2
Horas de servicio:	17.708
Estado actual:	EN SERVICIO
Producción:	12.46 kWh/gal

Unidad No 6 D601

Características:

Marca:	CUMMINS
Modelo:	QSK60-C6
Capacidad:	1600 kW

R.P.M:	1800
Tipo de combustible:	DIESEL No.2
Horas de servicio:	6.662
Estado actual	FUERA DE SERVICIO (Dic 2003)
Producción:	Por recuperar. (Sin definir fecha)

Unidad No 7 D701

Características:

Marca:	CUMMINS
Modelo:	QSK60-C6
Capacidad:	1600 kW
R.P.M:	1800
Tipo de combustible:	DIESEL No.2
Horas de servicio:	12.095
Estado actual:	EN SERVICIO
Producción:	12.36 kWh/gal

Unidad No 8 D801

Características:

Marca:	CUMMINS
Modelo:	QSK60-C6
Capacidad:	1600 kW
R.P.M:	1800
Tipo de combustible:	DIESEL No.2
Horas de servicio:	10.306
Estado actual:	EN SERVICIO
Producción:	12,42 kWh/gal

Desde comienzos de 2004, la generación de la central diesel de Leticia se viene prestando con dos máquinas GMT (D101 y D201), una unidad EMD (D501) y dos unidades CUMMINS (D701, D801). La mayor parte de la

generación la vienen prestando las unidades GMT seguidas por las unidades CUMMINS, las cuales son máquinas de emergencia:

Producción de energía por motor:

GMT D101	28%
GMT D201	26%
CUMMINS D701	17%
CUMMINS D801	16%
EMD D501	13%

Las actividades a realizar en las unidades generadoras son las siguientes:

- **Unidad GMT D301:** Se encuentra fuera de servicio desde Febrero de 2004. Cuenta con el cigüeñal nuevo, se le debe cambiar el kit de potencia (over- haul)
- **Unidad GMT D401:** Se encuentra fuera de servicio desde el 17 de Mayo del 2000. Requiere de cambio del cigüeñal y cambio de kit de potencia (over haul)
- **Unidad EMD D501:** Se encuentra en servicio con 17.708 horas a Noviembre de 2005. Requiere mantenimiento de 10000 horas
- **Unidad CUMMINS D601:** Se encuentra fuera de funcionamiento desde Diciembre de 2003 con 6.662 horas. Requiere mantenimiento de 5000 horas.
- **Unidad CUMMINS D701:** Se encuentra en funcionamiento con 12.095 horas a Noviembre de 2005. Requiere mantenimiento de 10.000 horas.

- **Unidad CUMMINS D801:** Se encuentra en funcionamiento con 10.306 horas a Noviembre de 2005. Requiere mantenimiento de 10.000 horas.

3. Sistema de Distribución

La ciudad de Leticia cuenta con un sistema de redes de distribución de media tensión a 13,8 kV y de baja tensión con 5 conductores, trifásica y alumbrado público 208/120V.

El servicio de energía eléctrica tiene las siguientes características:

- | | |
|---------------------------------|---------------------------|
| • Servicio monofásico | 110V 1Ø |
| • Servicio bifásico trifilar | 220V 2Ø - 110V 1Ø |
| • Servicio trifásico tetrafilar | 220V 3Ø, 220V 2Ø, 110V 1Ø |
| • Frecuencia | 60 Hz |

Los circuitos de media tensión (cinco alimentadores primarios) están contruidos con conductores ACSR 1/0 AWG excepto el circuito rural, contruido con conductores ACSR 2/0 AWG.

Las redes de media y baja tensión están contruidas bajo normas IPSE y en postería de concreto, con capacidad para atender la demanda actual. En algunas comunidades indígenas en el circuito rural, las redes de baja tensión están contruidas en postes de madera. El alumbrado público en su mayoría está equipado con luminarias de mercurio de 150 W controlado por medio de celdas fotoeléctricas.

El problema que se presenta en las redes primarias está relacionado por las fallas frecuentes ocurridas en el circuito rural debido a su construcción en zona arborizada, ocasionando constantes interrupciones.

- Pérdidas técnicas 18,4 %
- Longitud de red en A.T. 71,3 km
- Longitud de red en B.T. 163,5 km
- Potencia instalada de transformación: 23,1 MVA

Se estima de manera indicativa que un 30% de las redes de media y baja tensión y un 80% de las redes rurales requieren remodelación.

Las líneas en general tienen un comportamiento bueno, sin embargo, existen cortes de energía debido a la salida de funcionamiento de los circuitos por problemas de acercamiento de vegetación; accionando los relés de protección, el factor de servicio se encuentra en 99,8%.

El 25% del sistema de medición a usuarios (1.556) se encuentra deteriorado o en estado de obsolescencia y el 4% de los usuarios (249) se encuentra sin medición.

4. Sistema de Transformación

Transformadores 4160/13800 V:

Cantidad:	4
Capacidad:	3900 kVA
Marca:	STEEM
Estado actual:	Requiere Mantenimiento

Transformadores 440/13800 V:

Cantidad:	3
Capacidad:	2500kVA
Marca:	MARATHON
Estado actual:	Bueno

Transformador 13800/220 V:

Sistema de Almacenamiento

Tanque de:	800.000 galones
Tanque de:	200.000 galones
Estado Actual:	Requiere Mantenimiento.

5. Sistema de Auxiliares

○ Sistema para el manejo del Fuel Oil No6

• Calderas de Recuperación:

Cantidad:	4
Capacidad:	1000 kg/h
Presión:	7 bar
Temperatura:	140 °C

• Depuradoras de aceite y combustible:

Cantidad.	4
Marca:	ALFA LAVAL
Modelo:	MOPX 210 combustible MOPX204 Aceite

• Torre de enfriamiento:

R.P.M ventilador:	1.800
Capacidad:	1,75 gal/ h
Caudal:	300 m ³ / hora

Este sistema requiere mantenimiento

○ Sistema de Auxiliares eléctricos

Para el manejo de la energía eléctrica a nivel de 13.800 V, 4.160 V, 440 V, 220 V y 110 V, la central cuenta con un equipo de maniobra con indicación, control y medición, para su manejo y su estado actual es obsoleto, y requiere modernización.

3.3. DIAGNÓSTICO DEL MUNICIPIO DE PUERTO NARIÑO

3.3.1. GENERALIDADES

Puerto Nariño se localiza en el extremo suroriental del Trapecio Amazónico (70° 21'W y 30° 47'S) tiene una extensión de 1.704 kilómetros cuadrados y su casco urbano dista 87 kilómetros de la Ciudad de Leticia, coincide en buena parte de su territorio aproximadamente el 60% con el Resguardo Indígena Tikuna, Cocama y Yagua del mismo nombre. Desde el punto de vista geográfico, el Resguardo Indígena, cuenta con un Municipio: Puerto Nariño y 21 comunidades ubicadas en la ribera de los ríos Amazonas y Loretoyacu.

El Municipio de Puerto Nariño, fue fundado como Corregimiento en el año de 1961, pero teniendo en cuenta su ubicación geográfica en zona de frontera, fue constituido como Municipio mediante el decreto 106 de fecha Enero de 1984, por el Consejo Comisarial del Amazonas.

Este Municipio cuenta con una población aproximada 4792 habitantes en total de los cuales el 66.2% (3.358) pertenecen al área rural y el 33.8% (1.711) al área urbana de Puerto Nariño (Datos obtenidos del Plan de Desarrollo de Municipio Puerto Nariño 2001-2003).

Su principal vía de comunicación es el río Amazonas que lo comunica, vía fluvial, con Leticia y otras poblaciones fronterizas.

Como resultado de las encuestas realizadas por consultoría contratada por la FEN (Financiera Energética Nacional) en el año 2003, para los departamentos de Amazonas, Guainía, Vichada y Vaupés, se tiene la siguiente información socioeconómica del Municipio de Puerto Nariño.

- El total de las personas entrevistadas en el municipio de Puerto Nariño son 11 jefes de familia, 9 cónyuges o parejas permanentes y 25 hijos.

- La edad promedio de los jefes de familia es de 40 años, la de sus cónyuges es de 32 años y la de sus hijos es de 17 años.
- El número promedio de hijos por familia es de 2,3 y el promedio total del núcleo familiar es de 3,09.
- El nivel de escolaridad de los jefes de familia presenta porcentajes de 73% en la primaria completa, los porcentajes de secundaria son del 18%. No existe en la población total entrevistada, jefes de familia en nivel de escolaridad Superior.
- Los porcentajes de la escolaridad de la cónyuge presenta su más alto porcentaje 66.6% en primaria, un 11.11% de esta población, se encuentra en nivel de escolaridad Superior.
- Con respecto a los hijos el porcentaje más significativo de 64% se encuentra en el nivel de primaria y el 36% se encuentra en ningún grado de escolaridad. Ante esto el Plan de Desarrollo del Municipio plantea Impulsar la educación nocturna de básica secundaria garantizando los recursos necesarios para el funcionamiento.
- El personal docente y administrativo tiene grandes dificultades en el proceso de capacitación o preparación debido a los grandes inconvenientes de: transporte, comunicación, presupuesto, estímulos; coartando la eficiencia en el proceso de desarrollo educativo.
- De la población entrevistada el 63% son dueños de la vivienda en la que residen y el otro 37% viven en calidad de arrendados.
- El uso de esta vivienda ha sido prioritariamente 75% residencial y 25% de esta población tiene pequeños negocios en sus residencias.
- El número de dormitorios presenta un promedio de 3.75 cuartos por vivienda, presentando un máximo de 11 cuartos por cada vivienda.

- El material más utilizado para la construcción de las viviendas es: Pisos 100% en madera, paredes 100% en madera y techos en un 88% en láminas de Zinc y un 12% en Paja. El casco urbano tiene 347 viviendas y 370 familias ubicada en el casco urbano.
- Los servicios públicos en el municipio presenta las siguientes características: el 25% de la población obtiene el agua de acueducto y el 75% de aguas lluvias. Con respecto al alumbrado el 100% cuenta con energía eléctrica y el servicio sanitario el 63% usa pozo séptico.
- La población no cuenta con un sistema adecuado de distribución y tratamiento de agua para el consumo humano. El acueducto se limita a una motobomba que opera dependiendo de la disponibilidad de energía y de la capacidad económica del Municipio para darle el debido mantenimiento, por otra parte el agua del río Loretoyacu esta contaminada debido a la actividad humana de los asentamientos indígenas aguas arriba.(Información obtenida del Plan de Desarrollo del Municipio Puerto Nariño “Para volver a vivir” 2001-2003)
- Los ingresos promedios mensuales de la población son de \$381.250.
- presentando ingresos máximos mensuales de \$1.600.000.
- Las actividades laborales más representativas del grupo de personas entrevistadas en el Municipio de Puerto Nariño son el comercio, la agricultura y la pesca.
- El 100% del total de la población entrevistada cuenta con el servicio de Energía Eléctrica y el 63% de esta población considera que el servicio es Regular. El total 100% de esta población obtiene el servicio de planta municipal.

- El 100% de la población entrevistada paga su servicio de energía, de ellas el 75% cuenta con un contador y el 100% cancela su servicio en un periodo de tiempo de 30 días.
- Los valores de pago en el municipio de Puerto Nariño presenta porcentajes de 63% en valores de \$2.500 a \$10.000 y 25% en valores de \$10.001 a \$20.000.
- Los valores promedios de pago del servicio de energía en el Municipio de Puerto Nariño son de \$ 9.325.

3.3.2. EMPRESA DE ENERGÍA

No existe empresa de energía. Dependen directamente de Leticia para transferencia de subsidios y combustible. La administración se maneja comunalmente con la colaboración de la Alcaldía, a través de Obras Públicas.

La inexistencia de empresa de energía en Puerto Nariño hace que no exista ningún tipo de estadísticas.

A pesar de que algunos usuarios tienen medidor de energía, la facturación se hace por cargo fijo de acuerdo a un aforo de carga hecho a cada usuario.

Las redes se encuentran en buen estado y la planta es nueva. Esto hace que la operación no sea complicada. En caso de algún daño, Obras Públicas lo repara con ayuda de la comunidad. Para la operación de la planta se tiene contratado una persona específica.

3.3.3. ANÁLISIS COMERCIAL

El mercado de energía en Puerto Nariño es totalmente dependiente de la Empresa de Energía del Amazonas EEASA E.S.P. Esta empresa de servicios públicos compra la energía al IPSE y por tanto a ella debe ir el

dinero que se recoja por concepto de consumo de energía eléctrica en este municipio.

Sin embargo como ya se había dicho anteriormente, no se tiene ningún tipo de estadísticas, debido a la ausencia de una empresa local que se encargue de estos asuntos, lo que genera también grandes fallas y desorden en la administración de los bienes del sistema eléctrico en general. Además no se cuenta con registros de consumo de energía gracias a la inexistencia de un sistema de medición en buen estado.

Toda la población del Municipio de Puerto Nariño se clasifica dentro de los estratos 1, 2 y máximo 3, por lo que todos los usuarios son beneficiarios de algún tipo de subsidio que disminuye el monto de su factura y hace posible el pago de la misma, teniendo en cuenta los bajos ingresos de las familias de esta población.

La tarifa que se cobra a los usuarios es fija y se obtiene mediante un aforo realizado a cada uno, teniendo en cuenta el estrato al cual pertenecen o que tipo de usuario es, tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 15. Aforamiento por tipo de usuario

AFORO MUNICIPAL							
		TARIFA Usu Tipo1		TARIFA 2 Usu Tipo2		Comercial Usu Tipo A	
AA 9.000 BTU	1.500 W	-	-	-	-	-	-
AA 12.000 BTU	2.000 W	-	-	-	-	-	-
ASADOR	1.500 W	-	-	-	-	-	-
ASPIRADORA	600 W	-	-	-	-	-	-
BATIDORA	200 W	-	-	-	-	-	-
BETAMAX	100 W	-	-	-	-	-	-
BOMBILLO DE 60 W	60 W	3	180	4	240	2	120
BOMBILLO DE 100 W	100 W	1	100	-	-	6	600
BOMBILLO DE 150 W	150 W	-	-	-	-	-	-
BRILLADORA	400 W	-	-	-	-	-	-
CAFETERA	800 W	-	-	-	-	-	-
RADIO	75 W	-	-	1	75	1	75
CONGELADOR-BOTELLERO	500 W	-	-	-	-	1	500
NEVERA	500 W	-	-	1	500	1	500
ENFRIADOR DE 2.5 Amp	300 W	-	-	-	-	-	-
ENFRIADOR DE 3.5 Amp	400 W	-	-	-	-	-	-
ENFRIADOR DE 6.0 Amp	700 W	-	-	-	-	-	-
ENFRIADOR DE 7.0 Amp	900 W	-	-	-	-	-	-
EQUIPO DE SONIDO	100 W	1	100	1	100	1	100
EXTRACTOR DE AIRE	200 W	-	-	-	-	-	-
VENTILADOR CONVENCIONAL	100 W	1	100	1	100	2	200
VENTILADOR DE 1/4	150 W	-	-	-	-	-	-
VENTILADOR DE 3/4	500 W	-	-	-	-	-	-
FLUORESCENTE DE 20 W	20 W	-	-	-	-	-	-
FLUORESCENTE DE 40 W	40 W	-	-	-	-	-	-
FLUORESCENTE DE 75 W	40 W	-	-	-	-	-	-
LICUADORA	40 W	1	40	1	40	1	40
MAQUINA DE COSER	40 W	-	-	-	-	-	-
OTRO EQUIPO	500 W	-	-	-	-	-	-
PLANCHA	1.200 W	1	1.200	1	1.200	-	-
TELEVISOR	100 W	1	100	1	100	1	100
SECADOR DE CABELLO	-	-	-	-	-	-	-
WAFLERA	1.200 W	-	-	-	-	-	-
LAVADORA	1.500 W	-	-	-	-	-	-
Potencia total instalada		W Totales Tipo 1	1.820	W Totales Tipo 2	2.355	W Totales Tipo 3	2.235
Potencia USADA en hora pico de 6.5 PM a 8.00PM		W hora pico	380	W hora pico	940	W hora pico	2.235
Potencia NO USADA en hora pico de 6.5 PM a 8.00PM		W No usados	1.440	W No usados	1.415		-
Factor de utilizacion para la carga no usada en hora pico por tipo usuarios			12%		15%		45%
Factor de utilizacion para la carga por tipo de usuarios de energia electrica		W de diseño tipo1	382	W de diseño tipo2	942	W de diseño tipo A	2.235

En el municipio de Puerto Nariño existen algunos establecimientos de carácter comercial, los cuales presentan las siguientes características.

Tabla 16. Encuesta Comercial Industrial

ENCUESTA COMERCIAL					
ITEM	IDENTIFICACIÓN DEL PREDIO				
DEPARTAMENTO			AMAZONAS		
MUNICIPIO			PUERTO NARIÑO		
ENCUESTA No	USO DEL PREDIO	ACTIVIDAD COMERCIAL	CUÁLES SON LAS VENTAS PROMEDIO EN SU NEGOCIO	CUANTOS EMPLEADOS TIENE CONTRATADOS	CUÁL ES EL VALOR MENSUAL DE SU NÓMINA
1	comercial	venta de ropa y cacharrería	1.700.000	0	\$ 0
2	comercial	miscelanea, panadería y pollos	90.000.000	3	\$ 2.000.000
3	comercial	venta de grano y tienda	180.000	0	\$ 0
4	comercial	cacharrería	2.000.000	0	\$ 0
5	residencial/comercial	almacen de ropa y cacharrería	3.000.000	0	\$ 0
TOTALES			96.880.000	3	\$ 2.000.000
PROMEDIO			19376000	0,6	\$ 400.000
MÁXIMO			90.000.000	3	\$ 2.000.000
MÍNIMO			180.000	0	\$ 0

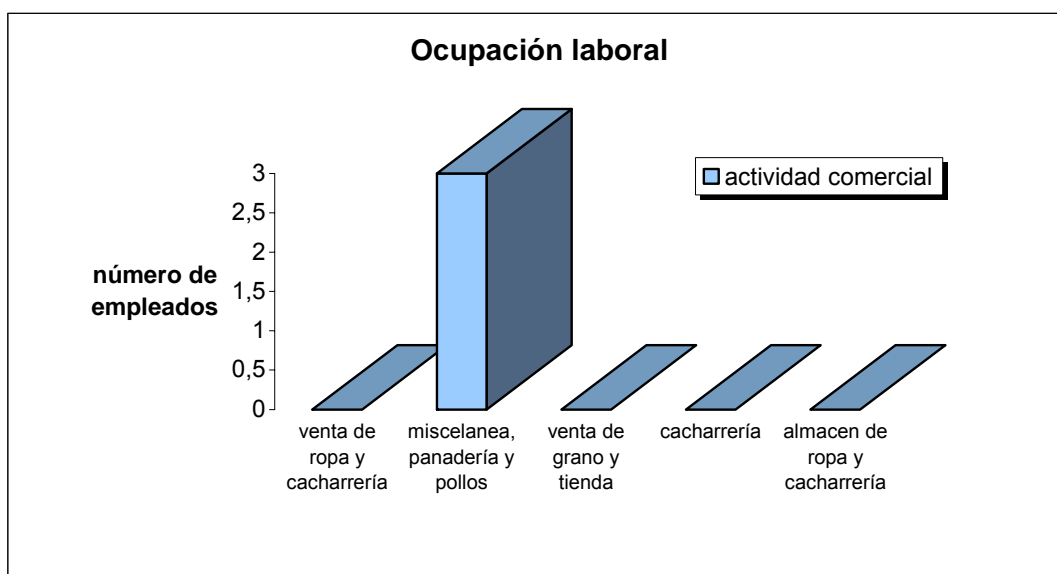


Figura 23. Ocupación laboral en Puerto Nariño.

