

**PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA
TERMOELÉCTRICA A BASE DE GAS NATURAL PARA AUTOGENERAR EN
ECOPETROL CAMPOS PERIFÉRICOS EN TIBÚ NORTE DE SANTANDER**

**NURYS ESTHER ESPINOSA ARZUZA
CARLOS ARTURO CHAVES JAIMES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO - MECANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2009**

**PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA
TERMOELÉCTRICA A BASE DE GAS NATURAL PARA AUTOGENERAR EN
ECOPETROL CAMPOS PERIFÉRICOS EN TIBÚ NORTE DE SANTANDER**

**NURYS ESTHER ESPINOSA ARZUZA
CARLOS ARTURO CHAVES JAIMES**

**Monografía para optar al título de
Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos**

**Directora:
CLAUDIA NELLY GONZALES PARDO
Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO - MECANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2009**

*A Dios por brindarme el gozo de la vida
y las herramientas para construir mi propio futuro
sintiendo siempre su presencia
en cada una de las oportunidades.*

*A mis padres Nurys y Jorge porque gracias a ellos
he llegado a ser quien soy,
por su infinito amor, apoyo y protección.*

*A mi hijo Víctor Manuel quien con sola una sonrisa
llena de fuerza mi vida para seguir adelante
y apreciar lo hermosa que es.*

*A mis hermanos Gustavo Orlando y Jorge Ivan
quienes con su apoyo incondicional
siempre son una luz en el camino.*

NURYS

A Dios por esta nueva oportunidad que me brinda para alcanzar mayor desarrollo profesional y personal.

A mi madre Irma y a mi Padre Calixto quienes me enseñaron la importancia de los valores y principios y lo notable de formarse profesionalmente.

CARLOS ARTURO

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Estudios Industriales y Empresariales, por su idoneidad, profesionalismo y compromiso hacia la formación de especialistas en Evaluación y Gerencia de Proyectos.

A todos los docentes que hacen parte del programa de formación del posgrado, por su compromiso y dedicación.

A la ingeniera Claudia Nelly Gonzales Pardo, por las meritorias orientaciones y recomendaciones durante la dirección de la monografía.

A los ingenieros y funcionarios de Ecopetrol S.A, quienes con su experiencia, conocimiento y apoyo aportaron en la realización del presente estudio.

Y a todas aquellas personas que participaron de forma directa o indirecta en el proceso de formación y realización del estudio.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	1
1. JUSTIFICACIÓN	3
2. OBJETIVOS	4
2.1 OBJETIVO GENERAL	4
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
3. ALCANCE	5
4. ANTECEDENTES E HISTORIAL DEL PROYECTO	6
5. FORMULACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	9
6. MARCO TEÓRICO	13
6.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA	13
6.1.1 Tipos de Energía.	16
6.1.2 Termo Generación De Energía Eléctrica.	17
6.2 MARCO CONTEXTUAL	20
7. ESTUDIO SECTORIAL Y DEL ENTORNO	21
7.1 ENTORNO	21
7.2 EL SECTOR PETROLERO	23
7.3 REACTIVACIÓN PETROLERA	23
8. ESTUDIO DE MERCADOS	25
8.1 OBJETIVO	25
8.2 MERCADO OBJETIVO	25
8.3 EL PRODUCTO	25
8.4 PRECIO	25
8.5 PROMOCIÓN	26
8.6 ESTUDIO DE OFERTA	26
8.7 ANÁLISIS DE LA DEMANDA	27
9. ESTUDIO TÉCNICO	30
9.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN	30
9.2 MAPA DEL PROCESO	31
9.3 TAMAÑO DE LA PLANTA	32
9.4 TECNOLOGÍA	33
9.5 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	36
9.6 OBRAS FÍSICAS	45
9.7 ASPECTOS ADMINISTRATIVOS Y ORGANIZACIONALES	45
10. ESTUDIO LEGAL	47
11. ESTUDIO AMBIENTAL	53
11.1 ANÁLISIS DE IMPACTOS SIN PROYECTO	53
11.1.1 Aspectos geosféricos.	54
11.1.2 Hidrología.	54
11.1.3 Vegetación.	54

11.1.4 Fauna.	55
11.1.5 Aspectos sociales.	55
11.2 ANÁLISIS DE IMPACTOS CON EL PROYECTO	56
11.2.1 Identificación de impactos ambientales.	56
11.2.2 Calificación de impactos ambientales.	57
11.2.3 Evaluación de impactos	62
11.2.4 Conclusiones de la evaluación.	64
12. ESTUDIO FINANCIERO	66
12.1 INVERSIONES FIJAS	66
12.2 COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES	70
12.2.1 Costos Directos	70
12.2.2 Costos Indirectos	70
12.2.3 Gastos Indirectos	72
12.3 FLUJOS DEL PROYECTO	73
12.4 BALANCE GENERAL	76
12.5 EVALUACIÓN DEL PROYECTO	77
12.5.1 Evaluación Financiera.	77
12.5.1.1 Flujo de Caja.	77
12.5.1.2 Valor Presente Neto (VPN).	77
12.5.1.3 Tasa Interna de Retorno TIR	77
12.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA	79
13. EVALUACIÓN DE RIESGOS EN EL PROYECTO	85
13.1 OBJETIVO GENERAL	85
13.2 OBJETIVO ESPECÍFICO	85
13.3 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS	86
14. CONCLUSIONES	89
14.1 RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA	90
WEBGRAFÍA	91
ANEXOS	92

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Árbol de problemas	10
Figura 2. Árbol de Objetivos	11
Figura 3. Mapa del proceso	31
Figura 4. Panorámica de la zona de los campos petroleros Petrolea y Sardinata	36
Figura 5. Georeferencia de pozos y baterías en Sardinata Norte y Sur	44
Figura 6. Identificación de riesgos	

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Participación de agentes generadores	15
Cuadro 2. Composición de la propiedad de activos en generación	15
Cuadro 3. Composición de generación por tipo de energía	16
Cuadro 4. Tipo de demanda:	16
Cuadro 5. Relación de equipos y demanda de energía en campo de producción	27
Cuadro 6. Proyección anual de Demanda de Energía	29
Cuadro 7. Características de funcionamiento.	34
Cuadro 8. Características técnicas	35
Cuadro 9. Jerarquización por factores método de puntos	39
Cuadro 10. Condensado Emplazamiento	42
Cuadro 11. Obras civiles para la construcción de la planta.	45
Cuadro 12. Estructura salarial Ecopetrol S.A	46
Cuadro 13. Apoyo administrativo	46
Cuadro 14. Actividades del proyecto	57
Cuadro 15. Matriz de impactos presentados con proyecto	58
Cuadro 16. Factores determinantes en la importancia del impacto	60
Cuadro 17. Calificación de la importancia del Impacto	61
Cuadro 18. Matriz Ram	62
Cuadro 19. Matriz de evaluación de impactos ambientales	62
Cuadro 20. Impactos con evaluación Alta o muy alta	65
Cuadro 21. Inversión Diferida	67
Cuadro 22. Obras civiles	67
Cuadro 23. Valor inventarios (cifras en miles de pesos)	69
Cuadro 24. Inversión total (miles de pesos)	69
Cuadro 25. Apoyo operacional calificado	71
Cuadro 26. Costos Indirectos	71
Cuadro 27. Costos y gastos operacionales	73
Cuadro 28. Ingresos netos por ventas	73
Cuadro 29. Estado de resultado.	74
Cuadro 30. Flujo de Fuentes y Usos.	75
Cuadro 31. Balance General	76
Cuadro 32. Flujo de caja del Inversionista	78
Cuadro 33. Inversión total en términos económicos (miles de pesos)	81
Cuadro 34. Costos y gastos operacionales	82
Cuadro 35. Flujo de fuentes y usos en términos económicos	83

LISTA DE ANEXOS

	pág
Anexo A. Lista de precios de muebles y enseres	92
Anexo B. Cálculos Financieros	94

LISTA DE GRÁFICAS

	pág
Gráfica 1. Flujo de caja del inversionista	79
Gráfica 2. Flujo de caja económico	84

RESUMEN

TITULO: PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA A BASE DE GAS NATURAL EN ECOPETROL CAMPOS PERIFÉRICOS EN TIBÚ NORTE DE SANTANDER.*

AUTORES: CHAVES JAIMES, Carlos Arturo. Gestor Empresarial

ESPINOSA ARZUZA, Nurys Esther. Ingeniera en Vías y Transporte.**

PALABRAS CLAVES: Energía Eléctrica, Autogeneración, Planta Termoeléctrica.