Fuente: Encuesta comercial e industrial.

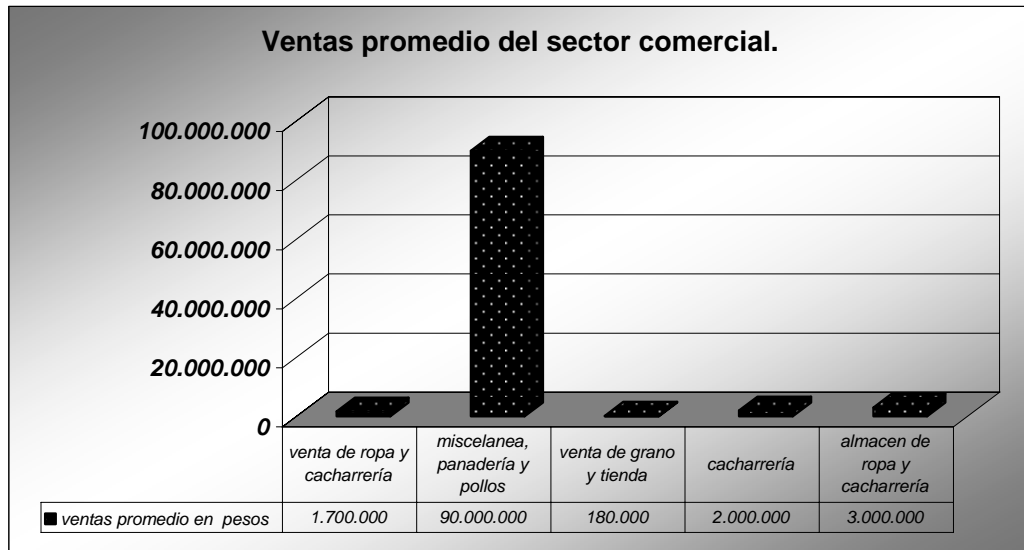


Figura 24. Ventas promedio del sector comercial en Puerto Nariño.

Fuente: Encuesta comercial.

3.3.4. SISTEMA ELÉCTRICO

1. Sistema de Generación

La operación de la generación esta contratada a través de la empresa de energía del Amazonas.

Los niveles de voltaje en media tensión están por encima de la especificación, esto se ve reflejado en baja con un nivel de 228 V y daña de manera seguida los electrodomésticos

Se opera con dos grupos de generación que ofertan al sistema de redes eléctricas del municipio 510Kw, para cubrir una demanda actual de 300Kw, uno de los grupos se encuentra fuera de servicio, no poseen un almacén con elementos de mantenimiento ni repuestos para daños menores.

Los operarios no están entrenados para las actividades mínimas o típicas en manejo de una subestación y generación,

La central de generación ofrece un servicio de 6 horas en días hábiles y 7 los fines de semana y días festivos. La construcción en la que funciona es propiedad del municipio

El tanque de almacenamiento de combustible para la operación de la misma le permite funcionar por 8 días sin recibir almacenamiento

El sistema de generación es manejado por la Alcaldía, a través de Obras Públicas. El personal empleado no tiene el conocimiento adecuado para operar la planta. Para labores de mantenimiento preventivas y correctivas dependen de Leticia.

Tabla 17. Inventario de equipos existentes sistema de generación

Fuente: Jefe de mantenimiento eléctrico y mecánico.

MUNICIPIO DE PUERTO NARIÑO							
DEPARTAMENTO DEL AMAZONAS							
EQUIPOS EXISTENTES SISTEMA DE GENERACIÓN							
GRUPOS GENERADORES							
No.	MOTOR No.	VOLTAJE (Voltios)	POTENCIA	MARCA	OPERANDO		INICIO OPERACIÓN
					SI	NO	
GENERADORES							
1	MN 55432	240	438 KVA	CUMMINS	SI		
2	9EF 02223	240	200KVA	CATERPILLAR		NO	
MOTORES							
1	K 010305501		350 KW	CUMMINS	SI		
2	30 A 06999		160 KW	CATERPILLAR		NO	
COMBUSTIBLE							
CANTIDAD		UNIDAD	FRECUENCIA	VALOR UNIDAD			
25,5		GAL /HORA		\$6.000			
12		GAL /HORA					

2. Sistema de Distribución.

Las redes no tienen un personal permanente para sus respectivas operaciones, esto es debido a la inexistencia de una empresa de energía.

El sistema de redes de distribución eléctrica del Municipio presenta en cuatro transformadores regulación en colas de valor superior a los parámetros técnicos máximos permitidos por IPSE, los demás aspectos del sistema de distribución están ajustados a las exigencias técnicas y de estabilidad requeridas para la prestación del servicio de energía eléctrica.

El alimentador de media tensión esta en pórtico de 12 metros, en circuito sencillo y de aproximadamente 300 metros, alimenta los siete (7) transformadores y predominan las estructuras en disposición horizontal y en semibandera.

La red de media tensión es trifásica en su totalidad, esta distribuida de manera uniforme en conductor No 2 ACSR en buen estado, este calibre no corresponde a la potencia instalada en transformadores; prevalecen las estructuras en disposición horizontal, correctamente construidas y con herrajes y crucetas en buen estado. Los postes de concreto de 12 metros con carga de rotura de 510 Kg, se encuentran en perfecto estado y correctamente hincados. Las estructuras de media tensión están bien cimentadas y alineadas, se requiere prolongar algunos radiales con el fin de permitir llegar a los centros de carga de las zonas de expansión.

La red de baja tensión posee siete transformadores con longitud muy grandes en sus ramales, por lo que requieren una reconfiguración, sus cargas se encuentran equilibradas, se requiere modificar las redes para cumplir con los parámetros de regulación y perdidas de la red. Los herrajes utilizados (perchas, aisladores, y pernos), en general están en buenas condiciones y en los materiales exigidos en las normas ICEL, así como la construcción de las estructuras de cinco (5) puestos existentes.

Los postes utilizados en la red de baja tensión son de ocho (8) metros de concreto, con carga de rotura de 510 Kg. Se encuentran alineados y aplomados en su mayoría y se tiene la puesta a tierra de final de circuito. Las redes de baja tensión están soportadas en estructuras con la norma del ICEL con predominio de las estructuras de cinco (5) puestos y conductor para las fases calibre N° 4 ACSR; El sistema de distribución en baja tensión, es trifásico en un 100% Los anclajes y las líneas que conforman la red se encuentran en buen estado, tres transformadores existentes no cumplen con las regulaciones mínimas de las zonas no interconectadas

Las luminarias de alumbrado público existentes son de 70 W sodio y 125 W mercurio y se encuentran en mal estado, en su mayoría son abiertas horizontales y abarcan aproximadamente el 42% de la cabecera Municipal.

Las acometidas son monofásicas en un 98%, y los contadores en un 12% y en general están en buen estado, no existen acometidas fraudulentas.

Tabla 18. Inventario redes de media y baja tensión.

Fuente: Director de Planeación y distribución.

USARIOS POR TIPO DE ACOMETIDA	
USUARIOS MONOFASICOS	350 usu
USUARIOS BIFASICOS	1 usu
USUARIOS TRIFASICOS	6 usu
TOTAL USUARIOS	357 usu

TABLA INVENTARIO 1

USARIOS POR TIPO DE CONSUMO	
USARIOS TIPO 1	285 usu
USARIOS TIPO 2	53 usu
USUARIOS COMERCIAL / INDUSTRIAL A	18 usu
USUARIOS ESPECIALES	1 usu
TOTAL USUARIOS POR TIPO DE CONSUMO	357 usu

TABLA INVENTARIO 2

CANTIDAD DE RED POR TIPO		
RED	TRIFASICA BT	4.524m
TOTAL		4.524 m

TABLA INVENTARIO 3

CANTIDAD DE RED POR TIPO DE CONDUCTOR		
RED EN CON	CONDUCTOR # 4	2.695 m
RED EN CON	CONDUCTOR # 2	1.829 m
TOTAL		4.524 m

TABLA INVENTARIO 4

TOTALES	
TOTAL DE USUARIOS	357 Usuarios
TOTAL TRANSFORMADORES	7 TRAFOS
KVA INSTALADOS EN TRANSFORMADORES	390,00 KVA
TOTAL RED DE BAJA TENSION	4.524 Mts

TABLA INVENTARIO 6

CANTIDAD DE RED POR TRANSFORMADOR		
DESCRIPCION	RED BT	kva TR AFO
RED DEL TR AFO # 1	144,8 m	45,00 KVA
RED DEL TR AFO # 2	443,2 m	75,00 KVA
RED DEL TR AFO # 3	626,8 m	75,00 KVA
RED DEL TR AFO # 4	920,8 m	75,00 KVA
RED DEL TR AFO # 5	969,7 m	45,00 KVA
RED DEL TR AFO # 6	719,1 m	45,00 KVA
RED DEL TR AFO # 7	699,2 m	30,00 KVA
TOTAL	4.524 m	390 KVA

TABLA INVENTARIO 5

Tabla19. Inventario de estructuras de media y baja tensión

Fuente: Director de Planeación y distribución

Cantidad de POSTES por Tipo	
POSTE 12 METROS	
26	Postes de concreto de 12 Mts
POSTE 8 METROS	
129	Postes de concreto de 8 Mts
Cantidad de postes por Altura	
129	postes de 8 metros
26	postes de 12 metros
Cantidad de postes por Material	
155	Postes de Concreto

TEMPLETES	
54	Und
9	Und

Cant de ESTRUCTURAS por TRAF0	
Trafo # 1	6 estructuras
Trafo # 2	15 estructuras
Trafo # 3	22 estructuras
Trafo # 4	31 estructuras
Trafo # 5	32 estructuras
Trafo # 6	23 estructuras
Trafo # 7	19 estructuras

ESTRUCTURA EN MEDIA TENSION	
Estructura 523	1 Und
Estructura 511	16 Und
Estructura 513	3 Und
Estructura 550	9 Und
Estructura 560	5 Und
Estructura 711	8 Und

ESTRUCTURAS EN BAJA TENSION	
Estructura 610	99 Und
Estructura 611	40 Und
Estructura 612	14 Und
Estructura 613	4 Und

3.4. DIAGNÓSTICO DEL CORREGIMIENTO LA PEDRERA

3.4.1. GENERALIDADES

Se encuentra localizado al sur oriente del territorio Nacional y al Norte del departamento del Amazonas, situado a la margen derecha del río Caquetá y de la siguiente manera: Norte: con el departamento del Vaupés, Sur: con el corregimiento de Tarapacá, Oriente: con la Republica de Brasil y por el Occidente: Con el corregimiento de Mirití- Paraná y Puerto Arica.

La población global de La Pedrera es inestable desde el punto de vista de la variabilidad de la población flotante que eventualmente ha permanecido durante diversos periodos en los cuales ha habido expectativa de

explotación aurífera, hacía las minas de Taráira en el límite con el Departamento del Vaupés y las eventuales minas que han descubierto en la misma región del Amazonas.

Cuenta con una población de 1538 habitantes, de los cuales 780 habitantes se encuentran ubicados en la cabecera, representado el 51% de la población en 130 viviendas equivalentes al 52% del total del Corregimiento.

La Pedrera se encuentra a una distancia de 318 kilómetros en línea recta y 1.153 Kilómetros por río, desde el municipio de Leticia, capital del Departamento del Amazonas.

Las vías de acceso son fluvial por el río Caquetá y por vía aérea lo hace SATENA, cada ocho días cuyo tiempo de vuelo es 1 hora. También se establece comunicación desde Villavicencio y Santa fe de Bogotá.

Como resultado de las encuestas realizadas por consultoría contratada por la FEN (Financiera Energética Nacional) en el año 2003, para los departamentos de Amazonas, Guainía, Vichada y Vaupés, se tiene la siguiente información socioeconómica del Corregimiento La Pedrera.

- El total de las personas entrevistadas en el Corregimiento de La Pedrera se distribuye en 21 jefes de familia, 18 cónyuges o parejas permanentes y 51 hijos.
- Las edades promedio de los jefes de familia es de 42 años, la de sus cónyuges es de 34 años y la de sus hijos de 13 años.
- El número promedio de hijos por familia es de 2.4 y el promedio de personas en total del núcleo familiar es de 4.28.

- El nivel de escolaridad de los jefes de familia presenta sus mayores porcentajes 71% en la primaria completa, los porcentajes de secundaria son del 24%. De la población total entrevistada no existe ninguna con nivel educativo Superior.
- El grado de escolaridad de la cónyuge presenta su más alto porcentaje 88.24% en el nivel de primaria, un 11% de esta población, se encuentra en nivel de escolaridad secundaria. Con respecto a los hijos el porcentaje más significativo de 47% se encuentra en el nivel de primaria y el 41% se encuentra en secundaria.
- De la población entrevistada el 85% son dueños de la vivienda en la que residen y el otro 15% viven en calidad de arrendados.
- El uso de las viviendas de las personas entrevistadas ha sido prioritariamente residencial (100%).
- El número de dormitorios presenta un promedio de 2.5 cuartos por vivienda, presentando un máximo de 6 cuartos por cada vivienda. La característica general de las viviendas es dedicar poca área de construcción utilizada como dormitorios y comedor, pero si un gran patio que se usa para la cría de animales domésticos de consumo y eventualmente para la construcción de albercas para el almacenamiento de agua para consumo.
- El tiempo de residencia en el corregimiento presenta un porcentaje de 50% de permanencia en la localidad de 5 ó más años y el 30% reside en la localidad entre 1 y 5 años, el 5% de la población entrevistada reside hace menos de un año en el municipio.

- El material más utilizado para la construcción de las viviendas es: Pisos 50% en madera y el 50% restante en Cemento, Paredes el 95% en madera y techos en un 95% en láminas de Zinc.
- Los servicios públicos en el corregimiento presentan las siguientes características: el 65% de la población obtiene el agua de acueducto y el 30% de aguas lluvias. Con respecto al fluido eléctrico el 100% cuenta con el servicio; En cuanto a alcantarillado el 95% usa pozo séptico y el 5% cuenta con Letrina.
- Los ingresos promedios mensuales de la población son de \$363.684 presentando ingresos máximos mensuales de \$600.000. Dentro de las actividades que le generan ingresos a los habitantes de La Pedrera está el manipuleo de la carga, sea pescado, víveres, etc, que deben ser transportados desde la pista a la localidad o viceversa.
- Las actividades laborales más representativas del grupo de personas entrevistadas en el corregimiento de La Pedrera son: comercio, Minería, Oficios Varios, y el desempleo también es algo común. Su población está dedicada a la producción agropecuaria de pequeña escala (autoconsumo) tales como: caza, pesca, yuca plátano, maíz, madera y comercio
- En la población entrevistada se observan un porcentaje de 80% de cocción de alimentos con GLP, el 15 % lo hace con Leña.
- El 80% de la población entrevistada considera que el servicio de energía es Bueno. El 100% de esta población obtiene el servicio de la planta del corregimiento.

- El 100% de la población entrevistada paga su servicio de energía, de ellas el 100% No tiene contador y el 100% cancela su servicio en un periodo de 30 días.
- Los valores de pago en La Pedrera presentan porcentajes de 100% en valores de \$2.500 a \$10.000.
- Los valores promedios de pago del servicio de energía en La Pedrera son de \$ 9.352.



Fotografía 1. Pista de aterrizaje Corregimiento de La Pedrera

3.4.2. EMPRESA DE ENERGÍA

Todos los servicios públicos son manejados por el corregimiento, por tanto no existe empresa de energía como tal. El corregidor es el encargado de administrar y tiene un solo auxiliar.

El manejo de la planta y las redes de distribución recaen administrativamente en el corregidor y operativamente en un auxiliar,

quien opera la planta diesel, repara daños menores en las redes y hace las conexiones domiciliarias.

No se registran estadísticas. El corregidor se limita a la realización de los cobros (según el corregidor la facturación es de 68.820.000 anual) y de acuerdo con el combustible que le es enviado desde Leticia, decide cuantas horas puede prestar el servicio.

El dinero entregado a la Cabecera Corregimental de La Pedrera por parte del IPSE por concepto de subsidios es \$14'591.911 en el 2005, y en total incluyendo lo destinado al resto de las localidades que pertenecen al corregimiento es \$27'340.590.

La energía es administrada por el corregidor, por lo tanto el manejo se hace de una manera deficiente. Se cobran diversas tarifas fijas de acuerdo con los bombillos y/o electrodomésticos que tenga cada usuario. Las tarifas van desde 5.000 hasta 30.000 pesos por usuario.

3.4.3. ANÁLISIS COMERCIAL

El mercado de energía en el Corregimiento Departamental La Pedrera es muy similar al del resto de localidades del departamento, totalmente dependiente de la Empresa de Energía EEASA E.S.P que tiene su localidad en el Municipio de Leticia, hecho que conlleva a sufrir todas las consecuencias de una deficiente administración y la ausencia de sistemas de medición.

El recaudo de dinero destinado a cubrir los costos de prestación del servicio de energía eléctrica es muy simple pues se cobra una tarifa fija, la cual se obtiene con base en un aforo hecho a cada usuario, en el cual se tiene en cuenta sencillamente el número de bombillos y demás equipos que consuman potencia en cada una de las viviendas.

Tabla 20. Aforamiento por tipo de usuario.