DESCRIPCIÓN:

La presente monografía es el derivación del desarrollo un proceso sistemático de estudios de prefactibilidad realizados por los autores, motivados por la necesidad que tiene ECOPETROL de incrementar y asegurar la producción de petróleo en los campo ubicados en los corregimientos de Petrolea y Sardinata en el municipio de Tibú y de disponer de energía eléctrica exclusivamente para atender las necesidades de operación.

Los autores proponen la instalación y puesta en marcha de una planta termoeléctrica de autogeneración a base de gas que garantizará cumplir con la demanda actual del campo (860 kW/hora al nivel de 13.2KV) con una proyección de crecimiento anual del 14%.

De la evaluación financiera se proyecta una inversión requerida para el montaje de la planta de autogeneración y sus procesos incorporados de \$4.147.530.000; valor que se puede recuperar en el año 4, teniendo una proyección de 10 años de vida útil, además se tiene una TIR mayor que la tasa de oportunidad y un VPN positivo, indicando que es un proyecto viable.

El objeto del proyecto se ajusta a la actualidad y situación mundial sobre el uso significativo de la participación de energías alternativas en los procesos de producción industrial. Motivado por aspectos como la preocupación por el cambio climático, alteraciones en los precios del petróleo, aumento en conocimientos tecnológicos de vanguardia y sin dejar de lado los incentivos económicos que los gobiernos vienen otorgando a quienes las implementan.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas.- Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.- Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos.- Directora: Claudia Nelly Gonzales Pardo.- Ingeniera Industrial.

SUMMARY

I TITLE: PREFEASIBILITY FOR THE INSTALLATION OF A THERMOELECTRICAL NATURAL GAS-BASED PLANT IN ECOPETROL PERIPHERAL FIELDS IN NORTH TIBÚ OF SANTANDER.*

AUTHORS: CHAVES JAIMES, Carlos Arturo.- Gestor Empresarial

ESPINOSA ARZUZA, Nurys Esther.- Ingeniera en Vías y Transporte.**

KEY WORDS: Electrical Energy, Self-generation, Thermoelectrical Plant.

DESCRIPTION:

The present monograph is the derivation of the development of a systematic process of feasibility studies made by the authors, motivated by the necessity ECOPETROL has to increase and assure the production of petroleum in the field located in the groups of oil judges and Sardinata, in Tibú municipality and to have electrical energy exclusively to tend to the operation needs.

The authors propose the installation and the beginning of a thermoelectrical natural gas-based plant of self-generation that will guarantee fulfill the present demand of the field (860 kW/hour at the level of 13.2KV) with a projection of annual growth of 14%.

About the financial evaluation, an investment is required for the assembly of the self-generation plant projects and its incorporated processes of \$4.147.530.000; value that can be recovered in the 4rd year, having a projection of a 10-year utility life, in addition the rate of opportunity has a TIR greater than and a positive VPN, indicating that it is a viable project.

The object of the project adjusts to the present time and world-wide situation on the significant use of the participation of alternative energies in the processes of industrial production. Motivated by aspects as the concern by the climatic change, alterations in the prices of petroleum, increase in technological knowledge and without leaving aside the economic incentives that the government is been granting to those who implement them.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas.- Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.- Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos.- Directora: Claudia Nelly Gonzales Pardo.- Ingeniera Industrial.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera utiliza recursos naturales no renovables e importantes para el mundo moderno por la generación de energía a través de los derivados del petróleo, la explotación de los pozos petroleros se fundamenta en la utilización de máquinas y equipos eléctricos.

Ecopetrol S.A es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 35 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica. Cuenta con campos de extracción de hidrocarburos en el centro, el sur, el oriente y el norte de Colombia, dos refinerías, puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en ambas costas y una red de transporte de 8.124 kilómetros de oleoductos y poliductos a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

Este proyecto se desarrolla en la Gerencia Catatumbo Orinoquía (GCO) la cual fue creada con la reestructuración de Ecopetrol de 2008. En esta Gerencia se administran los activos de la Operación Directa y Asociada ubicados en los departamentos de Norte de Santander, Arauca y Casanare. El Departamento de Operaciones Catatumbo tiene la misión de coordinar la producción de los campos de operación directa de los corregimientos de: Rio Zulia, Petrólea, Sardinata y el campo Arauca ubicado en el Departamento del mismo nombre.

Instalar termogeneradores de energía eléctrica en campos de extracción que utilicen como combustible el gas extraído de los pozos petroleros contribuye en gran medida con el desarrollo económico de la zona y al fortalecimiento de la empresa en la región. En la actualidad existen proyectos que buscan incrementar

la producción de hidrocarburos en la región, creciendo la necesidad de contar con energía eléctrica.

1. JUSTIFICACIÓN

En las diferentes ramas de la industria es necesaria la energía eléctrica para soportar los procesos productivos, la industria petrolera no es la excepción. En los campos petroleros de Petrolea y Sardinata (Norte de Santander) se encuentran (40) cuarenta pozos productores de petróleo y gas con un potencial de consumo de energía eléctrica.

La zona se caracteriza por la ausencia de suministro de energía eléctrica por parte del comercializador local (CENS - Centrales Eléctricas de Norte de Santander) esta condición es generada por la dificultad de acceder a la zona y la presencia de grupos al margen de la ley. Ecopetrol ha operado en los últimos años con motores a combustión interna instalados en cada pozo productor de petróleo.

Contar con energía eléctrica en la zona podría facilitar la instalación de motores eléctricos y equipos que optimicen e incrementen la producción de petróleo y gas en los campos en mención, elevando los niveles de extracción y garantizando confiabilidad y productividad con el funcionamiento de equipos.

Ecopetrol proyecta el crecimiento de la producción de petróleo en los campos de Petrolea y Sardinata con la perforación de nuevos pozos y con la reactivación de pozos inactivos para lo cual es necesario el establecimiento de sistemas de producción y transporte de hidrocarburo con bajos niveles de falla.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar en estudio de pre-factibilidad la viabilidad técnica y financiera de instalar una planta de generación de energía eléctrica a base de gas natural en el sector de Petrolea y Sardinata emplazado en el municipio de Tibú (Norte de Santander).

2.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las variables dentro del sector y entorno de ECOPETROL que inciden en la instalación de una planta de generación de energía eléctrica a base de gas natural.
- Cuantificar y proyectar la demanda de energía eléctrica en los campos de Petrolea y Sardinata.
- Realizar un estudio técnico que permita determinar los elementos requeridos para el desarrollo del proyecto.
- Elaborar el presupuesto general y analizar la viabilidad Financiera del proyecto.
 - Determinar el impacto ambiental que podría generar la implementación de la planta de generación de energía eléctrica.
 - Revisar la viabilidad del proyecto desde el ámbito legal

3. ALCANCE

Con la ejecución del presente estudio se realizará el análisis de prefactibilidad, con el fin de determinar si es viable financieramente o no este proyecto. Para obtener estos resultados se deben evaluar los siguientes estimativos:

- Identificación de las necesidades de energía eléctrica en los campos de Petrolea y Sardinata en el municipio de Tibú.
- Cálculo de los costos de inversión en la adquisición de activos y la estimación de los costos de instalación de la planta de autogeneración de energía eléctrica.
- Cálculo de los ahorros que se recibirán por concepto de remuneración anual debido a la inversión que se realiza para mejorar la calidad y continuidad del servicio energético en el sistema eléctrico nacional y regional.
- Evaluación financiera que permita definir la viabilidad del proyecto. Para ello se debe analizar el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de retorno y la relación Beneficio Costo como indicadores más relevantes.
- Se realiza análisis de sensibilidad con variables que tienen peso a la hora de determinar la viabilidad del estudio, como lo son, la variación de la tasa representativa del mercado.

4. ANTECEDENTES E HISTORIAL DEL PROYECTO

“Colombia tendrá que iniciar una verdadera búsqueda de proyectos de generación que le permitan empezar a construir hidroeléctricas o termoeléctricas a partir del 2008, proyectos que se deben definir en una subasta que realizará el gobierno, con esto se inicia una verdadera carrera contrarreloj, pues la construcción de una planta de generación tarda cerca de siete años.

La necesidad de decidir las obras a desarrollarse tiene razones de fondo, ya que, si bien hay generación suficiente para atender la demanda nacional, durante los próximos cinco es importante que entre 2012 y 2018 se tengan instalados 1.800 megavatios adicionales.

Por el momento, la generación eléctrica en Colombia ha avanzado y los 13.354 megavatios de capacidad instalados permitieron enfrentar sin inconvenientes el Fenómeno de El Niño, que se presentó a finales de 2006 y comienzos del año 2007.

Sin embargo, teniendo en cuenta la creciente demanda interna y los proyectos de interconexión con otros países como Panamá, el Gobierno Nacional se verá obligado a lanzarse a la búsqueda de proyectos que empiecen a operar sin inconvenientes después del 2012.

La tarea de establecer cuáles serán las obras de infraestructura no es tan sencilla, ya que dependen en gran medida de los intereses de inversionistas extranjeros.

Según cálculos de la Asociación Colombiana de Generadores de Energía (Acolgen), es necesario atraer desde 2008 en promedio anual 400 millones de

dólares de nuevos recursos para desarrollar las construcciones y así mantener una adecuada capacidad.

Emgesa, catalogada como la segunda generadora del país, invertirá en los próximos 8 años, si encuentra las condiciones, hasta 1.000 millones de dólares. Según lo presupuestado por la Upme, en los próximos 3 años deben entrar a operar 12 proyectos que se encuentran en construcción, con una capacidad de 890 megavatios que permitirá atender la demanda. Por el momento, la obra más importante es la hidroeléctrica de Porce III de EPM que representa el 74 por ciento de la nueva capacidad. Dentro de los planes de generación a gas se destacan Termo Flores 4, Térmica del Café, Termo Upar, Termo Lumbí, Termo Yariguez y Termo Biblis, que en conjunto tienen una capacidad de 2.190 megavatios”¹.

Una de las principales políticas del sector ha sido incrementar la generación térmica: en 1992 el 78% de la energía era generada por plantas hidráulicas y el 22% por térmicas, mientras que en la actualidad la proporción es de 70% y 30%, respectivamente².

El Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento de los lineamientos trazados por el Gobierno Nacional a través de su Plan de Desarrollo, ha apoyado la ejecución de programas que lleven a ubicar al Gas Natural y al Gas Licuado del Petróleo GLP en aquellos sectores de consumo donde la prestación del servicio sea técnica y económicamente viable³.

“Inmerso en un bosque húmedo tropical ubicado en el nororiente colombiano se encuentra el departamento de Norte de Santander. Aproximadamente a 120 kilómetros de Cúcuta, su capital, está el municipio de Tibú. Allí, en medio de un clima cálido, los 40.000 habitantes de la población conviven con amplia diversidad de riquezas naturales como yacimientos de petróleo y carbón. La fiebre petrolera

¹ www.acolgen.org.co

² <http://www.lablaa.org/blaavirtual/economia/industriatitina/130.htm>

³ www.minminas.gov.co/minminas/pagesweb.nsf

llegó a la zona en la década de 1930, cuando se inició la actividad exploratoria en el campo Tibú. Para 1941 el campo estaba en explotación dentro de la Concesión Barco, operada por Colpet. En 1977 la operación del campo fue asumida por Ecopetrol, y tras la reversión de la concesión, en 1982, todos los derechos sobre la producción después de regalías recayeron sobre esta empresa.

En los últimos setenta años, la actividad petrolera ha representado para este municipio recursos económicos para el desarrollo e impulso de actividades sociales, recursos provenientes principalmente de regalías, inversiones sociales ejecutadas por la industria y la generación de empleo de mano de obra calificada y no calificada. Sin embargo, por la inercia propia de los grandes yacimientos, el campo Tibú ha venido disminuyendo su producción, que hoy en día es del 10% de la que tenía en sus años de esplendor en la década de 1960.

El campo se encuentra ubicado en la cuenca del Catatumbo, que a su vez forma parte de la gran cuenca del lago de Maracaibo, reconocida por ser prolífica tanto en Venezuela como en Colombia. Las características geológicas y de fluidos (dos anticlinales, varios yacimientos en ocho formaciones geológicas, profundidades entre 800 y 9.000 pies, variedades de crudo entre 16 y 52 grados API), sitúan al campo Tibú en una posición privilegiada frente a otros campos maduros.

Actualmente el espaciamiento de los pozos es superior a 90 acres, y todos ellos son verticales. Mediante un análisis técnico de la información existente podría programarse la perforación de pozos, tanto verticales como desviados, para efectuar el desarrollo adicional, disminuyendo así la distancia entre pozos y aumentando la capacidad de recobro de los yacimientos”⁴. Ante la creciente necesidad de energía eléctrica en la industria petrolera se propone que en Ecopetrol Tibú en los campos emplazados en las veredas de Petrolea y Sardinata se establezca un sistema de termogeneración que utilice como combustible gas natural obtenido de los pozos existentes en la zona.

⁴ http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera2005/gestion.htm

5. FORMULACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En Ecopetrol Campos Periféricos de Petrolea y Sardinata se cuenta con equipos y maquinaria utilizada para la extracción y transporte de petróleo a las estaciones de bombeo, el hidrocarburo es transportado a través del oleoducto Caño Limón hasta la estación de despacho internacional localizada en Coveñas.

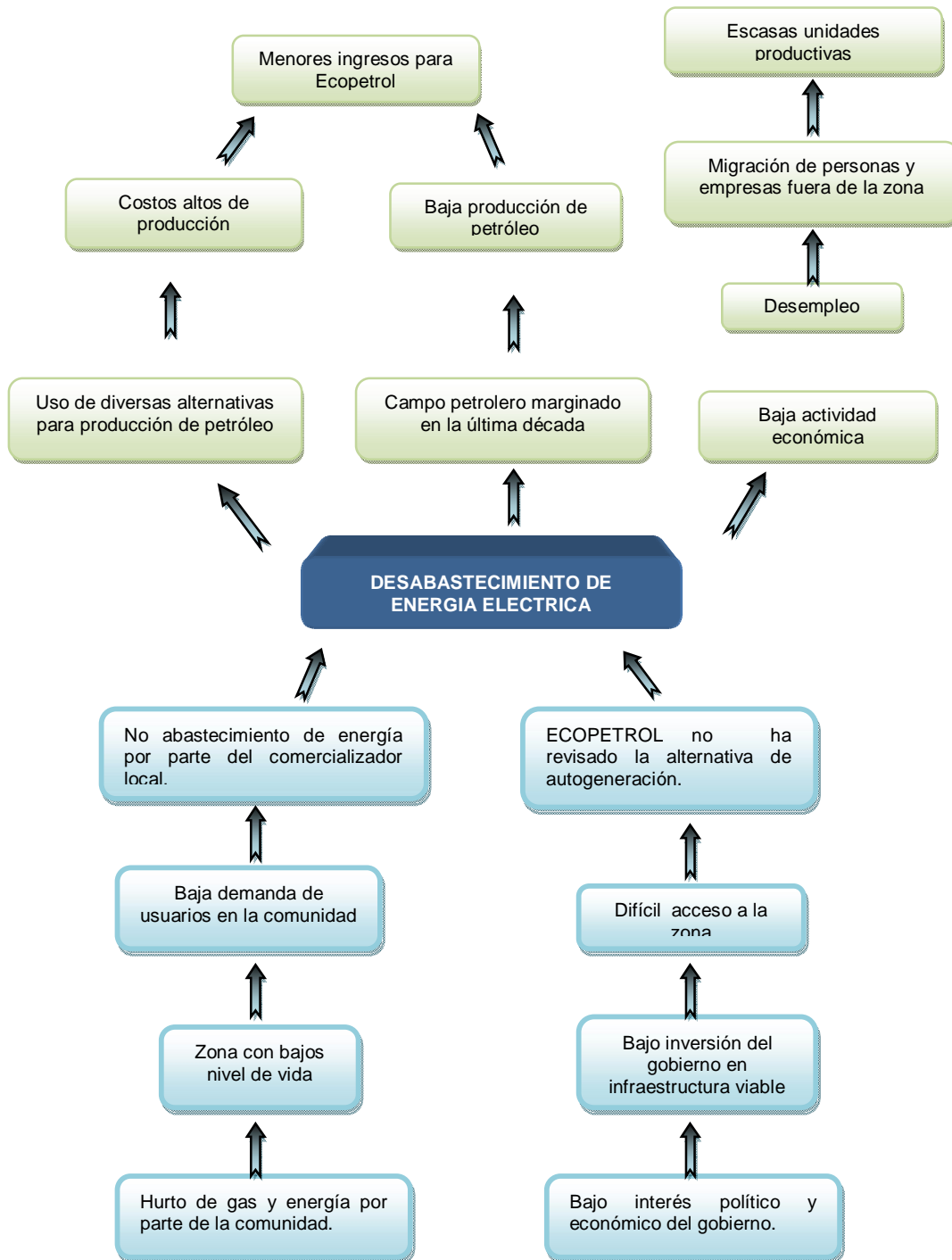
Los corregimientos de Petrolea y Sardinata se caracteriza por la ausencia de suministro de energía eléctrica por parte del comercializador local (CENS - Centrales Eléctricas de Norte de Santander) es generada por la dificultad de acceder a la zona y la presencia de grupos al margen de la ley que atentan contra la infraestructura eléctrica en el departamento de Norte de Santander.