AFORO MUNICIPAL									
		TARIFA		TARIFA		TARIFA		Comercial	
		Usu Tipo1		Usu Tipo2		Usu Tipo3		Usu Tipo A	
BOMBILLO DE 60 W	60 W	1	60	1	60	2	120		-
BOMBILLO DE 100 W	100 W	2	200	2	200	5	500	3	300
CONGELADOR- BOTELLERO	500 W	-	-	-	-	-	-	1	500
NEVERA	500 W	-	-	1	500	1	500	1	500
EQUIPO DE SONIDO	100 W	-	-	1	100	1	100	1	100
EXTRACTOR DE AIRE	200 W	-	-	-	-	-	-	-	-
VENTILADOR CONVENCIONAL	100 W	-	-	-	-	2	200	1	100
FLUORESCENTE DE 40 W	40 W	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUORESCENTE DE 75 W	75 W	-	-	-	-	-	-	-	-
LICUADORA	40 W	-	-	1	40	1	40	-	-
MAQUINA DE COSER	40 W	-	-	-	-	1	40	-	-
PLANCHA	1,200 W	1	1,200	1	1,200	1	1,200	-	-
TELEVISOR	100 W	1	100	1	100	1	100	1	100
SECADOR DE CABELLO		-	-	-	-	-	-	-	-
WAFLERA	1,200 W	-	-	-	-	1	1,200	-	-
LAVADORA	1,500 W	-	-	-	-	-	-	-	-
	Potencia total instalada	W Totales Tipo1		W Totales Tipo2		W Totales Tipo3		W Totales Tipo A	
		1	1,560	2	2,200	4.000		A	1,600
	Potencia USADA en hora pico de 6.5 PM a 8.00PM	W hora pico		W hora pico		W hora pico		W hora pico	
		360		1,000		1,600		1,400	
	Potencia NO USADA en hora pico de 6.5 PM a 8.00PM	W No usados		W No usados		W No usados		W No usados	
		1,200		1,200		2.400		200	
	Factor de utilización para la carga no usada en hora pico por tipo usuarios	10%		12%		60%		60%	

Factor de utilización para la carga por tipo de usuarios de energía eléctrica	W de diseño tipo 1 361	W de diseño tipo 2 1,001	W de diseño tipo 3 1,601	W de diseño tipo A 1,401
--	-------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------

Teniendo en cuenta las actividades económicas representativas del Corregimiento, Se seleccionaron un total de 9 locales comerciales para la aplicación de las encuestas; de esta manera el cubrimiento de la muestra permite un mayor grado de confiabilidad de los resultados obtenidos, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 21. Encuesta Comercial e Industrial en La Pedrera.

ENCUESTA COMERCIAL					
ÍTEM	IDENTIFICACIÓN DEL PREDIO				
DEPARTAMENTO		AMAZONAS			
CORREGIMIENTO		LA PEDRERA			
ENCU. No	USO DEL PREDIO	ACTIVIDAD COMERCIAL Y/O INDUSTRIAL	CUALES SON LA VENTAS PROMEDIO EN SU NEGOCIO	CUANTOS EMPLEADOS TIENE CONTRATADOS	CUAL ES EL VALOR MENSUAL DE SU NÓMINA
1	Residencial/Comercial	Cacharrería en general	\$ 5.000.000,00	0	\$ 0,00
2	Residencial/Comercial	Venta de ropas	n/d	1	\$ 250.000,00
3	Residencial/comercial	Comercio	n/d	1	n/d
4	Residencial/Comercial	Ropas	\$ 250.000,00	0	\$ 0.00
5	Residencial/Comercial	Comercio	n/d	1	n/d
6	Residencial/Comercial	Ropas	\$ 1.000.000,00	0	\$ 0,00
7	Residencial/Comercial	Vestuario	\$ 2.000.000,00	0	\$ 0,00

	al	calzado			
8	Residencial/comerci	Abarrotes	n/d	3	n/d
9	Residencial/Comerci	Viveres abarrotes			\$
	al	y Panadería	\$ 9.000.000,00	6	1.800.000,00
			\$		\$
		TOTALES	17.250.000,00	12	2.050.000,00
		PROMEDIO	\$ 3.450.000,00	1.33	\$ 341.666,67
		MÁXIMO	\$ 9.000.000,00	6.00	\$1.800.000,0
		MÍNIMO	\$ 250.000,00	0,00	\$ 0,00

La principal actividad económica del Corregimiento de La Pedrera, es la pesca artesanal que ocupa a un alto porcentaje de la población, ya sea en el ejercicio de la actividad o en el intercambio comercial de este producto que mantiene con la ciudad de Villavicencio prioritariamente.

La siguiente gráfica muestra la ocupación de la población, respecto a la actividad comercial existente en el Corregimiento:

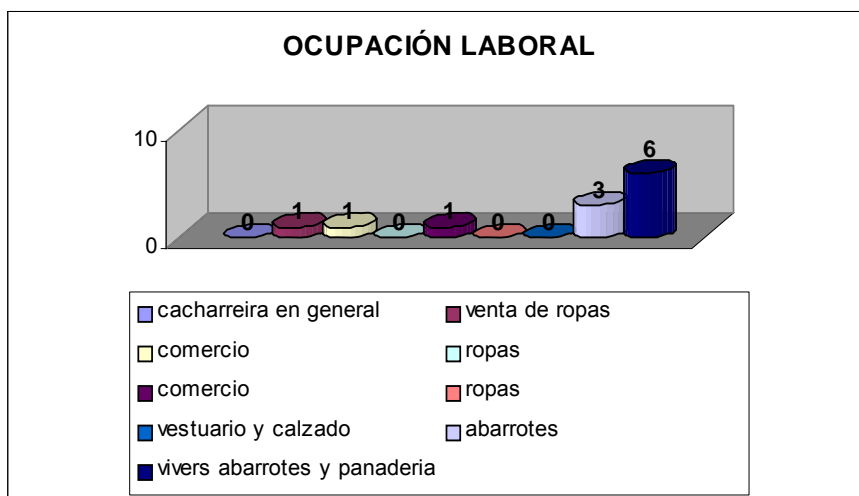


Figura 25. Ocupación laboral en La Pedrera.

Fuente: Encuesta comercial.

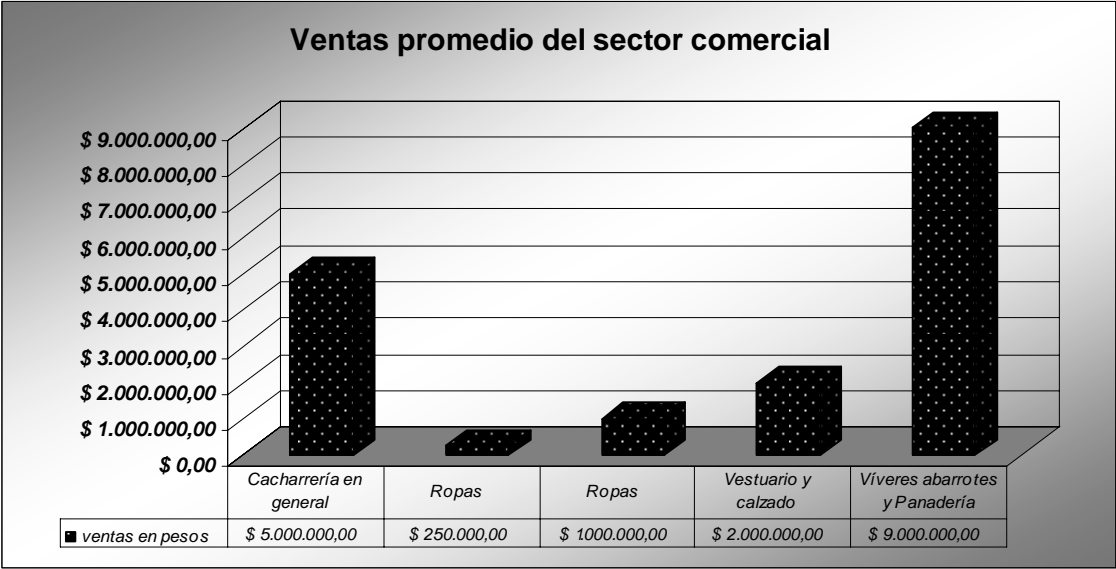


Figura 26. Ventas promedio del sector comercial en La Pedrera.

Fuente: Encuesta comercial.

3.4.4. SISTEMA ELÉCTRICO

1. Sistema de Generación

La subestación consiste en un transformador trifásico de 150 KVA en piso con cerramiento en malla; Los sistemas de medida no son suficientes ni confiables.

Subestación 150 KVA. La Pedrera



Fotografía 2. Transformador elevador 150 KVA.

Se dispone actualmente de una planta diesel, CATERPILLAR de 225KVA. El servicio generalmente se presta por tres horas diarias.

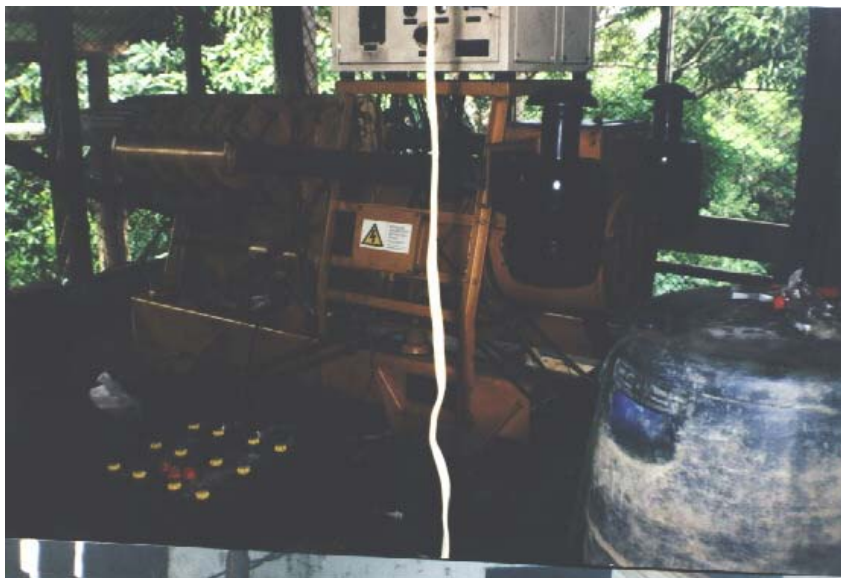
No existen registros ni el personal a cargo del manejo de energía está en capacidad de interpretarlos, en caso de ser tomados.

Tabla 22. Inventario de Generación en la Pedrera.

Fuente: Jefe de Mantenimiento eléctrico y mecánico.

CORREGIMIENTO DE LA PEDRERA							
DEPARTAMENTO DE AMAZONAS							
EQUIPOS EXISTENTES SISTEMA DE GENERACIÓN							
GRUPOS GENERADORES							
No.	MOTOR No.	VOLTAJE (Voltios)	POTENCIA (KVA)	MARCA	OPERANDO		INICIO OPERACIÓN
					SI	NO	
GENERADORES							
1		220	225KVA	CATERPILLAR	X		
MOTORES							

1	4ZRO2563		240 HP	CATERPILLAR	X		
COMBUSTIBLE							
CANTIDAD	UNIDAD	FRECUENCIA	VALOR UNIDAD				
30	Galones	4 Horas	\$7.200				
LUBRICANTE							
CANTIDAD	TIPO	UNIDAD	FRECUENCIA	VALOR UNIDAD			
¼	R-40	Galones	Día	\$ 33.428			



Fotografía 3. Grupo generador de La Pedrera

2. Sistema de Distribución

La caseta de plantas de generación eléctrica, se encuentra ubicada en los límites de la localidad sobre una calle que es eje de la misma. De allí salen dos circuitos de media tensión con configuración radial, uno muy corto que alimenta un solo transformador y otro que alimenta el resto de transformadores. En toda su extensión la red de MT solo tiene un seccionamiento, el ubicado en la subestación, por medio de cortacircuitos.

Tabla 23. Inventario de redes de media y baja tensión en La Pedrera.

Fuente: Director de planeación y distribución.

USUARIOS POR TIPO DE ACOMETIDA	
USUARIOS MONOFÁSICOS	84 usu
USUARIOS BIFÁSICOS	2 usu
TOTAL USUARIOS	86 usu

TABLA INVENTARIO 1

USUARIOS POR TIPO DE CONSUMO	
USUARIOS TIPO 1	50 usu
USUARIOS TIPO 2	9 usu
USUARIOS COMERCIALES	27 usu
TOTAL USUARIOS POR TIPO DE CONSUMO	86 usu

TABLA INVENTARIO 2

CANTIDAD DE RED POR TIPO	
RED MONOFÁSICA DE BT	162 m
RED BIFÁSICA DE BT	70 m
RED TRIFÁSICA BT	2,232 m
TOTAL	2,464 m

TABLA INVENTARIO 3

CANTIDAD DE RED DE MT	
RED TRIFÁSICA MT	3,313 m
TOTAL RED MT	3,313 m

TABLA INVENTARIO 4

CANTIDAD DE RED POR TIPO DE CONDUCTOR	
RED EN CONDUCTOR Cu # 8	70 m
RED EN CONDUCTOR # 4	876 m
RED EN CONDUCTOR # 2	1,425 m
RED EN CONDUCTOR # 1/0	93 m
TOTAL	2,464 m

TABLA INVENTARIO 5

CANTIDAD DE RED POR TRANSFORMADOR			
DESCRIPCIÓN	RED BT	KVA. TRAF0	
RED DEL TRAF0 # 1	251.9 m	30.00 KVA.	
RED DEL TRAF0 # 2	287.6 m	45.00 KVA.	
RED DEL TRAF0 # 3	370.2 m	45.00 KVA.	
RED DEL TRAF0 # 4	251.5 m	45.00 KVA.	
RED DEL TRAF0 # 5	453.5 m	45.00 KVA.	
RED DEL TRAF0 # 6	559.1 m	30.00 KVA.	
RED DEL TRAF0 # 7	316.4 m	30.00 KVA.	
TOTAL	2,760 m	270 KVA	

TABLA INVENTARIO 6

TOTALES	
TOTAL DE USUARIOS	86 Usuarios
TOTAL TRANSFORMADORES	7 TRAFOS
KVA INSTALADOS	EN
TRANSFORMADORES	270 KVA
TOTAL RED DE BAJA TENSIÓN	2,464 m
TOTAL RED DE MEDIA TENSIÓN	3.313 m

TABLA INVENTARIO 7

Tabla 24. Inventario de estructuras de media y baja tensión en La Pedrera.

Fuente: Director de Planeación y distribución.

Cantidad de POSTES por Tipo
POSTE 12 METROS
30 Postes de concreto de 12 m
POSTE 8 METROS
53 Postes de concreto de 8 m
7 Postes de madera de 8 m
Cantidad de postes por Altura
60 postes de 8 metros
30 postes de 12 metros
Cantidad de postes por Material
83 Postes de Concreto
7 de Postes de Madera

Cant de ESTRUCTURAS por TRAFOS	
Trafo # 1	9 estructuras
Trafo # 2	17 estructuras
Trafo # 3	15 estructuras
Trafo # 4	11 estructuras
Trafo # 5	18 estructuras
Trafo # 6	18 estructuras
Trafo # 7	10 estructuras

ESTRUCTURA EN MEDIA TENSIÓN	
Estructura 523	11 Und
Estructura 511	6 Und
Estructura 560	17 Und

CRUCES EN BAJA TENSIÓN	
3 cruces aéreos	

Estructura 541	2 Und
Estructura 711	7 Und

TEMPLETES	
Templete BT DT	22 Und
Templete BT CG	8 Und
Templete MT DT	6 Und
Templete MT CG	3 Und
Templete MT PP	3 Und

ESTRUCTURAS EN BAJA TENSIÓN	
Estructura 610	56 Und
Estructura 611	39 Und
Estructura 621	4 Und
Estructura 623	5 Und

Las redes de La Pedrera, en el momento de la visita, se encontraban en buen estado.

La red de Media Tensión es trifásica, en conductor No. 2 ACSR y alimenta ocho (8) transformadores trifásicos adquiridos nuevos en el 2003 (3 de 30KVA y 4 de 45 KVA).

La red de baja tensión es trifásica cinco hilos, en conductores 1/0, 2 y 4 ACSR. Los transformadores 6 y 7 están subutilizados, solo tienen como carga el colegio y tres viviendas, respectivamente, además del alumbrado público.

Los postes son de concreto en buen estado (83) y de madera en mal estado (7). Los de concreto están distribuidos así: 53 de 8mx510kg y 30 de 12mx510kg.

Todos los postes ubicados al final de cada circuito tienen puesta a tierra y los templetos presentan buen aspecto.

De los 90 postes solo 74 tienen luminaria. Hay 69 de Sodio 70 vatios y 5 de mercurio de 125 vatios.



Fotografía 4. Redes de media y baja tensión del Corregimiento La Pedrera.

3.5. DIAGNÓSTICO DEL CORREGIMIENTO TARAPACÁ

3.5.1. GENERALIDADES

El corregimiento de Tarapacá se encuentra localizado en el margen izquierdo del río Putumayo del Sur a Norte.

El Corregimiento cuenta con: Tarapacá como cabecera corregimental y 24 comunidades y veredas, ubicadas unas por el río Cotuche y otras por el río Putumayo, pertenecientes a la localidad que se conoce actualmente como Puerto Ventura.

La población total del corregimiento es de 2.229 habitantes, de los cuales el 43.9% vive en la zona rural. (Información de la Secretaría de Salud del Departamento del Amazonas).

Las vías de comunicación y medios de transporte son el río Putumayo; río Catuhe y vía aérea con vuelos que realiza cada ocho días Satena, (los domingos); día en que llega al aeropuerto Iripanga en el Brasil a 30 minutos por el río Putumayo desde Tarapacá. En la actualidad se plantea la construcción de un aeropuerto para Tarapacá.

Como resultado de las encuestas realizadas por consultoría contratada por la FEN (Financiera Energética Nacional) en el año 2003, para los departamentos de Amazonas, Guainía, Vichada y Vaupés, se tiene la siguiente información socioeconómica del Corregimiento Tarapacá.

- La economía de Tarapacá se basa en el comercio; pesca y madera principalmente el paso del comercio de maderas cerca de 200 ton/día, a través del río Putumayo (Datos tomado del trabajo de campo). Ante esto se está observando la posibilidad de crear aserríos para procesar dicha madera con el fin de darle valor agregado y generar un mayor ingreso a los habitantes de la localidad.
- Es vía de encuentro en su puerto fluvial, para las embarcaciones peruanas, ecuatorianas, brasileñas y colombianas de la zona (naves de menos de 13 m. de calado). Es un punto estratégico militar y geopolíticamente con lo cual asegura su proyección a futuro.
- La localidad se ha convertido en un centro educativo de la región, demostrado en el buen nivel académico en sus pobladores. Tarapacá se encuentra dentro de los planes europeos de recuperación y protección de la Amazonía.
- La topología de la zona permite crear una zona de expansión estable, dándole confianza a los pobladores en lo que se refiere a construcción de nuevas viviendas.

- En el Corregimiento de Tarapacá existe un gran porcentaje de población vinculada a la administración pública, con lo que se podría decir que el empleo público es una de las mayores fuentes de trabajo y de ingreso de la población de la región.
- Las localidades que conforman Tarapacá y que se encuentran localizadas sobre el río Putumayo, no cuentan con el servicio de acueducto, toman el agua directamente del río Putumayo sin ningún tratamiento, lo que genera como consecuencia enfermedades epidémicas a nivel gastro intestinal.
- El corregimiento de Tarapacá cuenta con 208 viviendas y 979 habitantes.
- En el corregimiento de Tarapacá no se cuenta con un relleno sanitario, las basuras son depositadas en un sitio a campo abierto

3.5.2. EMPRESA DE ENERGÍA

La empresa de energía es manejada por unas juntas de usuarios registrados ante la empresa de energía del Amazonas, esta junta es la responsable de las compras, facturación, recaudo y programas de reparaciones.

El modelo de facturación obedece a un inventario que la junta hace a través de sus operarios de los electrodomésticos que posee la vivienda que se va conectar a red, de acuerdo a este inventario se le define una tarifa fija que se cancela mensualmente.

La empresa no esta legalmente constituida, pero su dinámica es organizada y con visión, solicitan una capacitación que les permita mejorar sus procesos básicos

Se gobierna a través de una junta de usuarios compuesta por un presidente, un tesorero, una secretaria y dos vocales elegidos por todos los usuarios en una asamblea, su accionar corresponde a una empresa

con todas las normas, posee las actas en forma organizada, en la parte operativa tienen dos operarios y un electricista, y una persona encargada de los recibos que está por contrato.

La empresa no posee registros en formatos de los consumos de los generadores, la planta de generación trabaja como no asistida, con los riesgos que esto implica, su horario es de 5 pm a 11 pm, para el manejo de la central fue designado el operario principal, por las habilidades y estudio que posee.

3.5.3. ANÁLISIS COMERCIAL

El mercado de energía del Corregimiento Departamental Tarapacá se realiza mediante la compra de energía al IPSE que es el dueño de la pequeña central de generación Diesel de este Corregimiento. El cobro del servicio a los usuarios se realiza con base en un cálculo realizado por la junta encargada del consumo de potencia, el cual permite establecer una tarifa mensual fija.

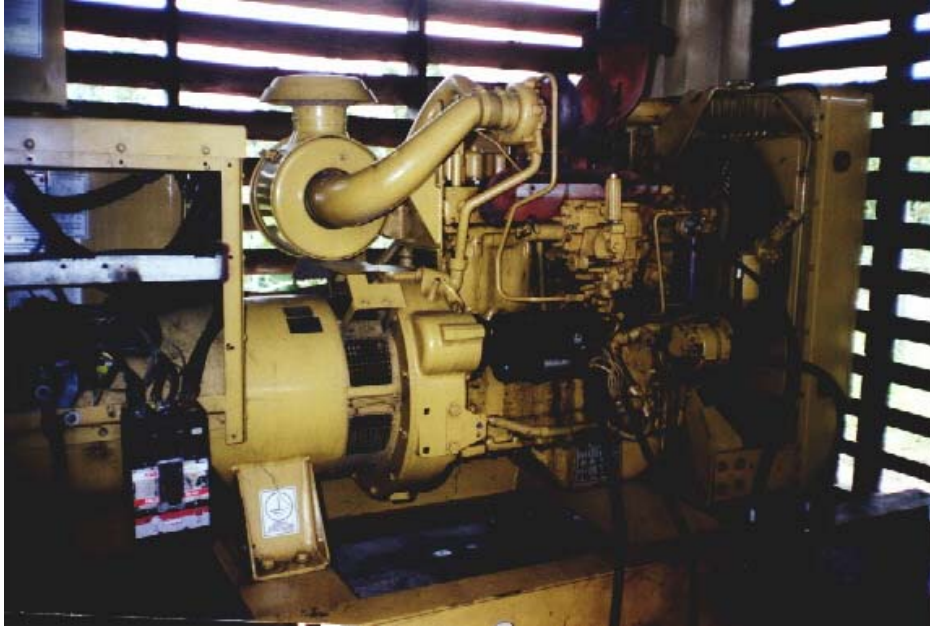
Así como en los casos anteriores a continuación se presenta un aforamiento realizado por tipo de usuario a los habitantes del Corregimiento Tarapacá.

Tabla 25. Aforamiento por tipo de usuario en el C. Tarapacá.

AFORO MUNICIPAL		TARIFA Usu Tipo1		TARIFA 2 Usu Tipo2		Comercial Usu Tipo A	
AA 9.000 BTU	1.500 W	-	-	-	-	-	-
AA 12.000 BTU	2.000 W	-	-	-	-	-	-
ASADOR	1.500 W	-	-	-	-	-	-
ASPIRADORA	600 W	-	-	-	-	-	-
BATIDORA	200 W	-	-	-	-	-	-
BETAMAX	100 W	-	-	-	-	-	-
BOMBILLO DE 60 W	60 W	1	60	6	360	-	-
BOMBILLO DE 100 W	100 W	1	100	2	200	3	300
BOMBILLO DE 150 W	150 W	-	-	-	-	-	-
BRILLADORA	400 W	-	-	-	-	-	-
CAFETERA	800 W	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
CONGELADOR-BOTELLERO	500 W	-	-	-	-	1	500
NEVERA	500 W	-	-	1	500	1	500
ENFRIADOR DE 2.5 Amp	300 W	-	-	-	-	-	-
ENFRIADOR DE 3.5 Amp	400 W	-	-	-	-	-	-
ENFRIADOR DE 6.0 Amp	700 W	-	-	-	-	-	-
ENFRIADOR DE 7.0 Amp	900 W	-	-	-	-	-	-
EQUIPO DE SONIDO	100 W	1	100	1	100	1	100
EXTRACTOR DE AIRE	200 W	-	-	-	-	-	-
VENTILADOR CONVENCIONAL	100 W	1	100	1	100	1	100
VENTILADOR DE 1/4	150 W	-	-	-	-	-	-
VENTILADOR DE 3/4	500 W	-	-	-	-	-	-
FLUORESCENTE DE 20 W	20 W	-	-	-	-	-	-
FLUORESCENTE DE 40 W	40 W	-	-	-	-	-	-
FLUORESCENTE DE 75 W	40 W	-	-	-	-	-	-
LICUADORA	40 W	-	-	1	40	-	-
MAQUINA DE COSER	40 W	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
PLANCHA	1.200 W	1	1.200	1	1.200	-	-
TELEVISOR	100 W	1	100	1	100	1	100
SECADOR DE CABELLO		-	-	-	-	-	-
WAFLERA	1.200 W	-	-	-	-	-	-
LAVADORA	1.500 W	-	-	-	-	-	-
Potencia total instalada		W Totales Tipo 1	1.660	W Totales Tipo 2	2.600	W Totales Tipo 3	1.600
Potencia USADA en hora pico de 6.5 PM a 8.00PM		W hora pico	260	W hora pico	810	W hora pico	1.600
Potencia NO USADA en hora pico de 6.5 PM a 8.00PM		W No usados	1.400	W No usados	1.790		-
Factor de utilizacion para la carga no usada en hora pico por tipo usuarios		Fu tipo 1	14,0 %	Fu tipo 2	12,0 %	Fu tipo A	45,0 %
Factor de utilizacion para la carga por tipo de usuarios de energia electrica		W de diseño tipo1	456	W de diseño tipo2	1.025	W de diseño tipo A	1.600

3.5.4. SISTEMA ELÉCTRICO

1. Sistema de Generación



Fotografía 5. Grupo de Generación Tarapacá

Tabla 26. Inventarios de equipos existentes sistema de generación, Tarapacá.

Fuente: Jefe de mantenimiento eléctrico y mecánico.

COORREGIMIENTO TARAPACA							
DEPARTAMENTO DE AMAZONAS							
EQUIPOS EXISTENTES SISTEMA DE GENERACIÓN							
GRUPOS GENERADORES							
No.	MOTOR No.	VOLTAJE (Voltios)	POTENCIA	MARCA	OPERAND		INICIO OPERACIÓN
					O	NO	
SI							
GENERADORES							
1			325 KVA	NAVISTAR	X		

2			150 KVA	CATERPILLAR	X		
MOTORES							
1			350 HP	PERKIN			
2			160 HP	CATERPILLAR			
COMBUSTIBLE							
CANTIDAD		UNIDAD	FRECUENCIA	VALOR UNIDAD			
16		Galones	HORA	\$6.800			

Opera con dos grupos de generación que ofertan al sistema de redes eléctricas de Tarapacá 375 KVA y poseen en su almacén elementos de mantenimiento para unos tres meses.

Los operarios no poseen el debido entrenamiento para todas las actividades típicas del manejo de una subestación y generación, el área donde esta alojada la planta cumple con las normas técnicas y de seguridad industrial.

La central de generación ofrece un servicio de 4 horas en días hábiles y 5 los fines de semana y días festivos. La construcción en la que funciona es propiedad de la empresa

La empresa no posee registros de los consumos de energía, ni de los costos de manera clasificada, situación que no permite diseñar una política para la búsqueda de la eficiencia de acuerdo al consumo del sistema.

2. Sistema de Distribución



Fotografía 6. Aspectos Generales Redes de Media y Baja Tensión

El alimentador de media tensión esta en pórtico de 10 metros, en circuito sencillo y de aproximadamente 200 metros, alimenta los cinco (5) transformadores y hay predominio de las estructuras en disposición horizontal, está construida en conductor No. 4 ACSR, trifásica, de configuración radial y en general se encuentra en buen estado. Las estructuras de media tensión están bien cimentadas y alineadas, se requiere prolongar algunos radiales con el fin de permitir llegar a los centros de carga de las zonas de expansión.

Las redes de baja tensión están soportadas en estructuras con la norma del ICEL con predominio de las estructuras de cinco (5) puestos y conductor para las fases calibres N° 4 ACSR;

Las luminarias de alumbrado público existentes son de mercurio 125 vatios y se encuentran en mal estado, en su mayoría son abiertas horizontales y abarcan aproximadamente el 36% de la cabecera Municipal.

Las acometidas son monofásicas en un 98 %, y no tienen contadores; en general están en buen estado. El sistema de distribución en baja tensión, es trifásico en un 86%. Los anclajes y las líneas que conforman la red se

encuentran en buen estado, Las redes existentes no cumplen con la regulación mínima de las zonas no interconectadas

La configuración de la red en media tensión es radial y permite llegar eléctricamente a los centros de carga de las zonas de expansión. La configuración de las redes cubre el 70% del perímetro urbano actual.

Su sistema de distribución se hace a través de cuatro (4) transformadores y sus redes de baja tensión son calibre # 4 ACSR; los postes de apoyo para la red dentro del casco urbano son de concreto, el sistema en general se encuentra en buen estado, con 11 que requieren ser aplomados y 7 alineados

El periodo de suministro de energía por parte de la empresa es de 6 p.m. a 11 p.m. de lunes a Viernes y para los días sábados y festivos una hora mas en la noche.

Tabla 27. *Inventario de redes de media y baja tensión, Tarapacá.*
Fuente: Departamento de Planeación y distribución.

USARIOS POR TIPO DE ACOMETIDA	
USUARIOS MONOFASICOS	221 usu
USUARIOS BIFASICOS	2 usu
USUARIOS TRIFASICOS	4 usu
TOTAL USUARIOS	227 usu

TABLA INVENTARIO 1

USARIOS POR TIPO DE CONSUMO	
USARIOS TIPO 1	173 usu
USARIOS TIPO 2	43 usu
USUARIOS COMERCIAL / INDUSTRIAL A	7 usu
USUARIOS ESPECIALES	4 usu
TOTAL USUARIOS POR TIPO DE CONSUMO	227 usu

TABLA INVENTARIO 2

CANTIDAD DE RED POR TIPO	
RED DE MONOFASICA DE BT	254 m
RED DE BIFASICA DE BT	146 m
RED DE TRIFASICA BT	2.410m
TOTAL	2.810 m

TABLA INVENTARIO 3

CANTIDAD DE RED DE MT	
RED DE TRIFASICA MT	720 m
TOTAL RED MT	720 m

TABLA INVENTARIO 4

CANTIDAD DE RED POR TIPO DE CONDUCTOR	
RED EN CON CONDUCTOR # 4	146 m
RED EN CON CONDUCTOR # 2	2.664 m
TOTAL	2.810 m

TABLA INVENTARIO 5

CANTIDAD DE RED POR TRANSFORMADOR		
DESCRIPCION	RED BT	kva TRAFOS
RED DEL TRAFOS # 1	620 m	75,00 KVA
RED DEL TRAFOS # 2	890 m	75,00 KVA
RED DEL TRAFOS # 3	1100 m	75,00 KVA
RED DEL TRAFOS # 4	200 m	45,00 KVA
RED DEL TRAFOS # 5	0,0 m	30,00 KVA
TOTAL	2810 m	300 KVA

TABLA INVENTARIO 6

TOTALES	
TOTAL DE USUARIOS	227 Usuarios
TOTAL TRANSFORMADORES	5 TRAFOS
KVA INSTALADOS EN TRANSFORMADORES	300 KVA
TOTAL RED DE BAJA TENSION	2810 m
TOTAL RED DE MEDIA TENSION	720 m

TABLA INVENTARIO 7

De acuerdo al diagnóstico realizado el sistema de redes de distribución eléctrica del Corregimiento presenta, una regulación en colas de valor superior a los parámetros técnicos máximos permitidos por IPSE, las pérdidas mayores de energía se presentan porque la energía realmente consumida no es medida, la forma de cobro es una tarifa fija de acuerdo al inventario que realizan los electricistas de la empresa.

La red de media tensión es trifásica en su totalidad, esta distribuida de manera uniforme en conductor No 2 ACSR en buen estado, este calibre corresponde a la potencia instalada en transformadores; prevalecen las estructuras en disposición horizontal, correctamente construidas y con herrajes y crucetas en buen estado. Los postes de concreto de 12 metros con carga de rotura de 510 kg., están en perfecto estado y correctamente hincados.

Los cinco (5) transformadores existentes no presenta sobrecargas y su apariencia es buena, no se observaron botes de aceite, ni daños mecánicos en su estructura que permiten su operación, al igual que las estructuras de protección y su anclaje.

En la empresa se requiere entrenamiento especializado a sus operarios en temas de estadísticas y controles preventivos, situación que mejorara las buenas condiciones existentes del sistema.

4. EVALUACIÓN DE LAS LOCALIDADES EN ESTUDIO

4.1. METODOLOGÍA COSTO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO Y ANÁLISIS ECONÓMICO

Para realizar la modelación del costo de prestación del servicio se tomaron como base los datos recolectados durante el estudio realizado mediante consultoría contratada por la FEN (Financiera Energética

Nacional) en el año 2003, para las localidades escogidas del departamento de Amazonas.

El cálculo del costo de prestación del servicio en \$/kWh se realizará con base en la siguiente información: número de usuarios, potencia instalada en cada una de las localidades, horas de prestación del servicio, costo del galón de combustible puesto en sitio, subsidios asignados por parte del IPSE.

El precio del galón de combustible puesto en sitio se solicitó a la oficina de servicios públicos departamentales.

La metodología a utilizar para el cálculo del costo de prestación del servicio para las localidades en estudio es la siguiente:

- **Demanda anual:** Se debe estimar los kW/usuario y multiplicar este valor por el número de horas de prestación del servicio diarias y por 365 días del año.
- **Número de galones de ACPM anual:** Asumiendo que 1 galón de ACPM genera 13,33 kWh en las plantas diesel menores a 500kW y un galón de F.O No6 genera 17,2 kWh en las plantas diesel mayores a 1500 kW, el valor de la demanda anual se divide por alguno de estos dos factores de conversión, dependiendo de la capacidad de la planta diesel en kW, para obtener el número de galones consumidos anualmente.
- **Costo anual del combustible:** Resulta de multiplicar el número de galones de ACPM anual y el costo del combustible puesto en sitio.
- **Costo anual de Prestación del Servicio:** Para la estimación de 1, 2, 4, 6 y 8 horas de prestación del servicio, se dividió el costo anual

del combustible por 0,5, 0.55, 0.6, 0.65 y 0.7, respectivamente, por cada hora considerada (valor que representa el porcentaje destinado a la compra de combustible en un sistema de generación).

- Finalmente, el costo del kWh se obtuvo de la división del costo de prestación del servicio por la demanda anual.

Siguiendo el procedimiento antes propuesto, calculamos el costo de prestación del servicio para las localidades en estudio.

localidad	No usuarios	potencia instalada disponible (kW)	subsídios 2005 en \$	\$/gal combustible	HPS	kW/usuario
Leticia	5.934	11.300		5.600	24	1,90
Pto Nariño	450	350	86.917.801	6.000	6	0,78
CD Pedrera	220	180	14.591.911	7.200	3	0,82
CD Tarapaca	260	380	47.570.106	6.800	4	1,46

**Tabla 28. Costo de prestación del servicio.
Datos suministrados por el IPSE**

HPS = Horas de Prestación del Servicio

kW/usuario	kWh/año	gal/año	\$/año de combustible	\$/año consumo total	\$/kWh
0,44	48.203.652	2.802.537,91	15.694.212.279,07	17.058.926.390,29	353,89
0,71	779.640	58.468,32	350.809.935,21	539.707.592,62	692,25
0,76	491.838	36.884,86	265.571.004,32	424.913.606,91	863,93
0,74	721.021	54.072,25	367.691.294,70	544.727.843,99	755,50

Tabla 29. Cálculo CPS

Vemos entonces que para Leticia la tarifa encontrada es de 353,89 \$/kWh, para Puerto Nariño es de 692,25 \$/kWh, en el Corregimiento La

Pedraza el costo es de 863,93 \$/kWh y en el Corregimiento Departamental Tarapacá el costo calculado es de 755,50 \$/kWh.

La metodología para la determinación del costo índice de producción de la energía eléctrica CIP, para una central diesel según los parámetros técnicos, económicos y operativos en cada caso se explicará y desarrollará en el presente capítulo. Con base en este índice se establecerá cual es la alternativa de generación diesel más atractiva desde el punto de vista económico.

Este indicador económico permite conocer cual debería ser el precio mínimo de la unidad de energía producida, teniendo en cuenta los costos de inversión y de producción, para que se recuperen los costos anteriormente mencionados y se obtenga una rentabilidad mínima del proyecto.

Para deducir la expresión que calcula este costo índice, primero se realizará un flujo de fondos del proyecto, como se muestra en la siguiente Figura.