En la actualidad se cuenta con producción de gas sin definición de uso, este recurso valioso está siendo desechado o usado por la comunidad de forma ilícita.

Desde el año 2007 se identificó la creciente necesidad de contar con electrificación en los campos de Petrolea y Sardinata del distrito de producción Norte localizados en Tibú Norte de Santander, debido al progresivo incremento en los costos de mantenimiento de los motores a combustión interna localizados en cada pozo productor, con una alta incidencia en la productividad y costos de operación por el nivel de obsolescencia. La autogeneración o producción propia de energía ofrece posibilidades muy interesantes con beneficios económicos, sociales, tributarios y políticos con la implementación de una planta de termo generación a base de gas natural.

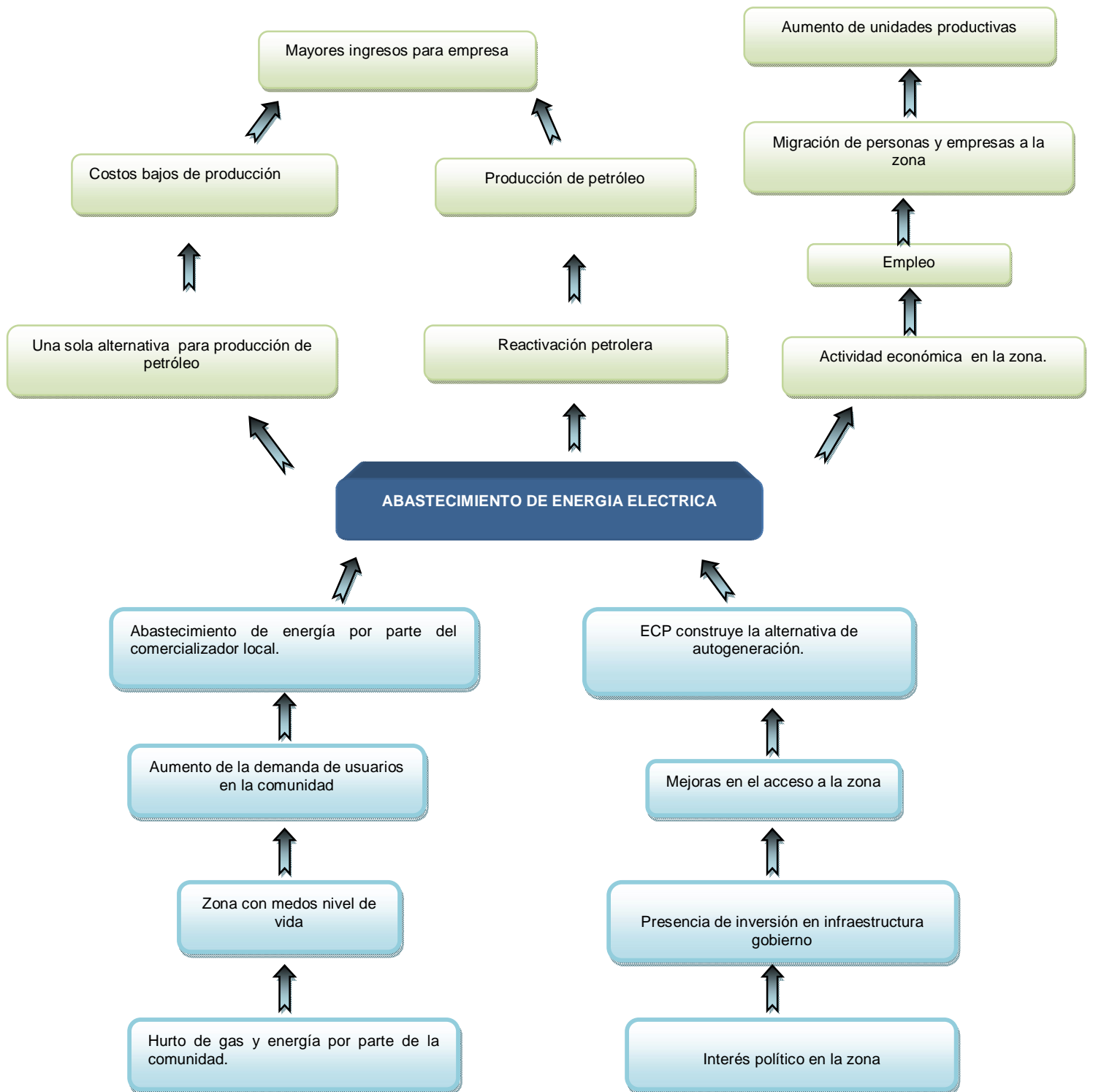
Los equipos existentes operan con motores a combustión interna. Al implementar una planta para generación de energía eléctrica a base de gas se puede cubrir la demanda actual que se estima es de 860 Kilovatios y tiene proyección de llegar hasta 3 Megavatios.

Figura 1. Árbol de Problemas



Fuente: Autores del proyecto

Figura 2. Árbol de Objetivos



Fuente: Autores del proyecto

Identificación de alternativas

Considerando los objetivos derivados de las causas del problema principal “DESABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, se asocian las acciones y elecciones de solución que formula el proyecto.

- Abastecimiento de energía por parte del comercializador local.
- ECOPETROL implementará la alternativa de autogeneración de energía eléctrica.

Análisis de alternativas para seleccionar la óptima

De las dos alternativas identificadas se seleccionó la segunda alternativa, “AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA “. En razón a la necesidad de aprovechar los recursos existentes y buscar la reducción de costos de producción de petróleo, teniendo como referencia las experiencias de otros campos de Ecopetrol en el País.

6. MARCO TEÓRICO

6.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA

“Desde que Nikola Tesla descubrió la corriente alterna y la forma de producirla en los alternadores, se ha llevado a cabo una inmensa actividad tecnológica para llevar la electricidad a todos los lugares habitados del mundo, por lo que, junto a la construcción de grandes y variadas centrales eléctricas, se han construido sofisticadas redes de transporte y sistemas de distribución. Sin embargo, el aprovechamiento ha sido y sigue siendo muy desigual en todo el planeta. Así, los países industrializados o del Primer mundo son grandes consumidores de energía eléctrica, mientras que los países del llamado Tercer mundo apenas disfrutan de sus ventajas.

La generación, en términos generales, consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea ésta química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Éstas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región o país tiene una variación a lo largo del día. Esta variación es en función de muchos factores, entre los que destacan: tipos de industrias existentes en la zona y turnos que realizan en su producción, climatología extremas de frío o calor, tipo de electrodomésticos que se utilizan más frecuentemente, tipo de calentador de agua que haya instalado en los hogares, la estación del año y la hora del día en que se considera la demanda. La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar el suministro. Esto conlleva el tener que iniciar la generación con unidades adicionales, ubicadas en la misma

central o en centrales reservadas para estos períodos. En general los sistemas de generación se diferencian por el periodo del ciclo en el que deben ser utilizados, siendo de base la nuclear o la eólica, de valle las termoeléctricas de combustibles fósiles, o de pico la hidroeléctrica principalmente (los combustibles fósiles y la hidroeléctrica también pueden usarse como base si es necesario).

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en termoeléctricas, hidroeléctricas, nucleares, eólicas, solares termoeléctricas, solares fotovoltaicas y mareomotrices. La mayor parte de la energía eléctrica generada a nivel mundial proviene de los tres primeros tipos de centrales reseñados. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada. Por otro lado, un 64% de los directivos de las principales empresas eléctricas consideran que en el horizonte de 2018 existirán tecnologías limpias, asequibles y renovables de generación local, lo que obligará a las grandes corporaciones del sector a un cambio de mentalidad⁵.