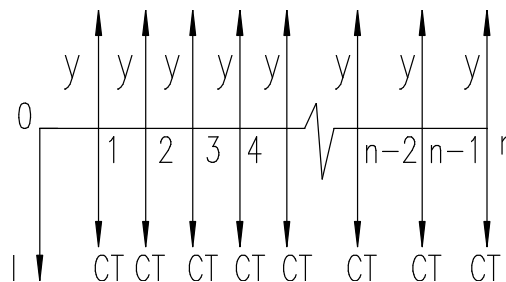


Figura 27. Esquema de flujo de fondos

Donde:

I: Corresponde a la inversión del proyecto

Y: Son los ingresos del proyecto

CT: Son los costos totales de producción del proyecto, para este caso O&M y combustible.

Ahora bien, para el caso de este tipo de proyectos, se producirá energía, que está relacionada con la capacidad de la planta y el factor de utilización de ésta. Entonces la energía se puede expresar como:

$$\varepsilon = \text{Cap} * 8760 * D \quad (1)$$

Donde:

ε : Es la energía producida en un año y está expresada en kWh

Cap : Es la capacidad de la planta [kW]

8760 : Son el número total de horas en un año

D : Disponibilidad de la planta

Los costos necesarios para la producción de energía son para este caso los de Operación y Mantenimiento (O&M) y los costos de combustible. De acuerdo con lo anterior los costos totales de producción del proyecto serían:

$$CT = CO + CM + CC \quad (2)$$

Donde:

CT: Costo total de producción [US\$/año]

CO: Costo total de operación [US\$/año]

CM: Costo total de mantenimiento [US\$/año]

CC: Costo total de combustible [US\$/año]

El costo del combustible el cual es variable dependiendo de la curva de carga, el porcentaje de carga al que opera cada motor, su consumo específico de combustible y número de horas de operación se hallan de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CC = \varepsilon * HR * PC \quad (3)$$

Donde:

HR: Es el consumo específico de combustible de la planta expresado en [kg/kWh]

PC: Es el precio del combustible expresado en [US\$/kg]

A su vez los costos de mantenimiento están dados por:

$$CM = 0.45 * CD \quad (4)$$

Donde:

CD: Costo por depreciación de la planta expresado en [\$/kWh], entonces:

$$CD = I / GT \quad (5)$$

Donde:

I: Costo de inversión de cada máquina expresado en [US\$]

GT: Generación total de cada máquina de la planta expresado en [kWh/unidad] producto de la potencia [kW] y la vida útil [horas].

El costo de operación corresponde a un porcentaje de la sumatoria entre el costo anual de combustible CC y el costo anual de lubricantes CL, lo cual se puede expresar como:

$$CO = 0.1 (CC + CL) \quad (6)$$

Donde:

$$CL = CEL * CL \quad (7)$$

CEL es el consumo específico de lubricante expresado en [kg/kWh] y CL es el costo del lubricante expresado en [\$/kg]. Para motores hasta de 2000 KW de potencia el CEL es de 0.0044 kg/kWh y motores con rangos de potencia entre 2500 y 5000 KW es de 0.0020 kg/kWh.

Teniendo identificado los costos del proyecto tanto en sus fases de inversión como de operación, es necesario encontrar un valor de referencia de venta de la energía, para que a este valor se recuperen los costos (tanto de inversión como de operación), teniendo en cuenta un costo de oportunidad de los fondos comprometidos en el proyecto, es decir teniendo en cuenta una rentabilidad para el proyecto.

Si se tiene en cuenta que los ingresos provendrían de la venta de energía, entonces los ingresos se podrían expresar como:

$$Y = \varepsilon * CIP \quad (8)$$

Donde CIP es el costo índice de producción, entendido como el mínimo precio de venta que podría ofrecer el proyecto para recuperar los fondos invertidos en el proyecto, expresado en US\$/kWh.

Para tener en cuenta el efecto del costo del dinero en el tiempo en la obtención del costo índice de producción, se va a utilizar el denominado valor presente neto, que es un indicador que tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo y que se expresa mediante la siguiente expresión:

$$VPN(F) = \frac{F}{(1+i)^n} = P \quad \text{ó} \quad (9)$$

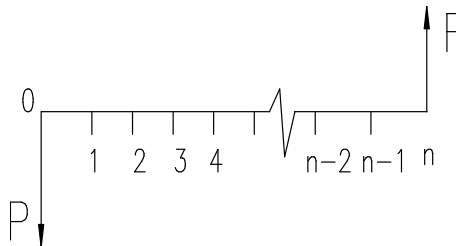


Figura 28. Esquema Valor Presente Neto

Donde:

VPN : Valor Presente Neto

F : Es una cantidad de dinero en el futuro

P : Es el valor actual de esa cantidad F, teniendo en cuenta un costo de oportunidad del dinero (i).

Para obtener el CIP, es necesario saber cuales serían los ingresos y costos totales del proyecto, para lo cual se obtiene el valor presente neto de cada uno de los flujos de fondos a través del horizonte de evaluación del proyecto (“n” períodos)

$$\begin{aligned} \text{VPN (Inv+CT)} &= I + \frac{\text{CT}}{(1+i)^1} + \frac{\text{CT}_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{\text{CT}_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{\text{CT}_n}{(1+i)^n} \\ \text{VPN (Inv+CT)} &= I + \sum_{j=1}^n \frac{\text{CT}_j}{(1+i)^j} \end{aligned} \quad (10)$$

Ahora si se calcula el valor presente de los ingresos se tiene:

$$\text{VPN (Ingresos)} = \sum_{j=1}^n \frac{Y_j}{(1+i)^j} = \sum_{j=1}^n \frac{E_j * \text{CIP}}{(1+i)^j} = \text{CIP} * \sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j} \quad (11)$$

Para que el proyecto tenga factibilidad se necesita que por lo menos los ingresos cubran los costos totales de Inversión y producción, por lo tanto igualando (10) y (11) y despejando CIP se obtiene el valor mínimo de venta que satisface la anterior condición.

$$\text{VPN (Inv+CT)} = \text{VPN (ingresos)}$$

$$I + \sum_{j=1}^n \frac{\text{CT}_j}{(1+i)^j} = \text{CIP} * \sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j}$$

Entonces:

$$\text{CIP} = \left(I + \sum_{j=1}^n \frac{\text{CT}_j}{(1+i)^j} \right) / \left(\sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j} \right) \quad (12)$$

$$\text{CIP} = \frac{\text{Inversión} + \text{VPN (Costos totales de producción)}}{\text{VPN (Energía)}}$$

Resumiendo, el CIP se define como el cociente entre los costos totales de inversión y producción, dividido por el valor presente de la energía producida por el proyecto.

Es importante anotar que este CIP sirve como un indicador de referencia, ya que no tiene en cuenta los aspectos financieros y tributarios que serían particulares a cada proyecto.

El costo índice que se obtiene de este análisis, solo se debe entender cómo el costo de producción de energía con unos costos de inversión y operación dados. Este análisis no tiene como objetivo cuantificar algunos impactos que traerían la implantación de esta clase de proyectos al bienestar económico de las zonas no interconectadas del país y de la comunidad en general, como podrían ser el incremento en la calidad de vida, efecto multiplicador de este servicio en las actividades económicas de la comunidad, ahorro en algunos combustibles utilizados (leña), etc. Igualmente no se analiza factores de riesgo que presentan estas zonas como aspectos culturales del uso de energía, capacidad de pago de las comunidades, incentivos y subsidios requeridos para hacer factibles los proyectos, etc.

La demanda de energía en las zonas no interconectadas es muy variada y no tienen un patrón fácilmente distinguible que permita un análisis genérico, por lo tanto cada caso es muy particular.

Una central de generación de energía eléctrica con Motores Diesel debe ser objeto de un análisis cuidadoso y detallado en aspectos técnicos y económicos para determinar la viabilidad de implementar esa tecnología.

Desde el punto de vista económico, que es el parámetro donde se recarga principalmente la toma final de decisiones, se analizará cómo dependiendo del tipo de planta o la configuración de unidades que se utilice para atender la demanda de energía, o el tipo de combustible que use el motor, los costos de inversión, de operación y mantenimiento son muy variables.

4.2. APLICACIÓN AL CASO DE LETICIA

La cabecera municipal de Leticia, presenta una curva de demanda tipo como la que se muestra en la siguiente figura, en la cual se puede

observar una demanda pico de 4.982,27 kW y un servicio continuo, (24 horas al día).

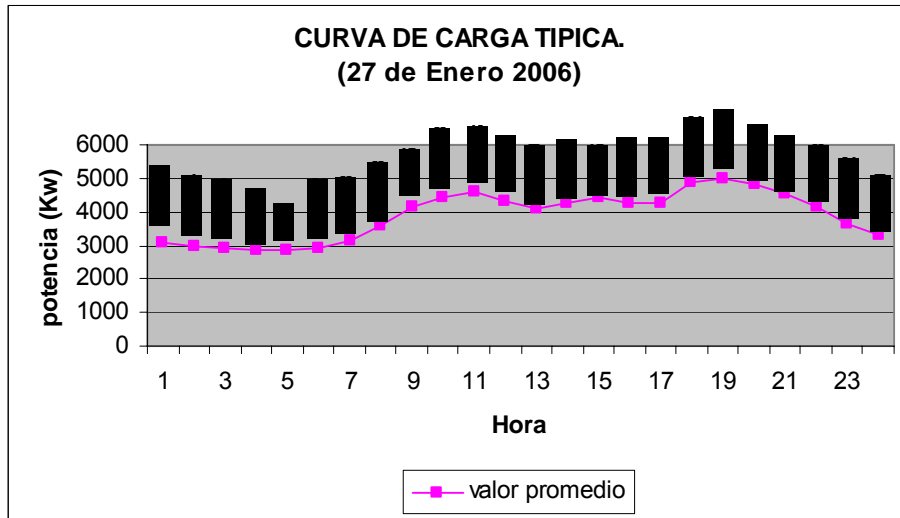


Figura 29. Curva de carga típica en Leticia.

Fuente: Departamento de mantenimiento eléctrico, GENSA.

Para aplicar el anterior procedimiento y realizar el análisis económico para esta localidad en el tema de costos de operación, mantenimiento e inversión, es necesario calcular para cada motor los respectivos costos según la curva de carga. Para cada hora del día y según la demanda se debe utilizar uno o varios motores, por tanto se debe calcular el porcentaje de capacidad de los motores para cada hora según la configuración. Solamente los motores trabajan al 100 % de capacidad cuando la potencia demandada en el periodo es igual a la potencia nominal del motor, en los periodos donde la potencia es diferente a la nominal el motor opera a carga parcial.

Este porcentaje de capacidad determina el consumo de combustible por cada kWh generado. Este consumo de combustible es óptimo para porcentajes de carga mayores al 70%, valores inferiores a este representan mayores consumos y por ende mayores costos.

El consumo específico de combustible es una característica propia de cada motor según la potencia, el combustible utilizado y el fabricante. Para este caso y los restantes por analizar se solicitó al fabricante las curvas del consumo específico de cada motor.

De esta forma se calcula el costo de combustible por día de trabajo del motor o motores que están operando. A partir de esta información es posible calcular los costos de operación. Los costos de operación y mantenimiento también se calculan con base en la curva de carga obteniéndose de ella los kWh/día generado de cada motor. Con respecto a los ingresos o kWh a facturar, con la curva se calcula los kWh producidos por día.

En conclusión se observa que la base de todo el análisis se fundamenta en la curva de carga junto con la información particular de cada máquina (costo, consumo específico de combustible, consumo específico de lubricante, vida útil, potencia nominal, etc).

Según el inventario presentado en el diagnóstico que se hizo a esta localidad, la central de generación tiene las siguientes plantas con las siguientes características:

4 plantas GMT de 2.800 kW

Combustible: Diesel No2 y Fuel Oil No 6 (duales)

Consumo específico de combustible = 0,2 (kg/kWh)

Consumo específico de lubricante = 0,002 (kg/kWh)

Costo del grupo electrógeno = \$4.248'000.000

Inversión = \$5.712'000.000

Vida útil: 60.000 horas

Nota: están en servicio dos de las cuatro, las cuales funcionan como carga base.

1 planta EMD de 2.500 kW

Combustible: Diesel No2 y Fuel Oil No 6

Consumo específico de combustible = 0,2 (kg/kWh)

Consumo específico de lubricante = 0,002 (kg/kWh)

Costo del grupo electrógeno = \$3.120'000.000

Inversión = \$4.560'000.000

Vida útil: 60.000 horas

Nota: Se encuentra en servicio actualmente y funciona como carga de respaldo

3 plantas CUMMINS de 1.600 kW

Combustible: Diesel No 2

Consumo específico de combustible = 0,2 (kg/kWh)

Consumo específico de lubricante = 0,0044 (kg/KWh)

Costo del grupo electrógeno = \$470'400.000

Inversión = \$705'600.000

Vida útil: 20.000 horas

Nota: están en servicio dos, las cuales funcionan como carga de respaldo.

Además para el cálculo de costos, se utilizarán los siguientes precios para el combustible y lubricante y tasas de interés vigentes:

Precio promedio del Diesel: 5.600 (\$/gal)

Precio promedio del Fuel Oil No 6: 3.600 (\$/gal)

Precio promedio del lubricante: 26.000 (\$/gal)

Precio del GLP = 51.588 (\$/40 lb)

Tasa de cambio: US\$1 = \$2.300

Tasa de interés anual: 4,85 %

IPC = 4,8%

Disponibilidad: 0,98

Tomando como datos de entrada los presentados en la curva de carga se puede realizar la discriminación del porcentaje de la capacidad de cada uno de los motores hora a hora durante el día, al igual que el número de horas de operación de cada motor y los kWh totales generados durante el día. La siguiente figura muestra el análisis realizado para la configuración de dos motores de 2.800 kW usada actualmente.

Hora	demanda (kW)	carga parcial (%)		carga parcial		consumo de F.O No6	
		motor A	motor B	motor A	motor B	kg/kWh	kg
1	3064,58	54,72%	54,72%	1532,29	1532,29		
2	2986,54	53,33%	53,33%	1493,27	1493,27		
3	2936,54	52,44%	52,44%	1468,27	1468,27		
4	2861,54	51,10%	51,10%	1430,77	1430,77		
5	2855	50,98%	50,98%	1427,5	1427,5		
6	2932,42	52,36%	52,36%	1466,21	1466,21		
7	3155,08	56,34%	56,34%	1577,54	1577,54		
8	3562,08	63,61%	63,61%	1781,04	1781,04		
9	4127,5	73,71%	73,71%	2063,75	2063,75		
10	4452,88	79,52%	79,52%	2226,44	2226,44		
11	4619,46	82,49%	82,49%	2309,73	2309,73		
12	4330,19	77,32%	77,32%	2165,1	2165,1		
13	4075,69	72,78%	72,78%	2037,85	2037,85		
14	4288,96	76,59%	76,59%	2144,48	2144,48		
15	4433,5	79,17%	79,17%	2216,75	2216,75		
16	4279,04	76,41%	76,41%	2139,52	2139,52		
17	4261,54	76,10%	76,10%	2130,77	2130,77		
18	4868,92	86,95%	86,95%	2434,46	2434,46		
19	4982,27	88,97%	88,97%	2491,14	2491,14		
20	4839,15	86,41%	86,41%	2419,58	2419,58		
21	4539,15	81,06%	81,06%	2269,58	2269,58		
22	4156,08	74,22%	74,22%	2078,04	2078,04		
23	3623,19	64,70%	64,70%	1811,6	1811,6		
24	3322,42	59,33%	59,33%	1661,21	1661,21		

Tabla 30. Demanda y cargas parciales.

De la tabla y de la curva de demanda mostradas, se destaca lo siguiente:

El motor A y B operan como carga base durante las 24 horas del día, es decir los dos motores operan al mismo porcentaje de carga con el objeto de optimizar el consumo de combustible. También se puede observar que los dos motores trabajan todo el tiempo por encima del 50% de su capacidad lo que garantiza un consumo específico de combustible bajo, aunque no es el óptimo y en general se observa que el consumo específico de combustible aumenta a medida que el porcentaje de carga disminuye.

Según todas las consideraciones hechas anteriormente, el análisis económico correspondiente al estado actual de la central de generación es el siguiente:

- **Costos por consumo de combustible**

Para cada Planta GMT de 2.800 kW,

Usando Diesel No2.

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,2(kg/kWh) * 5.600(\$/gal) * 1gal / 3,2kg = 350(\$/kWh)$$

Usando Fuel Oil No6.

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,2(kg/kWh) * 3.600(\$/gal) * 1gal / 3,44kg = 209,3(\$/kWh)$$

Planta EMD de 2.500 kW,

Usando Diesel No2

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,2(kg/kWh) * 5.600(\$/gal) * 1gal / 3,2kg = 350(\$/kWh)$$

Usando Fuel Oil No6

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,2(kg/kWh) * 3.600(\$/gal) * 1gal / 3,44kg = 209,3(\$/kWh)$$

Para cada Planta CUMMINS de 1.600 kW. (Solo usan Diesel No2)

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,2(kg/kWh) * 5.600(\$/gal) * 1gal / 3,2kg = 350(\$/kWh)$$

- **Costos por consumo de lubricante**

Para cada Planta GMT de 2.800 kW

$$CL(\$/kWh) = CE_L * C_L = 0,002(kg/kWh) * 26.000(\$/gal) * 1gal / 3,59kg = 14,5(\$/kWh)$$

Planta EMD de 2.500 kW

$$CL(\$/kWh) = CE_L * C_L = 0,002(kg/kWh) * 26.000(\$/gal) * 1gal / 3,59kg = 14,5(\$/kWh)$$

Para cada Planta CUMMINS de 1.600 kW

$$CL(\$/kWh) = CE_L * C_L = 0,0044(kg/kWh) * 26.000(\$/gal) * 1gal / 3,59kg = 31,87(\$/kWh)$$

- **Costos operativos**

Para cada Planta GMT de 2.800 kW,

Usando Diesel No2

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(350 + 14,5) = 36,45(\$/ kWh)$$

Usando Fuel Oil No6

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(209,3 + 14,5) = 22,38(\$/ kWh)$$

Planta EMD de 2.500 kW,

Usando Diesel No2

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(350 + 14,5) = 36,45(\$/ kWh)$$

Usando Fuel Oil No6

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(209,3 + 14,5) = 22,38(\$/ kWh)$$

Para cada Planta CUMMINS de 1.600 kW

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(350 + 31,87) = 38,19(\$/ kWh)$$

- **Costos totales de operación**

Para cada Planta GMT de 2.800 kW,

Usando Diesel No2

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(350 + 14,5) = 401(\$/ kWh)$$

Usando Fuel Oil No6

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(209,3 + 14,5) = 246,18(\$/ kWh)$$

Planta EMD de 2.500 kW,

Usando Diesel No2

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(350 + 14,5) = 401(\$/ kWh)$$

Usando Fuel Oil No6

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(209,3 + 14,5) = 246,18(\$/ kWh)$$

Para cada Planta CUMMINS de 1.600 kW

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(350 + 31,87) = 420(\$/ kWh)$$

- **Costos de mantenimiento**

Para cada Planta GMT de 2.800 kW

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 2.800kW * 60.000h = 168'000.000kWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{\$4.248'000.000}{168'000.000kWh} = 25,3(\$/ kWh)$$

$$CM = 0,45 * 25,3 = 11,4(\$/ kWh)$$

Planta EMD de 2.500 kW

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 2.500kW * 60.000h = 150'000.000kWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{\$3.120'000.000}{150'000.000kWh} = 20,8(\$/ kWh)$$

$$CM = 0,45 * 20,8 = 9,36(\$/ kWh)$$

Para cada Planta CUMMINS de 1.600 kW

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 1.600kW * 20.000h = 32'000.000kWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{\$470'400.000}{32'000.000kWh} = 14,7(\$/ kWh)$$

$$CM = 0,45 * 14,7 = 6,62(\$/ kWh)$$

- **Energía producida en un año**

Como la carga base tiene un factor de utilización del 85% eso quiere decir que de las 8.760 horas del año, estas unidades operan 7.446 horas.