La evolución reciente de la composición hidrotérmica muestra un aumento significativo de la termoelectricidad como resultado de la entrada de inversionistas privados al percibir la necesidad de mercado por la vulnerabilidad ante la ocurrencia de eventos hidrológicos críticos. Este incremento de la componente térmica ha implicado una mejora significativa de la calidad del parque generador, debido a la entrada de unidades nuevas, más eficientes y modernas, y al retiro de algunas unidades obsoletas. Estos avances garantizan mejores respuestas del lado de la oferta ante eventualidades desfavorables en los aportes hidrológicos, como efectivamente ocurrió en el último evento de El Niño 1997-1998.

⁵ http://es.wikipedia.org/wiki/Central_el%C3%A9ctrica

El cuadro presenta la participación de los agentes generadores en la capacidad efectiva de generación y en la capacidad de almacenamiento. Seis agentes generadores (EMGESA, EPM, ISAGEN, Chivor, Tebsa y EPSA) poseen el 73.3% de la capacidad nacional de producción, mientras que el otro 26.7% está en manos de los 17 agentes generadores restantes⁶.

Cuadro 1. Participación de agentes generadores

Agente	Capacidad Instalada		Capacidad Embalse	
	(MW)	(%)	(GWh)	(%)
EMGESA	2495	21.5	7013	48.9
EPM	2013	17.3	5126	35.7
ISAGEN	1449	12.5	434	3
Chivor	750	6.5	1105	7.7
Tebsa	877	7.6	0	0
EPSA	982	8.5	439	3.1
Otros	3029	26.1	223	1.5
Total SIN	11595	100	14340	100

Fuente: www.termotasajero.com.co/page/index.php.

Sistema eléctrico Colombiano en cifras

Cuadro 2. Composición de la propiedad de activos en generación

Pública	4,731 MW	39.2%
Privada	7,105 MW	59.0%
Importación	221 MW	1.8%

Fuente: Autores del proyecto

⁶ http://www.termotasajero.com.co/ter_sector.htm

Cuadro 3. Composición de generación por tipo de energía

Hidroeléctrica	7898 MW	64.1%
Gas y Otros	2985 MW	32.1%
Carbón	718 MW	3.8%

Fuente: Autores del proyecto

Cuadro 4. Tipo de demanda:

Residencial	44%
Industrial	34%
Comercial, pública y otros	22%

Fuente: Autores del proyecto

6.1.1 Tipos de Energía. En la actualidad, los hidrocarburos son una de las grandes bases energéticas de nuestra sociedad. Pero son energías no renovables; es decir, una vez que se terminen, no podrán ser repuestas. Por lo tanto, científicos de todo el mundo se han dedicado a investigar la utilización de otros recursos energéticos para seguir "moviendo al mundo". La energía solar y la nuclear, que son dos grandes áreas de investigación. Pero también hay otras energías, menos conocidas y, por lo tanto, menos utilizadas. Son conocidas como inagotables, porque existirán siempre que exista nuestro planeta con sus actuales características. Ellas son, además de la energía solar, la geotérmica, la eólica y la oceánica.

6.1.2 Termo Generación De Energía Eléctrica. Los principales centrales térmicos de generación de energía en el país son:

- **Termocartagena.** “La compañía Emgesa, propiedad de la española Endesa y de una empresa municipal colombiana, adquirió por 17 millones de dólares los activos de Termocartagena, intervenida por el Estado colombiano y con una capacidad instalada de 186 megavatios”⁷.
- **Termobarranquilla (Tebsa).** “es el generador térmico más grande de Colombia, está ubicada en la Costa Norte, Departamento del Atlántico, Municipio de Soledad. La planta tiene una capacidad instalada de 870 MW, que en un futuro próximo se ampliará a 910, y genera, en condiciones normales, más del 10% de la demanda nacional, puede abastecer de energía eléctrica a la mayor parte de la Costa Atlántica Colombiana”⁸.
- **Termoguajira.** “La planta está ubicada en el municipio de Mingueo, Guajira, conformada por dos unidades turbo vapor Misubishi de 151 MW, con capacidad para generar con combustible gas y carbón. Esta dualidad de combustible y su ubicación geográfica le confiere un posicionamiento estratégico importante dentro del mercado de energía Colombiano, constituyéndose en un importante respaldo energético de la región y el país”⁹.
- **Termotasajero.** “1984 Inicio de operaciones el 17 de diciembre de 1984, fecha en la cual finalizó la prueba de Operación Comercial de la Central. departamento Norte de Santander, aproximadamente a 20 Km. al sur-occidente de la ciudad de Cúcuta, sobre la margen derecha del río Zulia, en jurisdicción del municipio de San Cayetano y en un lote situado a una altura aproximada de 260

⁷<http://www.financiero.com/minuto-minuto/empresa-endesa-compra-activos-termocartagena.asp>

⁸ <http://www.tebsa.com.co/historia.htm>

⁹ http://www.corelca.gov.co/contenido/genergia_termoguajira.shtml

m. sobre el nivel del mar. Este sitio fue escogido por sus ventajas geológicas, la cercanía a los sitios de suministro de carbón, así como a las líneas de transmisión existentes y al río Zulia, cuyo caudal garantiza la cantidad de agua requerida por el sistema de enfriamiento de la Central durante todo el año¹⁰.

- **TermoZipa.** con cuatro unidades de 30 MW cada una. Rara vez está en funcionamiento al 100% y algunos días, semanas y hasta meses jamás se prende. Esto sucede porque las Hidroeléctricas satisfacen con normalidad a Bogotá y sus alrededores. Sus dueños que son Energía de Bogotá (EEB y Endesa) la mantienen con las cuotas compensatorias del Sistema Mayorista de Energía de Colombia y con las ocasionales ventas que hacen al sistema interconectado. Funciona a carbón y es de las más costosas de operar en toda la geografía nacional, fue desarrollada y fundada por el Generalísimo Gustavo rojas Pinilla y asegurarle a la ciudad capital del país un "Backus" energético en caso de emergencias¹¹.

- **Termobarranca.** "es una central térmica localizada en Campo Galán a siete kilómetros del casco urbano de Barrancabermeja, sobre la margen derecha del Río Magdalena. La generación se inicia en 1970 con la puesta en operación de las unidades I y II, cada una de 12.500 kw/h. de capacidad y conectada al barraje de 34.500 voltios. La unidad N° III, con una capacidad de 66.000 kw/h, la cual fue conectada al sistema Nacional de 230.000 voltios. La unidad N° IV con una capacidad de 32.000 kw/h conectada al barraje de 115.000 voltios. La unidad N° V. está conectada al barraje de 34.500 voltios.

¹⁰ http://www.termotasajero.com.co/page/index.php?option=com_content&task=view&id=15&Itemid

¹¹ <http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?t=250539>

Con estos 145.000 kw/h instalados, Termobarranca en la actualidad participa en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia, siendo además un punto de enlace del anillo nacional de interconexión”¹².

- **Termoeléctrica de Paipa.** “construido en Paipa en una altitud de 2.500 m sobre el nivel del mar en la departamento de Boyacá, a 170 kilómetros de Bogotá, tiene reservas de carbón significativas. Esto asegura el suministro de electricidad para cubrir la demanda cada vez mayor de la energía durante períodos secos, cuando la hidroelectricidad está careciendo”¹³.

- **Termopalenque.** “En la actualidad la Central de Termopalenque cuenta con 15 Mw instalados para una potencia efectiva de 13 Mw en su unidad No 3, la cual entró en operación en 1971 y está funcionando en optimas condiciones, su combustible es gas natural, su velocidad 3600 rpm, de un solo eje y su el ciclo de trabajo es abierto. El último mantenimiento mayor fue realizado en diciembre de 1997. En eventos requeridos por el fenómeno cálido del pacífico o de mayor exigencia ha generado 71 Gwh (1992) y 28 Gwh (1998)”¹⁴.

- **Termoyopal.** “Fueron trasladadas las unidades 4 y 5 de generación de la planta de Termobarranca (50 MW) a Termoyopal, con el fin de aprovechar el gas a boca de pozo, garantizando un ahorro en el costo del transporte del gas, de manera que permita que las plantas sean despachadas por mérito dentro del Sistema Interconectado Nacional. Se proyecta incluir dos (2) nuevas unidades de 20 MW”¹⁵.

- **Centro de Generación Tibú:** Esta ubicado en el campo Tibú, en las instalaciones aledañas a la estación de recolección J-10. Estas instalaciones están

¹² http://www.essa.com.co/g_gen_ter.asp

¹³ <http://espanol.babelfish.yahoo.com>

¹⁴ http://www.essa.com.co/essa/generacion_termica5.aspx

¹⁵ Idem

localizadas en el municipio de Tibú, Norte de Santander. El Centro de Consumo se denomina campo Tibú y la carga está compuesta por Unidades de Bombeo mecánico y Bombas centrífugas con motores eléctricos. La presión de gas está entre 80 y 140 PSI. El gas disponible por 6 años es de 1.4MPCD. El suministro es de 3.5MW al nivel de 13.2KV.

6.2 MARCO CONTEXTUAL

La conversión tecnológica de los campo de Petrolea y Sardinata, pasando de motores a combustión interna a equipos con motores eléctricos representa oportunidades de mejorar los costos operacionales. La autogeneración de energía a través de una planta térmica implica inversión en la adquisición de los equipos, protección y control, la operación y mantenimiento, los cuales estarán a cargo directamente de Ecopetrol o de un Contratista.

Para asegurar la confiabilidad del sistema de producción debe existir conexión al Sistema Interconectado Nacional, se busca suplir la demanda de energía en el caso de presentasen fallas en los generadores que se encuentren instalados.

La planta de autogeneración está en capacidad de atender el 100% de la demanda actual, con estas facilidades eléctricas Ecopetrol S.A. obtendrá energía eléctrica a menor costo, generando ahorros sostenibles.

7. ESTUDIO SECTORIAL Y DEL ENTORNO

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Desde 1997 hemos marcado récords al obtener las más altas utilidades de una compañía colombiana en toda la historia. De los puntos a resaltar en la historia de la empresa está el año 2003 donde se convierte en sociedad pública por acciones y con una transformación tendiente a garantizar mayor autonomía financiera y competitividad dentro de la nueva organización del sector de hidrocarburos de Colombia, acogiendo entre sus estrategias establecer alianzas comerciales fuera del país.

Para los campos en estudio en el 2007 - 2008 se han vinculado recursos humanos y económicos direccionados mejorar las condiciones de los pozos que están produciendo y en explorar nuevos yacimientos de petróleo y gas que permitan incrementar la curva de producción.

7.1 ENTORNO

Entre las variables externas que influyen positiva o negativamente sobre el proyecto de termogeneración de energía eléctrica utilizando gas natural están:

- El proyecto se encuentra desarrollado dentro zona fronteriza con la nación de Venezuela, la cual tienen manejos políticos y diplomáticos especiales de acuerdo al estado en que se encuentre las relaciones entre los dos países. Las diferencias diplomáticas impactan sobre el comercio local y el suministro de combustibles en Norte de Santander.

- Los problemas de orden público: la zona se ve afectada por la presencia de grupos al margen de la ley que dificultan en momentos el acceso del personal, maquinaria y la operación de forma segura.
- La condiciones de la red vial que da acceso a la región del Catatumbo donde se desarrolla el proyecto presenta kilómetros de vía en muy malas condiciones a pesar de los esfuerzos que se vienen presentando por inversión del gobierno y sectores económicos de interés en la zona, como son los palmeros y carbones que en conjunto a la industria petrolera vienen realizando obras de construcción en la carretera principal mediante convenios.
- El apoyo del gobierno municipal de Tibú ya que este es un proyecto que beneficia a la comunidad a través de la generación de empleo en la fase de instalación y montaje de planta y posteriormente en la fase de operación.
- Dentro de las expectativas que puede tener la comunidad de la zona frente al proyecto, siempre que se habla de ECOPETROL se sobre dimensiona los beneficios que genera el proyecto. Se es claro con la comunidad de que la inversión es privada, sin dejar de lado la responsabilidad social de contribuir al desarrollo sostenible y bienestar de las comunidades del entorno.
- Gracias a el proceso de transformación que vive ECOPETROL y debido a la capitalización realizada en el 2007, se generaron los recursos necesarios para cumplir con el sueño de impulsar su crecimiento y hacerla más competitiva en el sector energético nacional e internacional. Con el Plan de expansión que tiene establecido ECOPETROL al 2015¹⁶. Sin embargo, con la crisis económica mundial y con la fluctuación en los precios internacionales del petróleo es factible que la industria petrolera adopte políticas de austeridad sobre inversiones de alto riesgo.

¹⁶ www.ecopetrol.com.co

7.2 EL SECTOR PETROLERO

El sector en el que se ubica el proyecto es el de explotación de minas y canteras, subsector extracción de petróleo crudo y de gas natural, actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y de gas y específicamente actividades de servicios relacionadas con extracción de petróleo y gas, excepto las actividades de exploración, el cual se puede clasificar con el código CIUU 1120.

7.3 REACTIVACIÓN PETROLERA

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos: “En el año 2003 se firmaron 21 nuevos contratos, la idea era mantener ese promedio y en la medida de lo posible superarlo. Al analizar los últimos 10 años, la curva muestra una declinación fuerte hasta 1999, cuando se llegó a un solo contrato de exploración y perforación. En el 2000 se firmaron 32 nuevos contratos, pero la tendencia volvió a ser decreciente: en el 2001 llegaron a 28 y en el 2002 sólo se firmaron 14. El año 2003 se volvió a obtener un crecimiento al llegar a 21 contratos y este la meta no sólo se cumplió sino que casi se dobla. De acuerdo con los analistas del sector de hidrocarburos, varios hechos confirman la recuperación de la competitividad petrolera de Colombia: el regreso de grandes empresas petroleras interesadas en explorar que habían abandonado el país como ExxonMobil, el aumento en la perforación de nuevos pozos petroleros, el incremento en la firma de contratos, la firma del mayor contrato de exploración en la historia del país a cargo y el interés general de petroleras nacional e internacionales de invertir en Colombia, las cuales están estudiando varias posibilidades”¹⁷.

“Colombia se convirtió en un exportador de crudo en los 80, a raíz de importantes descubrimientos en los campos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. La

¹⁷ <http://www.presidencia.gov.co/sne/2004/diciembre/13/15132004.htm>

producción del país creció de 126,000 bpd (barriles por día) en 1980 a 816,000 bpd en 1999, y las exportaciones alcanzaron \$4.500 millones de dólares en 2000.

Desde 2003, la producción se ha mantenido entre los 525.000 y los 540.000 bpd (barriles por día) La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es la agencia gubernamental encargada de manejar los recursos de hidrocarburos en Colombia; posee un ambicioso plan de inversión para mejorar la base de conocimiento y comprensión de la geología del país e impulsar la exploración del importante potencial de hidrocarburos existente, especialmente en las áreas menos exploradas. Para lograrlo, la ANH destinó entre 2005 y 2006, más de 130 millones de dólares en la compra de nuevos datos sísmicos y geológicos¹⁸.

Se concluye que existen potencialidades geológicas y oportunidades de crecimiento, Ecopetrol está realizando inversiones que conduzcan a incrementar la producción de petróleo en la zona del Catatumbo, caso específico de los campos Periféricos con la perforación de nuevos pozos y trabajos especiales para los ya existentes.

¹⁸ <http://www.rondacolombia2008.com/secciones/estructura/colombia/sector/sector.php>

8. ESTUDIO DE MERCADOS

8.1 OBJETIVO

Este estudio busca analizar todas las variables del mercado tales como: precio, promoción, nicho de mercado, competencia, características de los clientes potenciales del producto y subproductos, para evaluar la viabilidad técnica, determinando la aceptación del proyecto por parte de Ecopetrol S.A.

8.2 MERCADO OBJETIVO

Son los campos petroleros propiedad de Ecopetrol S.A en los corregimientos de Petrolea y Sardinata que hacen parte del municipio de Tibú en el Nororiente Colombiano. La infraestructura petrolera de la zona está conformada por 40 pozos productores, dos estaciones de recolección y bombeo de crudo.

8.3 EL PRODUCTO

El producto a desarrollar es una planta de termogeneración de energía eléctrica, utilizando como combustible gas natural extraído de los pozos petroleros de Ecopetrol existentes en las veredas de Petrolea y/o Sardinata en el municipio de Tibú en el departamento de Norte de Santander. El producto se clasifica como un servicio inmaterial debido en que a la medida que es producido es consumido dentro del proceso de extracción de crudo, no es posible inspeccionar el servicio antes de su producción.