Para cada Planta GMT de 2.800 kW

$$\varepsilon = \text{cap} * 7.446h * D = 2.800kW * 7.446h * 0,98 = 20'431.824kWh$$

Como la carga de respaldo tiene un factor de utilización del 15%, eso quiere decir que estas plantas trabajan el resto del año equivalente a 1.314 horas.

Planta EMD de 2.500 kW

$$\varepsilon = cap * 1.314h * D = 2.500kW * 1.314h * 0,98 = 3'219.300kWh$$

Para cada Planta CUMMINS de 1.600 kW

$$\varepsilon = cap * 1.314h * D = 1.600kW * 1.314h * 0,98 = 2'060.352kWh$$

Con los datos que hemos obtenido hasta ahora, se puede calcular el consumo de combustible anual dependiendo del combustible usado.

Si se usa Diesel No2 en todas las máquinas:

Consumo de combustible anual en galones por las dos plantas GMT de 2.800 kW.

$$0,2(kg / kWh) * 20'431.824kWh * 1gal / 3,2kg * 2 = 2'553.978(gal)$$

Consumo de combustible anual en galones por la planta EMD de 2.500 kW.

$$0,2(kg / kWh) * 3'219.300kWh * 1gal / 3,2kg = 201.206,25(gal)$$

Consumo de combustible anual en galones por las plantas CUMMINS de 1.600 kW.

$$0,2(kg / kWh) * 2'060.352kWh * 1gal / 3,2kg * 2 = 257.544(gal)$$

Entonces, en total al año se consumen 3'012.728,25 gal de Diesel No2.

Si se usa Fuel Oil No6 en las máquinas GMT y EMD y Diesel No2 solamente en las CUMMINS:

Consumo de combustible anual en galones por las dos plantas GMT de 2.800 kW.

$$0,2(\text{Kg} / \text{kWh}) * 20'431.824\text{kWh} * 1\text{gal} / 3,44\text{kg} * 2 = 2'375.793,5(\text{gal})$$

Consumo de combustible anual en galones por la planta EMD de 2.500 kW.

$$0,2(\text{kg} / \text{kWh}) * 3'219.300\text{kWh} * 1\text{gal} / 3,2\text{kg} = 187.168,6(\text{gal})$$

Entonces, en total al año se consumen 2'562.962 gal de Fuel Oil No6 y siguen siendo consumidos los 257.544 gal de Diesel No2 por las plantas CUMMINS, para un total de 2'820.506 gal de combustible al año. Cifra considerablemente menor al consumo cuando se usa Diesel No2 para todas las máquinas. La diferencia es igual a 192.222,25 gal.

- **Costo total de producción**

Para cada Planta GMT de 2.800 kW,

Usando Diesel No2.

$$CT_p = CO + CM + CC = 36,45 + 11,4 + 350 = 397,85(\$/ \text{kWh})$$

Usando Fuel Oil No6.

$$CT_p = CO + CM + CC = 22,38 + 11,4 + 209,3 = 243,08(\$/ \text{kWh})$$

Planta EMD de 2.500 kW

Usando Diesel No2.

$$CT_p = CO + CM + CC = 36,45 + 9,36 + 350 = 395,81(\$/ \text{kWh})$$

Usando Fuel Oil No6.

$$CT_p = CO + CM + CC = 22,38 + 9,36 + 209,3 = 241,04 (\$/ kWh)$$

Para cada Planta CUMMINS de 1.600 kW

$$CT_p = CO + CM + CC = 38,19 + 6,62 + 350 = 394,81 (\$/ kWh)$$

- **Costo de inversión**

El costo de inversión, el cual incluye montaje, obra civil, casa de máquinas y equipos necesarios para el funcionamiento del grupo generador corresponden a:

Para cada Planta GMT de 2.800 kW

\$5.712'000.000

Planta EMD de 2.500 kW

\$4.560'711.250

Para cada Planta CUMMINS de 1.600 kW

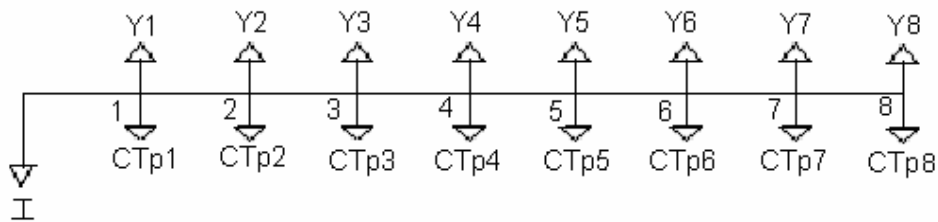
\$705'600.000

- **Costo índice de prestación del servicio**

$$CIP = \frac{\text{Inversión} + \text{VPN}(\text{Costos_Totales_producción})}{\text{VPN}(\text{Energía})}$$

$$CIP = \frac{I + \sum_{j=1}^n \frac{(CTp)_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j}}$$

Para realizar el cálculo del Índice Costo de Producción, se requiere tener en cuenta la configuración de las plantas, el tiempo de operación de cada una y el flujo de fondos del proyecto. Para el caso de Leticia, las dos plantas trabajan al mismo porcentaje de carga tal y como se mostró anteriormente, con una disponibilidad del 98% y un factor de utilización del 85%, con el objetivo de cubrir la demanda. Además la vida útil de las máquinas base es de 60.000 horas, equivalentes a 8 años aproximadamente, trabajando bajo las condiciones ya mencionadas, por lo que se tomará como horizonte del flujo de fondos del proyecto ocho años.



Entonces:

La inversión total es equivalente a la suma de las inversiones

$$I_{TOTAL} = 2 * 5.712'000.000 + 4.560'711.250 + 2 * 705'600.000 = \$17.395'911.250$$

Y la energía total producida en un año es la suma de cada una de ellas

$$\varepsilon_{total} = 2 * 20'431.824kWh + 3'219.300kWh + 2 * 2'060.352kWh = 48'203.652kWh$$

El costo total de producción se asume como el más alto de los calculados para el año 1 y para los años siguientes se asume un IPC de 4,8%.

Usando Diesel No2

$CTp1 = 397,85(\$/kWh)$, entonces el costo total de producción en pesos para el año uno es igual al producto de este valor por la energía total generada en ese año.

$$CTp1 = \$19.177'822.948,20$$

$$CTp2 = \$20.098'358.449,71$$

$$CTp3 = \$21.063'079.655,30$$

$$CTp4 = 22.074'107.478,75$$

$$CTp5 = \$23.133'664.637,73$$

$$CTp6 = \$24.244'080.540,35$$

$$CTp7 = \$25.407'796.406,28$$

$$CTp8 = \$26.627'370.633,78$$

Entonces:

$$VPN(CTp) = \frac{19.177'822.948,20}{(1 + 4.85\%)} + \frac{20.098'358.449,71}{(1 + 4.85\%)^2} + \dots + \frac{26.627'370.633,78}{(1 + 4.85\%)^8}$$

$$VPN(CTp) = \$146.081'790.696,08$$

Los ingresos corresponden al total de kWh facturados y cobrados según la tarifa obtenida en el informe anterior, cuando se calculó el costo de prestación del servicio, para esta localidad. El precio del kWh obtenido fue de 353,89 \$/kWh, entonces.

$$Y1 = 353,89(\$/kWh) * 48'203.652kWh = \$17.058'790.406,28$$

$$Y2 = \$17.877'612.345,78$$

$$Y3 = \$18.735'737.738,38$$

$$Y4 = \$19.635'053.149,82$$

$$Y5 = \$20.577'535.701,01$$

$$Y6 = \$21.565'257.414,66$$

$$Y7 = \$22.600'389.770,56$$

$$Y8 = \$23.685'208.479,55$$

Entonces:

$$VPN(Y) = \frac{17.058'790.406,28}{(1 + 4.85\%)} + \frac{17.877'612.345}{(1 + 4.85\%)^2} + \dots + \frac{23.685'208.479,55}{(1 + 4.85\%)^8}$$

$$VPN(Y) = \$129.940'643.230,96$$

En conclusión para que el proyecto sea rentable los ingresos deben ser superiores al total de los costos de inversión y producción. Para el presente caso se puede observar que no se cumple esta relación y por el contrario se presentan pérdidas de 43,96(\$/kWh), lo cual indica que usando Diesel No2 el sistema de generación en el municipio de Leticia no es autosostenible.

Sin embargo, si en vez de un combustible liviano como el Diesel, usamos un combustible pesado como el Fuel Oil No6 para alimentar las dos plantas GMT de 2.800 kW y la EMD de 2.500 kW, que son plantas con motores duales pues pueden trabajar con cualquiera de los dos combustibles, el costo por galón de combustible se reduciría y los resultados del análisis económico serían los siguientes.

Haciendo las mismas consideraciones antes establecidas, pero ahora utilizando para los cálculos la tarifa de 243,08(\$/kW), obtenida cuando se usa F.O No6, los resultados son los siguientes:

$$CTp2 = \$11.717'343.728,16$$

$$CTp2 = \$20.098'358.449,71$$

$$CTp3 = \$21.063'079.655,30$$

$$CTp4 = 22.074'107.478,75$$

$$CTp5 = \$23.133'664.637,73$$

$$CTp6 = \$24.244'080.540,35$$

$$CTp7 = \$25.407'796.406,28$$

$$CTp8 = \$26.627'370.633,78$$

Entonces:

$$VPN(CTp) = \frac{11.717'343.728,16}{(1 + 4.85\%)} + \frac{12.279'776.227,11}{(1 + 4.85\%)^2} + \dots + \frac{16.268'898.463,39}{(1 + 4.85\%)^8}$$

$$VPN(CTp) = \$89.253'642.534,63$$

Los ingresos y la inversión correspondientes son iguales a los considerados en el anterior análisis.

Finalmente se puede calcular el Costo Índice de Producción.

$$CIP = \frac{\$17.395'911.250 + \$89.253'642.534,63}{313'448.338,25kWh} = 340,25(\$/kWh)$$

Vemos entonces que para esta caso el valor presente neto de los ingresos por kWh facturados y vendidos, es superior a la suma de los costos de Inversión mas el valor presente neto de los costos de producción, lo que explica porque Leticia funciona actualmente sin recibir subsidios por parte del IPSE, pues como se demostró la Empresa de Energía del Amazonas (EASSA), recauda por consumo de energía, recursos suficientes para hacer que el sistema sea autosostenible, bueno por lo menos en lo que se refiere a costos de generación y unos costos de operación, que son los mayores en toda la cadena energética.

En la actualidad el único lugar donde se quema F.O No6 es en Leticia y en plantas con una capacidad mayor a 2MW, como las GMT. Por lo anterior es un hecho que no es rentable usar este tipo de combustible en plantas como las CUMMINS que se tienen en la central de generación,

básicamente por la adaptación que habría que hacerle a las plantas para el tratamiento del combustible, pues son plantas diseñadas para trabajar con Diesel No2 y la reducción en el costo de producción debida a la reducción en el costo del combustible no compensa la inversión que se tendría que hacer en las máquinas para el tratamiento del combustible y el aumento de los costos de mantenimiento.

Lo que se podría considerar como una buena alternativa es invertir en una planta nueva, diseñada para trabajar con ese tipo de combustible, que redujera los costos por consumo de combustible; haciendo que el costo de inversión y los costos totales de producción sean recuperados en el corto o mediano plazo con los ingresos del proyecto, es decir que el proyecto sea rentable.

Si usamos una configuración diferente, podríamos reducir el consumo específico de combustible y aumentar la eficiencia del grupo electrógeno. Por ejemplo basados en la curva de carga podríamos dejar como carga base dos unidades de 2.000 kW y una de 1.000 kW que opere 14 horas diarias para cubrir el total de la demanda y como carga de respaldo dos unidades de 2.500 Kw. De esta forma todas las máquinas menos la de 1.000 kW podrían usar Fuel Oil No6 como combustible, que ya se sabe tiene un costo y un consumo específico menor.

La carga base tiene un factor de utilización del 85% y la carga de respaldo tiene un factor de utilización del 15%.

- **Costo del combustible**

Para cada Planta de 2.000 kW,

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,2(kg / kWh) * 3.600(\$/ gal) * 1gal / 3,44kg = 209,3(\$/ kWh)$$

Para la planta de 1.000 kW.

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,22(kg/kWh) * 3.600(\$/gal) * 1gal/3,44kg = 230,23(\$/kWh)$$

Para cada planta de 2.500 kW

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,2(kg/kWh) * 3.600(\$/gal) * 1gal/3,44kg = 209,3(\$/kWh)$$

- **Costos del lubricante**

Para cada Planta de 2.000 kW

$$CL(\$/kWh) = CE_L * C_L = 0,0044(kg/kWh) * 26.000(\$/gal) * 1gal/3,59kg = 31,87(\$/kWh)$$

Planta de 1.000 kW

$$CL(\$/kWh) = CE_L * C_L = 0,0044(kg/kWh) * 26.000(\$/gal) * 1gal/3,59kg = 31,87(\$/kWh)$$

Para cada Planta de 2.500 kW

$$CL(\$/kWh) = CE_L * C_L = 0,002(kg/kWh) * 26.000(\$/gal) * 1gal/3,59kg = 14,48(\$/kWh)$$

- **Costos operativos**

Para cada Planta de 2.000 kW.

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(209,3 + 31,87) = 24,12(\$/kWh)$$

Planta de 1.000 kW

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(230,23 + 31,87) = 26,21(\$/kWh)$$

Para cada Planta de 2.500 kW

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(209,3 + 14,48) = 22,38(\$/ kWh)$$

- **Costos totales de operación**

Para cada Planta de 2.000 kW,

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(209,3 + 31,87) = 265,3(\$/ kWh)$$

Planta de 1.000 kW

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(385 + 31,87) = 458,56(\$/ kWh)$$

Para cada Planta de 2.500 kW

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(209,3 + 14,48) = 246,16(\$/ kWh)$$

- **Costos de mantenimiento**

Para cada Planta de 2.000 kW

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 2.000kW * 20.000h = 40'000.000kWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{\$1.944'000.000}{40'000.000kWh} = 48,6(\$/ kWh)$$

$$CM = 0,45 * 48,6 = 21,87(\$/ kWh)$$

Para la Planta de 1.000 kW

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 1.000kW * 20.000h = 20'000.000kWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{\$612'000.000}{20'000.000kWh} = 30,6(\$/kWh)$$

$$CM = 0,45 * 30,6 = 13,77(\$/kWh)$$

Para cada Planta de 2.500 kW

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 2.500kW * 60.000h = 150'000.000kWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{\$4.560'000.000}{150'000.000kWh} = 30,4(\$/kWh)$$

$$CM = 0,45 * 30,4 = 13,68(\$/kWh)$$

- **Energía producida en un año**

Como la carga base tiene un factor de utilización del 85% eso quiere decir que de las 8.760 horas del año, estas unidades operan 7.446 horas, la unidad de 1.000 kW opera 14 horas diarias con un factor de utilización del 85%, equivalente a 4.340 horas al año y las unidades de respaldo de 2.500 kW trabajan 1.320 horas al año.

Para cada Planta de 2.000 kW

$$\varepsilon = \text{cap} * 7.446h * D = 2.000kW * 7.446h * 0,98 = 14'594.160kWh$$

Planta la planta de 1.000 kW

$$\varepsilon = cap * 4.340h * D = 1.000kW * 4.343,5h * 0,98 = 4'256.630kWh$$

Para cada Planta de 2.500 kW

$$\varepsilon = cap * 1.314h * D = 2.500kW * 1.314h * 0,98 = 3'219.300kWh$$

De esta forma se puede comparar el consumo de combustible con la otra configuración y comprobar si efectivamente es más rentable esta alternativa

Consumo de combustible anual en galones por las dos plantas de 2.000 kW.

$$0,2(kg / kWh) * 14'594.160kWh * 1gal / 3,44kg * 2 = 1'696.995,34(gal)$$

Consumo de combustible anual en galones por la planta de 1.000 kW.

$$0,22(kg / kWh) * 4'256.630kWh * 1gal / 3,44kg = 272.226,34(gal)$$

Consumo de combustible anual en galones por las plantas de 2.500 kW.

$$0,2(kg / kWh) * 3'219.300kWh * 1gal / 3,44kg * 2 = 374.337,21(gal)$$

Entonces, en total al año se consumen 272.226,34 gal de Diesel No2 y 2'071.332,56 gal de Fuel Oil No6, para un total de 2'343.558,9 gal. Por lo tanto, se puede apreciar una disminución considerable en el consumo de combustible equivalente a 476.947,1 gal anuales, lo cual representa un ahorro de \$1.717'009.566,7 al año. Es claro además que aunque se replacen las máquinas viejas por nuevas y se haga la inversión inicial de todo el montaje de las mismas, el proyecto sería mas rentable y la tarifa que se cobra actualmente por el servicio podría disminuir o de lo contrario

esta ganancia brindaría recursos suficientes para realizar mantenimientos, capacitación y mejoras en general que lleven a su vez a optimizar la calidad del servicio.

Adicional a estos aspectos se puede estudiar el caso de usar plantas con motores a gas, aunque esto no se usa actualmente debido a que este combustible es más costoso, (\$51.588 por cilindro de 40 lb) y su acceso a estas zonas es más complicado.

En conclusión existen varias configuraciones que se pueden estudiar y evaluar con el fin de lograr que el servicio de energía sea un negocio rentable para el ente encargado del mismo y todo el sistema eléctrico sea autosostenible.

4.3. APLICACIÓN AL CASO DE PUERTO NARIÑO

Para esta localidad se asume una curva de carga plana, porque durante el tiempo que operan las plantas está toda la demanda represada, y los electrodomésticos de enfriamiento no descansan. La central de Generación presta el servicio de energía eléctrica solo durante 6 horas al día, de 5 a 11 p.m y con base en esta información realizaremos el análisis correspondiente.