8.4 PRECIO

En el presente proyecto busca realizar ahorro de costos de producción como

estrategia de optimización establecida dentro de los retos financieros de ECOPETROL.

Para la evaluación financiera dentro del proyecto se estimará el valor comercial del kilovatio/ Hora. Ecopetrol toma como punto de referencia que el costo de producir la energía eléctrica debe estar por debajo del precio comercial según proyectos similares establecidos dentro de ECOPETROL. El valor actual del kilovatio/ Hora es de doscientos ochenta pesos colombianos (\$ 280) KW/HORA como servicio comercial no regulado. Los precios evolucionarán de acuerdo a Índice de Precios al Productor (IPP) que se proyecte por el Banco de la República. El valor es citado del informe de Liquidación consumo de energía generado por el comercializador local “CENS” Centrales Eléctricas de Norte de Santander para el mes marzo del 2009.

8.5 PROMOCIÓN

La promoción se fundamenta en el valor ganado que representa para Ecopetrol la implementación de Autogeneración de energía a base de gas y el incremento en los niveles de producción de crudo como resultado del aseguramiento en la confiabilidad en los equipos y la reducción de pérdidas en barriles de producción por paradas de los mismos.

8.6 ESTUDIO DE OFERTA

En el sector de interés es insuficiente el suministro de energía eléctrica por parte del comercializador departamental (Centrales Eléctricas del Norte de Santander). No se evidencia oferta en la actualidad de generación de energía para la industria del petróleo, en el momento los equipos utilizados por parte de Ecopetrol en las unidades de bombeo mecánico son motores de combustión interna a gas, los cuales tiene la particularidad de desplegar un alto consumo de Horas Hombre en

el mantenimiento y operación. Aspectos como las condiciones del clima y manipulación de externos están ocasionando pérdidas de producción por fallas en el funcionamiento.

8.7 ANÁLISIS DE LA DEMANDA

El Centro de Consumo de los Campos Periféricos presenta una carga compuesta para doce (12) Unidades de Bombeo mecánico y tres (3) Bombas centrífugas con motores eléctricos en cada unas de las estaciones de bombeo. De la demanda objetivo el proyecto tendrá una participación del 100%.

La demanda proyectada con las condiciones actuales del campo es de 860 kW/hora al nivel de 13.2KV y como condición opcional a partir del año primer año de ejecución del proyecto, se proyecta suministrar 1.5 MW al nivel de 13.2 KV, debido a la puesta en marcha de campañas de perforación del que se proyectan a tener un crecimiento de 60% en la producción y la instalación de unidades de bombeo mecánico a 5 pozos que se encuentran en la actualidad en flujo natural.

Cuadro 5. Relación de equipos y demanda de energía actual en campo de producción

FIELD	WELL	WELL CURRENT	EQUIPO	POTENCIA REQUERIDA (KW)
SARDINATA	SS-34	ACTIVO	FLUJO NATURAL	0
	SS-33	ACTIVO	FLUJO NATURAL	0
	SS-32	INACTIVO	FLUJO NATURAL	0
	SS-20	ACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56
	SS-4K	ACTIVO	FLUJO NATURAL	0
	SS-19	ACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56

	SS 35	ACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56
PETROLEA	PET-90	ACTIVO	MOTOR CUMMINS + BOMBA PACIFIC 75 GMP @250 PSI	56
	PET-31	INACTIVO		0
	PET-34	INACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56
	PET-29	ACTIVO	MOTOR WAUKESHA 55HP @1250 RPM	41
	PET-226	ACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56
	PET-227	ACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56
	PET-225	ACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56
	PET 231	ACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56
	PET 229	ACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56
	PET 232	ACTIVO	MOTOR CUMMINS 75HP @1400 RPM	56
	SUBTOTAL POR POZOS			
LOCATION	EQUIPMENT	E. CURRENT	EQUIPO	POTENCIA REQUER.(KW)
ESTACION PET	BOMBA REDA TRANSFER.	500 GMP @300 PSI	100HP @3750 RPM	75
ESTACION PET	BOMBA GOULD TRANSFER.	350 GMP @300 PSI	3306 - 110 HP @1700 RPM	83
ESTACION SS	BOMBA GD TRANSFERENCIA	TRIPLEX	60 HP; 1200 RPM	45
SUBTOTAL POR ESTACIONES				203
TOTAL REQUERIMIENTO ENERGIA PET Y SARD				860

Fuente: Autores del proyecto

De acuerdo a estudios realizados por el grupo de Ingeniería y la Vicepresidencia de exploración y perforación de Ecopetrol para el campo de Petrolea y Sardinata se proyecta la implementación de campañas de perforación de cuatro (4) pozos por año durante los próximos siete (7) años. A continuación se ilustra en la Cuadro No. 6 la línea de demanda para diez años.

En el año cero (0) se realizarán las inversiones en adecuación y construcción de infraestructura física e instalación de equipos. Se iniciará en la fase de generación de energía a partir del año uno (1).

Cuadro 6. Proyección anual de Demanda de Energía

AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
860	980	1,118	1,274	1,453	1,656	1,888	2,152	2,453	2,797

Fuente: Autores del proyecto

9. ESTUDIO TÉCNICO

9.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN

El proceso principal indica que a través de una máquina de combustión interna que se alimenta con gas natural se producirá energía eléctrica aprovechable.

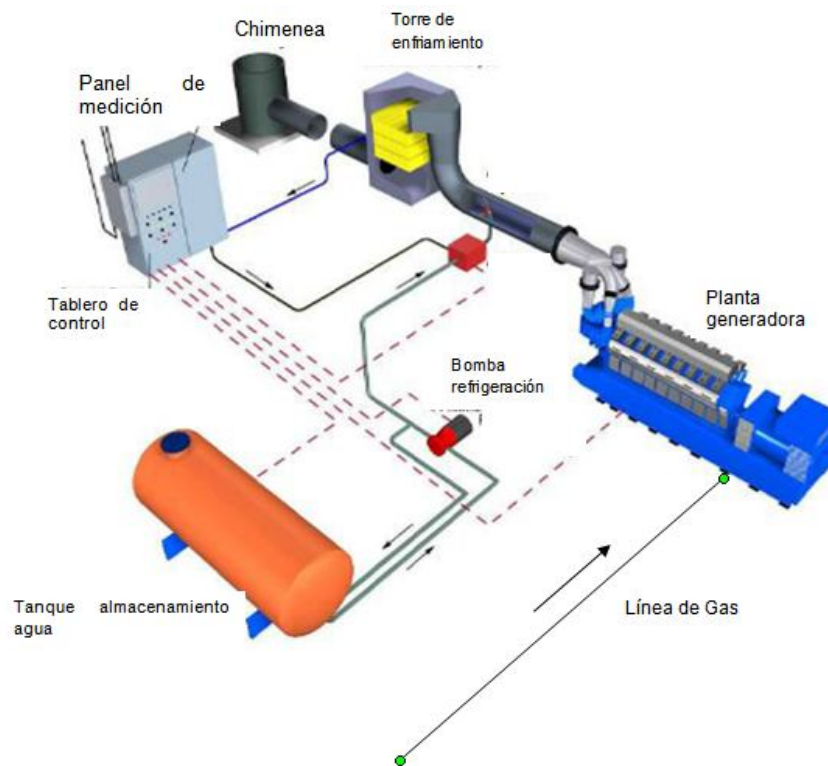
Las etapas dentro del proceso son:

1. El proceso de producción inicia con la entrada del gas que viene del campo de los pozos productores.
2. Para asegurar la calidad del gas se va ingresar a la máquina de combustión o generador se realizará una etapa de tratamiento del gas, donde el gas que ingresa del campo se lleva a unos separadores e intercambiadores donde se le retiran de manera mecánica los posibles líquidos.
3. Tratado el gas se ingresa al motor generador que va acoplado al eje de rotación del motor generador cuyo producto es la energía eléctrica.
4. Alternativa la Etapa de Enfriamiento es la etapa que se encarga de enfriar o retirar el calor que se produce al quemarse el gas. Del calor producido una parte se disipa a través del bloque del motor por la fricción, dirigiéndose al aceite, el agua dentro del motor y al aire admisión que se comprime con la turbina. La torre enfriamiento debe tener un abastecimiento de agua constante de 3 a 5 m³ por hora debido a la pérdida que se tiene por evaporación. La finalidad de la etapa es mantener una temperatura óptima al motor generador para garantizar una operación eficiente.