De acuerdo a lo presentado en los resultados del diagnóstico, Puerto Nariño tiene una central de generación conformada por las siguientes máquinas:

1 planta CUMMINS de 350 kW

Combustible: Diesel No 2

Consumo específico de combustible = 0,24 (kg/kWh)

Consumo específico de lubricante = 0,0044 (kg/kWh)

Costo del grupo electrógeno = \$98'400.000

Inversión = \$147'600.000

Vida útil: 20.000 horas

Nota: está en servicio

1 planta CATERPILLAR de 160 KW

Combustible: Diesel No 2

Consumo específico de combustible = 0,24 (kg/kWh)

Consumo específico de lubricante = 0,0044 (kg/kWh)

Costo del grupo electrógeno = \$61'440.000

Inversión = \$92'160.000

Vida útil: 20.000 horas

Nota: no está en servicio

Además para el cálculo de costos, se utilizarán los siguientes precios para el combustible y lubricante y tasas de interés vigentes:

Precio promedio del Diesel No 2 = 6.000 (\$/gal)

Precio promedio del Fuel Oil No 6 = 3.857(\$/gal)

Precio promedio del lubricante = 27.860 (\$/gal)

Precio del GLP = 55.251 (\$/40 lb)

Tasa de cambio: US\$1 = \$2.300

Tasa de interés anual: 4,85 %

IPC = 4.8%

Disponibilidad = 0,89

Según todas las consideraciones hechas anteriormente, el análisis económico correspondiente para el estado actual de la central de generación del municipio de Puerto Nariño es el siguiente:

- **Costo del combustible**

Planta CUMMINS de 350 kW

$$CC(\$/ kWh) = CE_c * C_c = 0,24(kg / kWh) * 6.000(\$/ gal) * 1gal / 3,2kg = 450(\$/ kWh)$$

- **Costos del lubricante**

Planta CUMMINS de 350 kW

$$CL(\$/ kWh) = CE_L * C_L = 0,0044(kg / kWh) * 27.860(\$/ gal) * 1gal / 3,59kg = 34,15(\$/ kWh)$$

- **Costos operativos**

Planta CUMMINS de 350 kW

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(450 + 34,15) = 48,42(\$/ kWh)$$

- **Costos totales de operación**

Planta CUMMINS de 350 kW

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(450 + 34,15) = 532,57(\$/ kWh)$$

- **Costos de mantenimiento**

Planta CUMMINS de 350 kW

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 350kW * 20.000h = 7'000.000kWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{98'400.000\$}{7'000.000kWh} = 14,06(\$/ kWh)$$

$$CM = 0,45 * 14,06 = 6,33(\$/ kWh)$$

- **Energía producida en un año**

Planta CUMMINS de 350 kW

$$\varepsilon = \text{cap} * 2.190 * D = 350kW * 2.190h * 0,89 = 682.185kWh$$

- **Costo total de producción**

Planta CUMMINS de 350 kW

$$CTp = CO + CM + CC = 48,42 + 6,33 + 450 = 504,75(\$/ kWh)$$

- **Costos de inversión**

El costo de inversión, el cual incluye montaje, obra civil, casa de máquinas y equipos necesarios para el funcionamiento del grupo generador corresponden a:

Planta CUMMINS de 350 kW

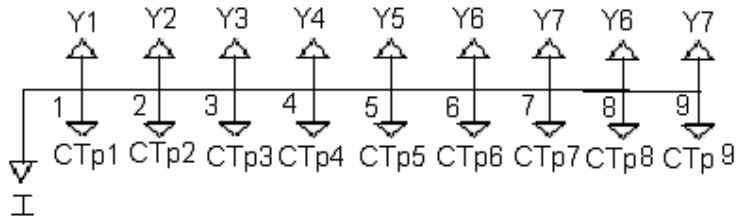
\$147'600.000

- **Costo índice de prestación del servicio**

$$CIP = \frac{Inversión + VPN(Costos_Totales_producción)}{VPN(Energía)}$$

$$CIP = \frac{I + \sum_{j=1}^n \frac{(CTp)_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j}}$$

Para realizar el cálculo del Índice Costo de Producción, se requiere tener en cuenta, el tiempo de operación de la única planta que se encuentra en servicio y el flujo de fondos del proyecto. Para el caso de Puerto Nariño, la planta CUMMINS trabaja para cubrir una demanda de 300 kW durante las 6 horas de servicio diarias. Además la vida útil de la máquina es de 20.000 horas, equivalentes a 9 años aproximadamente, por lo que se tomará como horizonte del flujo de fondos del proyecto nueve años.



Entonces:

$$I = \$147'600.000$$

El costo total de producción en \$ del primer año es el producto del costo total de producción de un kWh por el total de kWh producidos en un año.

Según este análisis el costo total del primer año en pesos es:

$$CTp1 = 504,75(\$/ kWh) * 682.185kWh = \$344'332.879$$

Y para los años posteriores se asume un IPC del 4,8%

$$CTp2 = \$360'860.857$$

$$CTp3 = \$378'182.178$$

$$CTp4 = \$396'334.923$$

$$CTp5 = 415'358.999$$

$$CTp6 = \$435'296.231$$

$$CTp7 = \$456'190.450$$

$$CTp8 = \$478'087.592$$

$$CTp9 = \$501'035.796$$

Entonces:

$$VPN(CTp) = \frac{\$344'332.879}{(1 + 4.85\%)} + \frac{\$360'860.857}{(1 + 4.85\%)^2} + \frac{\$378.182.178}{(1 + 4.85\%)^3} + \dots + \frac{\$501'035.796}{(1 + 4.85\%)^9}$$

$$VPN(CTp) = \$ 2.950'015.439$$

Los ingresos son los registrados en el informe anterior cuando se calculó el costo de prestación del servicio, que es lo que se cobra finalmente a los usuarios en modalidad de tarifa fija. La tarifa obtenida fue de \$692,95 por kWh vendido y los ingresos del primer año son de \$472'720.095,75, los ingresos de los años posteriores se hallan considerando un IPC del 4,8%.

$$Y2 = \$495'410.660,3$$

$$Y3 = \$519'190.372,04$$

$$Y4 = \$544'111.509,90$$

$$Y5 = \$570'228.862,38$$

$$Y6 = \$597'599.847,77$$

$$Y7 = \$626'284.640,46$$

$$Y8 = \$656'346.303,21$$

$$Y9 = \$687'850.925,76$$

Entonces:

$$VPN(Y) = \frac{\$472'720.095,75}{(1 + 4.85\%)} + \frac{\$495'410.660,3}{(1 + 4.85\%)^2} + \frac{\$519'190.372,04}{(1 + 4.85\%)^3} + \dots + \frac{687.850.925,76}{(1 + 4.85\%)^9}$$

$$VPN(Y) = \$4.049'951.853,90$$

La energía generada en un año es 682.185 kWh como se había calculado anteriormente, y el valor presente neto de la energía sería igual a 4'881.402,824 kWh.

Finalmente se puede calcular el CIP.

$$CIP = \frac{\$147'600.000 + \$2.950'015.439}{4'881.402,824 \text{ kWh}} = 634,57 (\$/kwh)$$

Este valor debe tomarse como el precio mínimo que podría ofrecer el proyecto para recuperar la inversión y unos costos de operación.

Como la tarifa cobrada es muy alta para la capacidad de pago de los habitantes de Puerto Nariño, este municipio recibe subsidios por parte del IPSE, para auxiliar parte de la tarifa.

Si en vez de un combustible liviano como el Diesel, usamos un combustible pesado como el Fuel Oil No6 o el crudo de castilla el costo por galón de combustible se reduciría, pero aumentaría el costo de inversión y mantenimiento, pues hay que considerar el valor e instalación de equipos necesarios para el tratamiento de este combustible.

4.4. APLICACIÓN AL CASO DE LA PEDRERA

Esta localidad también presenta una curva de carga plana, por las mismas razones antes expuestas. La central de generación presta el servicio solo durante 3 horas al día en promedio.

Con base en el diagnóstico hecho a este corregimiento tenemos el siguiente inventario de generación con las siguientes características:

1 planta CATERPILLAR de 180 kW

Combustible: Diesel No 2

Consumo específico de combustible = 0,24 (kg/kWh)

Consumo específico de lubricante = 0,0044 (kg/kWh)

Costo del grupo electrógeno = \$64'320.000

Inversión = \$96'480.000

Vida útil: 20.000 horas

Disponibilidad = 0,7

Precio del combustible = 7.200 (\$/gal)

Precio del lubricante = 33.428 (\$/gal)

Nota: está en servicio

- **Costo del combustible**

$$CC(\$/ kWh) = CE_c * C_c = 0,24(kg / kWh) * 7.200(\$/ gal) * 1gal / 3,2kg = 540(\$/ kWh)$$

- **Costos del lubricante**

$$CL(\$/ kWh) = CE_L * C_L = 0,0044(kg / kWh) * 33.428(\$/ gal) * 1gal / 3,59kg = 41(\$/ kWh)$$

- **Costos operativos**

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(540 + 41) = 58,1(\$/kWh)$$

- **Costos totales de operación**

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(540 + 41) = 639,1(\$/kWh)$$

- **Costos de mantenimiento**

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 180KW * 20.000h = 3'600.000KWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{64'320.000\$}{3'600.000kWh} = 17,87(\$/kWh)$$

$$CM = 0,45 * 17,87 = 8,04(\$/kWh)$$

- **Energía producida en un año**

$$\varepsilon = \text{cap} * 1.095 * D = 180kW * 1.095h * 0,7 = 137.970kWh$$

- **Costo total de producción**

$$CTp = CO + CM + CC = 58,1 + 8,04 + 540 = 606,14(\$/kWh)$$

- **Costos de inversión**

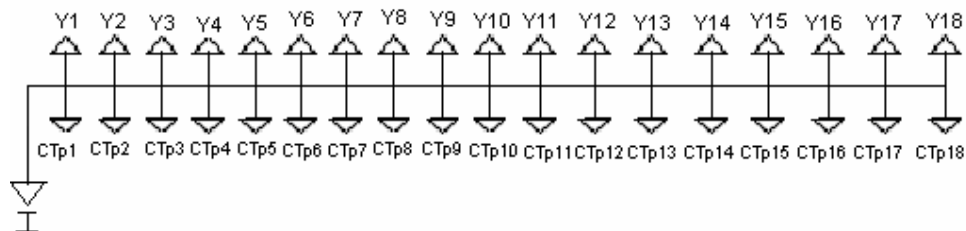
El costo de inversión, el cual incluye montaje, obra civil, casa de máquinas y equipos necesarios para el funcionamiento del grupo generador es igual a \$96'480.000.

- **Costo índice de prestación del servicio**

$$CIP = \frac{Inversión + VPN(Costos_Totales_producción)}{VPN(Energía)}$$

$$CIP = \frac{I + \sum_{j=1}^n \frac{(CTp)_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j}}$$

Para el caso de la Pedrera, la única planta que existe trabaja para cubrir una demanda actual de 180 kW, es decir que trabaja a plena carga durante las 3 horas de operación diarias. Además la vida útil de esta máquina es de 20.000 horas, equivalentes a 18 años y tres meses aproximadamente, por lo que se tomará como horizonte del flujo de fondos del proyecto 18 años.



Entonces:

$$I = \$96'480.000$$

El costo total de producción en \$ del primer año es el producto del costo total de producción de un kWh por el total de kWh producidos en un año.

Según este análisis el costo total de producción del primer año en pesos es: $CTp1 = 606,14(\$/kWh) * 137.970kWh = \$83'629.135,8$

Y para los años posteriores se asume un IPC del 4,8%

$$CTp2 = \$87'643.334,32$$

$$CTp3 = \$91'850.214,36$$

$$CTp4 = \$96'259.024,65$$

$$CTp5 = \$100'879.457,84$$

$$CTp6 = \$105'721.671,82$$

$$CTp7 = \$110'796.312,06$$

$$CTp8 = \$116'114.535,04$$

$$CTp9 = \$121'688.032,72$$

$$CTp10 = \$127'529.058,3$$

$$CTp11 = \$133'650.453,09$$

$$CTp12 = \$140'065.674,84$$

$$CTp13 = \$146'788.827,23$$

$$CTp14 = \$153'834.690,94$$

$$CTp15 = \$161'218.756,1$$

$$CTp16 = \$168'957.256,4$$

$$CTp17 = \$177'067.204,7$$

$$CTp18 = \$185'566.430,53$$

Entonces:

$$VPN(CTp) = \frac{CTp1}{(1 + 4.85\%)} + \frac{CTp2}{(1 + 4.85\%)^2} + \frac{CTp3}{(1 + 4.85\%)^3} + \dots + \frac{CTp18}{(1 + 4.85\%)^{18}} = \$1.429'888.639,6$$

Los ingresos son los registrados en el informe anterior cuando se calculó el costo de prestación del servicio, que es lo que se cobra finalmente a los usuarios en modalidad de tarifa fija. La tarifa obtenida fue de \$822,86 por kWh vendido y los ingresos del primer año son de \$113'529.600, los ingresos de los años posteriores se hallan considerando un IPC del 4,8%.

$$Y1 = \$113'529.600$$

$$Y2 = \$118'979.020,8$$

$$Y3 = \$124'690.013,8$$

$$Y4 = \$130'675.134,46$$

$$Y5 = \$136'947.540,9$$

$$Y6 = \$143'521.022,88$$

$$Y7 = \$150'410.031,98$$

$$Y8 = \$157'629.713,51$$

$$Y9 = \$165'195.939,76$$

$$Y10 = \$173'125.344,87$$

$$Y11 = \$181'435.361,42$$

$$Y12 = \$190'144.258,77$$

$$Y13 = \$199'271.183,2$$

$$Y14 = \$208'836.199,98$$

$$Y15 = \$218'860.337,58$$

$$Y16 = \$229'365.633,79$$

$$Y17 = \$240'375.184,21$$

$$Y18 = \$251'913.193,05$$

Entonces:

$$VPN(Y) = \frac{Y1}{(1+4.85\%)} + \frac{Y2}{(1+4.85\%)^2} + \frac{Y3}{(1+4.85\%)^3} + \dots + \frac{Y18}{(1+4.85\%)^{18}} = \$1.941'125.945,47$$

La energía generada en un año es 137.970 kWh como se había calculado anteriormente, y el valor presente neto de la energía sería igual a 1'631.881,08 kWh.

Finalmente se puede calcular el CIP.

$$CIP = \frac{\$96'480.000 + \$1.429'888.639,6}{1'631.881,08\text{kWh}} = 935,34(\$/kWh)$$

Este valor debe tomarse como el precio mínimo que podría ofrecer el proyecto para recuperar la inversión y unos costos de operación.

Además se puede observar que el proyecto tal y como está planteado es rentable pues al restar del valor presente neto de los ingresos, la inversión y el valor presente neto de los costos se obtiene una ganancia de 415 millones aproximadamente.

4.5. APLICACIÓN AL CASO DE TARAPACÁ

La central de generación de esta localidad presta el servicio durante 4 horas para cubrir una demanda de 250 kW, por razones ya explicadas anteriormente la curva de carga de esta población es plana y con base en esta información se hará el análisis económico.

Con base en el diagnóstico realizado a este corregimiento se tiene el siguiente inventario de generación con las siguientes características.

1 planta NAVISTAR de 260 kW (carga base)

Combustible: Diesel No 2

Consumo específico de combustible = 0,24 (kg/kWh)

Consumo específico de lubricante = 0,0044 (kg/kWh)

Costo del grupo electrógeno = \$75'840.000

Inversión = \$113.760.000

Vida útil: 20.000 horas

Nota: Funciona como carga base y está en servicio.

1 planta CATERPILLAR de 120 kW (emergencia)

Combustible: Diesel No 2

Consumo específico de combustible = 0,24 (kg/kWh)

Consumo específico de lubricante = 0,0044 (kg/kWh)

Costo del grupo electrógeno = \$49'714.286

Inversión = \$74'571.429

Vida útil: 20.000 horas

Nota: Funciona como carga de respaldo y está en servicio.

Además para el cálculo de costos, se utilizarán los siguientes precios para el combustible y lubricante y tasas de interés vigentes:

Precio promedio del Diesel: 6.800 \$/gal

Precio promedio del lubricante: 31.570 \$/gal

Tasa de cambio: US\$1 = \$2.300

Tasa de interés anual: 4,85 %

Disponibilidad = 0,83

- **Costo del combustible**

Planta NAVISTAR de 260 kW

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,24(kg/kWh) * 6.800(\$/gal) * 1gal/3,2kg = 510(\$/kWh)$$

Planta CATERPILLAR de 120 kW

$$CC(\$/kWh) = CEc * Cc = 0,24(kg/kWh) * 6.800(\$/gal) * 1gal/3,2kg = 510(\$/kWh)$$

- **Costos del lubricante**

Planta NAVISTAR de 260 kW

$$CL(\$/kWh) = CE_L * C_L = 0,0044(kg/kWh) * 31.570(\$/gal) * 1gal/3,59kg = 38,7(\$/kWh)$$

Planta CATERPILLAR de 120 kW

$$CL(\$/kWh) = CE_L * C_L = 0,0044(kg/kWh) * 31.570(\$/gal) * 1gal/3,59kg = 38,7(\$/kWh)$$

- **Costos operativos**

Planta NAVISTAR de 260 kW

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(510 + 38,7) = 54,87(\$/kWh)$$

Planta CATERPILLAR de 120 kW

$$CO = 0,1(CC + CL) = 0,1(510 + 38,7) = 54,87(\$/kWh)$$

- **Costos totales de operación**

Planta NAVISTAR de 260 kW

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(510 + 38,7) = 603,57(\$/ kWh)$$

Planta CATERPILLAR de 120 kW

$$CTo = 1,1(CC + CL) = 1,1(510 + 38,7) = 603,57(\$/ kWh)$$

- **Costos de mantenimiento**

Planta NAVISTAR de 260 kW

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 260kW * 20.000h = 5'200.000kWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{\$75'840.000}{5'200.000kWh} = 14,58(\$/ kWh)$$

$$CM = 0,45 * 14,58 = 6,56(\$/ kWh)$$

Planta CATERPILLAR de 120 kW

$$CM = 0,45 * CD$$

$$CD = \frac{\text{valor_de_la_planta}}{\text{generacion_total}}$$

$$\text{generacion_total} = \text{potencia} * \text{vida_util} = 120kW * 20.000h = 2'400.000kWh$$

$$\text{Entonces: } CD = \frac{\$49'714.286}{2'400.000kWh} = 20,71(\$/ kWh)$$

$$CM = 0,45 * 20,71 = 9,32(\$/ kWh)$$

- **Energía producida en un año**

Planta NAVISTAR de 260 kW

Tiene un factor de utilización del 90%, esto quiere decir que del total de horas de prestación del servicio equivalente a 2.555 horas, esta planta esta operando 2.300 horas, con una disponibilidad del 83%.

$$\varepsilon = cap * 2.300 * D = 260KW * 2.300h * 0,83 = 496.340kWh$$

Planta CATERPILLAR de 120 kW

Tiene un factor de utilización del 10 %, es decir que opera durante 255 horas, con un factor de disponibilidad del 83%.

$$\varepsilon = cap * 255 * D = 120KW * 255h * 0,83 = 25.398kWh$$

- **Costo total de producción**

Planta NAVISTAR de 260 kW

$$CTp = CO + CM + CC = 54,87 + 6,56 + 510 = 571,43(\$/ kWh)$$

Planta CATERPILLAR de 120 kW

$$CTp = CO + CM + CC = 54,87 + 9,32 + 510 = 574,19(\$/ kWh)$$

- **Costos de inversión**

El costo de inversión, el cual incluye montaje, obra civil, casa de máquinas y equipos necesarios para el funcionamiento del grupo generador corresponden a:

Planta NAVISTAR de 260 kW

\$113'760.000

Planta CATERPILLAR de 120 kW

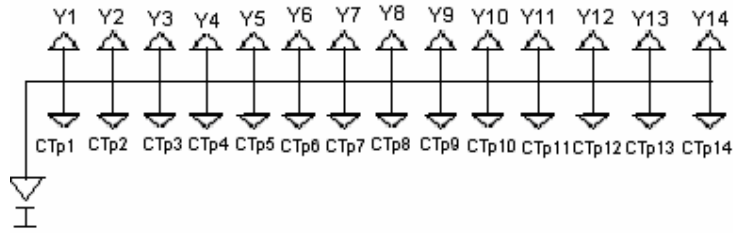
\$74'571.429

- **Costo índice de prestación del servicio**

$$CIP = \frac{Inversión + VPN(Costos_Totales_producción)}{VPN(Energía)}$$

$$CIP = \frac{I + \sum_{j=1}^n \frac{(CTp)_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j}}$$

Para realizar el cálculo del Índice Costo de Producción, se requiere tener en cuenta la configuración de las plantas, el tiempo de operación de cada una y el flujo de fondos del proyecto. Para el caso de Tarapacá, como ya se ha visto la planta que trabaja como carga base, presta el servicio 2.300 horas al año y la unidad de respaldo trabaja 255 horas. Además la vida útil de las máquinas es de 20.000 horas, equivalentes a 14 años aproximadamente, por lo que este tiempo se tomará como horizonte del flujo de fondos del proyecto.



Entonces:

La inversión total es la suma de las inversiones.

$$I_{total} = 113'760.000 + 74'571.428,57 = \$188'331.428,57$$

El costo total de producción se asume como el más alto de los calculados

$CTp1 = 574,19 (\$/ kWh)$, equivalente a \$299'576.742 al año, pues la energía producida en ese año fue 521.738kWh. Y para los años posteriores el costo se calcula con un IPC de 4,8%

$$CTp2 = 313956425,6$$

$$CTp3 = 329026334$$

$$CTp4 = 344819598,1$$

$$CTp5 = 361370938,8$$

$$CTp6 = 378716743,8$$

$$CTp7 = 396895147,6$$

$$CTp9 = 415946114,6$$

$$CTp9 = 435911528,1$$

$$CTp10 = 456835281$$

$$CTp11 = 478763375$$

$$CTp12 = 501744017$$

$$CTp13 = 525827729,8$$

$$CTp14 = 551067460,8$$

Entonces:

$$VPN(CTp) = 3.987'695.682$$

Los ingresos corresponden a la tarifa obtenida en el informe anterior, cuando se calculó el costo de prestación del servicio, que es lo que se cobra finalmente a los usuarios en modalidad de tarifa fija es $Y1 = 719,58(\$/kWh)$, con lo que se obtienen unos ingresos de \$331'353.566,14 y los ingresos de los años posteriores son:

$$Y2 = 347258537,3$$

$$Y3 = 363926947,1$$

$$Y4 = 381395440,6$$

$$Y5 = 399702421,7$$

$$Y6 = 418888138$$

$$Y7 = 438994768,6$$

$$Y8 = 460066517,5$$

$$Y9 = 482149710,3$$

$$Y10 = 505292896,4$$

$$Y11 = 529546955,4$$

$$Y12 = 554965209,3$$

$$Y13 = 581603539,3$$

$$Y14 = 609520509,2$$

Entonces:

$$VPN(Y) = 4.410'680.135$$

El valor presente neto de la energía producida por el proyecto es 6'129.520,18 KWh.

Vemos entonces que los ingresos son superiores a los costos por producción e inversión y el CIP es entonces:

$$CIP = \frac{\$188'331.428,57 + \$3.987'695.682}{6'129.520,18kWh} = 681,3(\$/ kWh)$$

5. PROPUESTA PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZNI

5.1. PERFIL DE LA SOLUCIÓN PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZNI DE INTERES

El panorama que se ha mostrado, es nada promisorio y perpetúa las comunidades de las ZNI a permanecer excluidas, no sólo del desarrollo de la economía nacional, sino también, distantes de alcanzar en pleno siglo XXI, una mejor calidad de vida que se refleje en lo social, laboral, educativo, cultural, empresarial, de salubridad, tan sólo para mencionar algunos aspectos.

Por fortuna el acelerado desarrollo de la ciencia y la tecnología, ha permitido ir consolidando la utilización de formas alternativas de generar energía eléctrica, distantes muchas de ellas, de las formas convencionales de producción de energía con las cuales hemos estado familiarizados.

Algunas de estas nuevas formas alternativas, por hallarse aún en sus fases iniciales, se encuentran lejos de la posibilidad de ser utilizadas en regiones como las que nos ocupan, en buena parte en razón a sus costos; otras, con su mayor grado de maduración tecnológica y financiera se encuentran aptas para considerar su utilización en las regiones que componen las ZNI.

Adicional al componente tecnológico, la solución que se propone, satisface plenamente principios de orden constitucional, legal y socio/económicos, como lo son, el suministrar el servicio energético continuo, eficiente y confiable a comunidades marginadas, brindar alternativas de desarrollo, crear riqueza y bienestar mediante la generación de empleo en torno al proyecto, capacitación, salud, la democratización de las empresas de servicios públicos con responsabilidad social y sentido de pertenencia comunitaria, sustitución de cultivos ilícitos, protección y mejoramiento ambientales, ahorro nacional con la progresiva eliminación de los subsidios, pudiéndose destinar al sector social, por ejemplo; en síntesis se pretende crear condiciones que permitirán eliminar o al menos disminuir factores de violencia y desigualdad y construir paz.

5.2. DESCRIPCIÓN GENERAL

Llegar con una solución exclusivamente energética, sería llegar sólo con una respuesta parcial a toda la gran problemática de estas comunidades, dejando de aprovechar una muy buena oportunidad, con un poco más de esfuerzo, para que utilizando potencialidades de la misma comunidad y de sus regiones, brindar una solución integral, amplia y permanente.

Así, se plantea la solución como un proyecto que se desarrollará en dos fases, buscando con ello que las comunidades, desde el principio en que se implante la primera fase, se encuentren abastecidas de energía de manera permanente.

La **primera fase**, prevista como transitoria, corresponde a la generación de energía a partir de combustibles fósiles, tal como hasta el momento se ha venido efectuando, pero con la diferencia, de hacerlo bajo parámetros de eficiencia y equipos de tecnología adecuada, realizado por la empresa GENERAMOS SOLUCIONES S.A, garantizando el compromiso que se adquiere, mediante el cumplimiento de indicadores de gestión y calidad,

de común acuerdo establecidos. La transitoriedad de esta fase se basa, en que su duración va hasta el momento de implantación de la **segunda fase**, que corresponde a la generación de energía eléctrica mediante biocombustibles producidos en la zona del proyecto, y para cuya implantación se requiere de un cultivo energético acorde con la aptitud del suelo y la vocación existente para el mismo dentro de la comunidad. La duración de la primera fase, será igual entonces al período vegetativo del cultivo, que de los estudios resulte con las mejores posibilidades para alcanzar el éxito del proyecto en esta segunda y definitiva fase, analizando para ello, los aspectos de costos de capacidad instalada (US\$/kW), costo de energía (kWh), y otros aspectos como el social, el agrícola, el agrológico, el ambiental, entre otros.

Para esta segunda y definitiva fase, como se deduce, se plantea el uso de fuentes no convencionales para generar energía en estas zonas apartadas, donde mucha de las comunidades se encuentran distantes en el mediano y aún en el remoto futuro de interconectarse al sistema central, proponiendo articular de manera armónica este aspecto puramente energético, con otros aspectos vitales propulsores de desarrollo, que permiten producir como ya se mencionó, energía firme, confiable, económica y además limpia, partiendo a su vez en forma paralela, del desarrollo de un proyecto agro-industrial sostenible, para la producción y utilización de biocombustibles para generación de energía, empleando para tal efecto la biomasa, proveniente de cultivos implantados o existentes en la zona del proyecto. Un proyecto así, se convierte en generador de polos de desarrollo, que permite la creación de una economía cerrada que gire en torno de las comunidades que participen en este tipo de proyectos.

Así como por ejemplo, la caña de azúcar se ha clasificado como un cultivo energético, existen otros cultivos, que igualmente pueden ser utilizados para la producción de energía, ya sea a partir de la utilización de sus

frutos, o de su biomasa como subproducto de algún proceso agroindustrial, o simplemente de la biomasa generada por los cultivos en forma directa, como es el caso de los bosques energéticos.

Generar energía a través de fuentes no convencionales, con equipos instalados en las inmediaciones de cada comunidad, empleando biocombustibles producidos por la misma, mediante procesos industriales igualmente sencillos, se convierte en un proyecto que requiere ser consolidado por un agente convergente de los aspectos integrales que comprende el mismo y que le dan el carácter de sostenible.

5.3. PLANTEAMIENTO PARA ABORDAR LA SOLUCIÓN.

Se propone, a través de un agente privado, conformado por una Alianza entre GENERAMOS SOLUCIONES S.A. y DESARROLLADORA DE PROYECTOS DE INGENIERIA LTDA - DEPI LTDA, implantar las dos fases del proyecto de solución expuesto, bajo los siguientes términos y condiciones, que se colocan a consideración para discusión conjunta.

A. Primera fase.

La Alianza, que según el desarrollo de la propuesta se constituirá en una UNION TEMPORAL, asumirá para esta fase, los costos de la ingeniería básica y de detalle que sean requeridas.

Con miras a que desde el primer momento de implantación de la solución que se propone, se dé inicio a todo lo relacionado con la segunda fase, la Alianza conformará una Gerencia de Proyecto para este efecto, dejando el desarrollo de la primera fase, exclusivamente al personal de la Alianza especializado en este tipo de proyectos de generación a base de combustibles fósiles.

Los costos de inversión, y los costos fijos – administración, operación y mantenimiento - de la fase uno, serán asumidos inicialmente por la

Alianza, recuperables vía la venta de energía en bloque a la empresa, que en el momento haga las veces de Distribuidora/Comercializadora del servicio de energía eléctrica en la localidad donde se pretenda implantar el proyecto, mediante pagos que serán realizados a la Alianza por el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía. Los costos variables - combustibles y lubricantes - se propone ser asumidos directamente por el MINISTERIO DE MINAS. La sumatoria resultante de los costos fijos y variables, será la componente G del costo de la energía, que deberá ser considerada dentro del valor de la energía que se comercializará en la localidad donde se implante el proyecto.

B. Segunda Fase.

Para esta segunda y definitiva fase, la Alianza a través de la ya constituida Gerencia de Proyecto, realizará a su costo, el estudio de factibilidad para el proyecto en forma integral, considerando para ello aspectos energéticos, agrícolas, agrológicos, ambientales, civiles, legales, empresariales, etc.

A esta altura de implantación de la solución, la Gerencia de Proyecto se ha responsabilizado de armonizar todos los aspectos que confluyen para lograr un desarrollo normal del proyecto.

Las inversiones (inicial y ampliaciones), incluyendo en ésta, la etapa de la ingeniería de detalle, se plantea realizar como se encuentra establecido por ley, con los recursos del fondo FAZNI, correspondiendo a la Alianza responsabilizarse, además de la ingeniería de detalle como ya se planteó anteriormente, de la construcción, del montaje, de las pruebas y puesta en funcionamiento del proyecto, en su componente agrícola y eléctrica.

Una vez construida la Planta de Generación, y por ser la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía quien asumió la totalidad de los costos de inversión, y siendo una entidad estatal, se propone en principio la

creación de una sociedad por acciones, para que ostente la propiedad del proyecto de generación, programando la democratización del ente empresarial, mediante su progresiva enajenación a personas jurídicas o naturales, públicas o privadas, de la región o de fuera de ellas, de conformidad con los procedimientos legales existentes.

Para la administración, operación y mantenimiento regulares y especiales programados del proyecto integral de generación, se propone realizarlos a través de la Alianza, contratada por el ente empresarial creado, bajo un esquema de administración delegada, con vigencia durante el período de vida útil del proyecto.

La energía generada sería vendida en bloque a la empresa, que en el momento haga las veces de Distribuidora/Comercializadora del servicio de energía eléctrica en la localidad donde se llegue a implantar el proyecto, mediante pagos que serán realizados a la Alianza por esta empresa Comercializadora, con aval del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía.

6. OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

- ✚ La problemática existente en las ZNI del país está definida por los siguientes aspectos: altos costos de la energía; pocas horas de prestación del servicio, servicio entregado en condiciones de racionamiento y restricción de carga; alto costo fiscal en prestación del servicio; los recursos transferidos por el gobierno no quedan en la región; expansión limitada del servicio; baja posibilidad de creación de empresa y fuentes de trabajo; altos niveles de insatisfacción; tendencia a la migración en busca de mejores horizontes; rezago cada vez mayor respecto de la economía del

país y sentimiento colectivo de marginamiento y olvido por parte del estado.

- ✚ La energía se debe integrar al desarrollo regional, tomándose como premisa fundamental, para lograr la implantación de proyectos energéticos en zonas apartadas.
- ✚ La energía no debe ser el componente de un sector independiente, sino el componente del desarrollo socio – económico, necesario para todos los demás sectores y complementario a todos ellos.
- ✚ Colombia cuenta con una producción diversa y apreciable de materias primas de origen agrícola, a las que se les puede agregar valor o aplicar en la solución de problemas estratégicos nacionales, como el energético, mediante su transformación química a través de procesos investigados y desarrollados en el país.
- ✚ Cerca del 98% de la capacidad de generación en las ZNI de Colombia corresponde a plantas diesel.
- ✚ La mayoría de plantas diesel son de una capacidad menor a los 100kW.
- ✚ El principal costo en la generación diesel es el Electrocombustible altamente subsidiado.
- ✚ Los inconvenientes del sistema regulatorio actual son básicamente los siguientes: Los cargos de generación no corresponden a los costos reales; no incorpora criterios de calidad y cobertura; no admite sistemas flexibles de comercialización; no facilita la administración e identificación de recursos públicos disponibles asignados a subsidios; no permite uso de nuevas tecnologías y esquemas de prestación del servicio.
- ✚ Los objetivos del nuevo régimen regulatorio según exposición hecha por la CREG en septiembre de 2005, son los siguientes: menores costos en la prestación del servicio, promoviendo el uso de nuevas tecnologías e incentivando competencia por el mercado;

mejorar la calidad del servicio, relacionando tarifa con continuidad del servicio e implantando esquemas alternos de medición; promover incremento en la cobertura, mediante áreas de servicio exclusivo; promover formalización institucional, estableciendo mercados relevantes, particularizando cargos aplicables y responsabilidades de calidad y cobertura; asegurar sostenibilidad del servicio, buscando precisión en costos y ajustando tasas de rentabilidad; facilitar administración y uso de recursos públicos, mediante propiedad de activos e imponiendo medición de consumos.

✚ Algunos de los beneficios esperados con proyectos como el propuesto al final de este libro son: generar energía eléctrica firme, limpia, económica y confiable, utilizando fuentes renovables; crear las condiciones para incorporar la localidad del proyecto, dentro del desarrollo regional y nacional; generar fuentes de trabajo acordes con el perfil agrícola de las comunidades de las ZNI; implantar cultivos lícitos, que se puede interpretar como una manera de sustitución de cultivos ilícitos; evitar los desplazamientos poblacionales hacia otras ciudades, en busca de mejores perspectivas de vida; contribuir al mejoramiento de las condiciones socio económicas de las comunidades donde se implante el proyecto, aumentar las oportunidades de desarrollo; facilitar la creación de microempresas o microindustrias, que utilizan la energía térmica resultante en un proceso de generación de energía eléctrica; reducir los recursos del presupuesto de la nación que anualmente se destinan como subsidios por menores tarifas para las zonas en consideración.

7. BIBLIOGRAFÍA

- DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA. DANE. División Político Administrativa de Colombia, Censo DANE 1993, Bogotá Colombia.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN DNP. Consejo Nacional de Política Económica y Social. CONPES. Documento Cultivos Ilícitos, 1994. Bogotá.
- DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA. DANE. Censo general 1993, proyecciones de población 1995-2005.
- www.dane.gov.co
- Reporte de número de usuarios y distribución de subsidios del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas IPSE, vigencia 2005.
- Constitución Nacional de 1991.
- Virgilio Barco, Plan Nacional de Rehabilitación; Una Estrategia de Desarrollo Social y Regional Para la Reconciliación, 1986-1990.
- Plan de expansión 1998 – 2010 UPME.
- Guide de l'énergie. Ministère Français de la Coopération. Francia 1987.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN DNP. Información Básica Departamental Amazonas – Resumen Ejecutivo, Noviembre de 2002. Documentos de consulta para los Consejos Comunales. Bogotá, 2002.
- EEASA E.S.P, departamento comercial.
- Consultoría contratada por la FEN (Financiera Energética Nacional) en el año 2003, para los departamentos de Amazonas, Guainía, Vichada y Vaupés, estudio AENE.

- www.upme.gov.co
- www.creg.gov.co
- LEY 143 DE 1994 “LEY ELECTRICA”.
- DODUMENTO CONPES 3108 de 2001; “Programa de energización para Zonas No Interconectadas”.
- DOCUMENTO CONPES 3055 de 1999; “Estrategias y acciones para la energización de las zonas no interconectadas del país”.
- DIVISIÓN NACIONAL DE ESTUPEFACIENTES. DNE. Informe de mayo de 2000. Bogotá.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE LA REFORMA AGRARIA. INCORA. Distribución de la propiedad rural en Colombia.
- INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI, IGAC. Mapa de suelos y bosques 1995, Bogotá.