5. Existe dentro del proceso de producción equipos complementarios como el módulo de arranque neumático, bombas auxiliares, modulo del silenciador, modulo controlador de temperatura, agua y aceite o lubricación que teniendo un protocolo de comunicación y señales genera alertas sobre la operación en conjunto del proceso de generación de energía.
6. La energía obtenida del motor generador se saca a celdas e interruptores los cuales van por cableado a sala de control.
7. La energía es entrega a una subestación de suministro de energía

9.2 MAPA DEL PROCESO

Figura 3. Mapa del proceso.



Fuente: Autores del Proyecto.

9.3 TAMAÑO DE LA PLANTA

Para el tamaño de la planta se revisan aspectos técnicos de la proyección de carga eléctrica, y aspectos como medio de desplazamiento hasta el sitio de emplazamiento de las plantas. Dentro de los proveedores de los equipos están Stewart & Stevenson de las Américas Colombia Ltda, Cummins API, Waukesha y Plantas de Generación Wartsila. En la figura No. 3 se muestra el típico esquema de una planta de este tipo.

Fotografía 1. Esquema de la ubicación de la planta



Fuente: www.wartsila.com/en/producservices.htm

Se proyecta que el área que se debe comprar es de 10.000 m² de manera que se puedan instalar:

1. Sistema de acondicionamiento de suministro de gas. Corresponde a líneas para almacenamiento y transporte de gas.
2. Sistema de tratamiento del gas. Hace referencia a equipos para realizar secado y compresión del gas.
3. Máquinas de Generación. Unidades de generación de energía eléctrica.
4. Sistema de transformación a niveles de 13.2KV. Subestación eléctrica
5. Sistema de seccionamiento y operación del sistema de generación.
6. Cuarto de Control.
7. Redes de suministro a 13.2KV. Redes de transporte de energía.
8. Vía de Acceso al Centro de Generación de energía eléctrica. Construcción de dos (2) kilómetros de vía pavimentada.

9.4 TECNOLOGÍA

La planta generadora de energía debe garantizar disponibilidad del 100% de la demanda de los campos.

Sustentado en el ejercicio comparativo realizado con cuatro (4) marcas como lo son: Wartsila, Cummins, Waukesha y Caterpillar, se definen y evalúan las características de funcionamiento:

Cuadro 7. Características de funcionamiento.

CARACTERÍSTICAS EVALUADAS	PROVEEDORES DE PLANTAS			
	Wartsila	Cummins	Waukesha	Caterpillar
Calidad de gas a utilizar	X			
Disponibilidad de la maquina en sitio	X	X	X	
Capacidad de generación	X	X	X	X
Variedad en la rata de velocidad de trabajo (revoluciones/minuto)	X		X	
Flexibilidad en Tamaño de la planta	X			X
Flexibilidad de despiece de la maquina al momento de transporta			X	X
Servicio post venta	X			
Por experiencia en el mercado	X		X	X
Por recomendación en proyectos similares dentro del ECOPETROL	X		X	

Fuente: Autores del proyecto

En razón al cumplimiento de las especificaciones técnicas, reconocimiento en la industria petrolera y servicios posventa las máquinas de Generación a utilizar a lo largo del proyecto serán plantas marca Wärtsilä 20, con capacidad de generación

entre 960 a 1500 KV cada una, peso entre 19 y 25 toneladas. En el Cuadro No. 7 se relacionan las características técnicas para la planta Wartsila 20¹⁹.

Cuadro 8. Características técnicas

Cylinder configurations:	6L, 8L, 9L
Power, electrical output (kW):	969 - 1539
Rated speed (rpm):	900, 1000
Cylinder bore (mm):	200
Piston stroke (mm):	280
Mean effective pressure (bar):	24.6 - 28.0
Weight (tonnes):	19 - 25
Size (mm) (L x W x H):	5400 - 6820
Heat rate kJ/kWh:	1850 - 1950
Electrical efficiency (%):	2375 - 2620

Fuente: www.wartsila.com/en/producservices.htm

De acuerdo a la demanda inicial se debe instalar una planta de generación; con el crecimiento anual proyectado en el quinto año se instalará la segunda planta, con la cual se incrementará la generación cubriendo la necesidad del campo hasta el décimo año (Ver Cuadro 5 Proyección anual de Demanda de energía). Los equipos y los materiales deben cumplir con normas y estándares de diseño internacionalmente aceptados tales como: IEC, ISO, ASME, ASTM, DIN, BS, JGS, o equivalentes.

La presión de gas suministrado por ECOPETROL estará entre 30 y 80 PSI. La distancia al punto de toma de gas es de 100 metros. La distancia al punto de toma de alto potencial de gas es de 2000 metros.

¹⁹ www.wartsila.com/en/producservices.htm

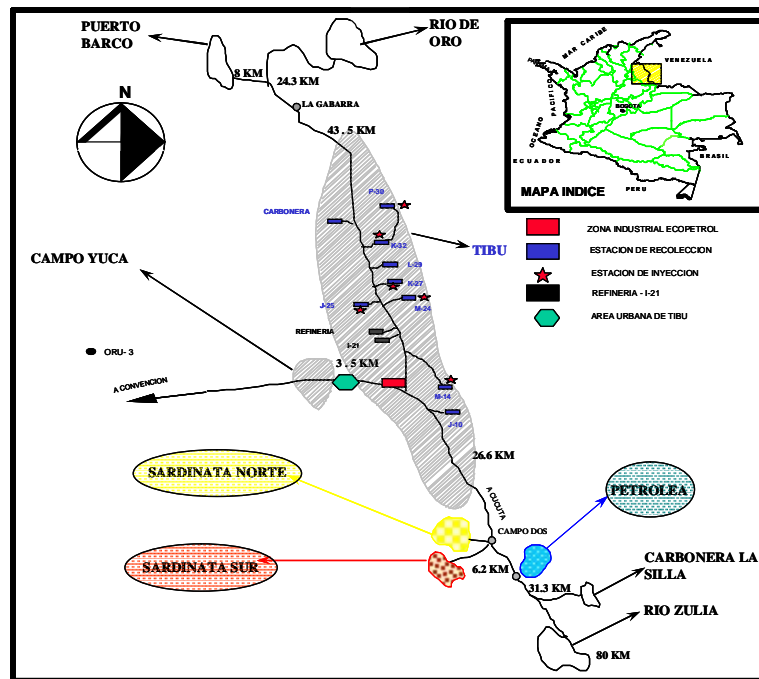
En cuanto al diseño de las instalaciones eléctricas, se deberá dar estricto cumplimiento a las disposiciones consideradas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, vigente en Colombia.

Los equipos y accesorios requeridos para la medición de gas suministrado, cumplirán especificaciones de la empresa. ECOPETROL tiene homologado para fiscalización y transferencia de gas bajo custodia medidores tipo platina de orificio, diafragma ó ultrasónico de acuerdo con las especificaciones AGA y API.

9.5 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

Macrolocalización. La planta Termoelectrica de autogeneración objeto de este estudio funcionará en el en el municipio de Tibú, corregimiento de Sardinata y Petrolea en el departamento de Norte de Santander.

Figura 4. Panorámica de la Zona de los campos Petroleros Petrolea y Sardinata



Fuente: Ecopetrol S.A.

Emplazamiento. El lugar seleccionado para la instalación y puesta en funcionamiento de la Planta Termoeléctrica de autogeneración operación y control será dentro de las áreas operativas destinadas para el campo petrolero de ECOPETROL acuerdo a lo establecido en el plan de ordenamiento territorial del municipio de Tibú aprobado.

Para identificar de manera técnica la ubicación se hará uso del método cualitativo por puntos. El croquis de la micro localización teniendo en cuenta que ésta localización es la más adecuada para la planta Termoeléctrica de autogeneración se ajusta a la legislación vigente. La ubicación estratégica deberá contar con todos los factores apropiados para el funcionamiento de ECOPETROL, previo análisis con el estudio de puntos, que consiste en una comparación cualitativa de varios sitios. El procedimiento a utilizar está relacionado con la jerarquización de factores cuantitativos así:

- Lista de los factores relevantes.
- Asignar un peso a cada factor para indicar su importancia y el peso asignado dependerá exclusivamente de los investigadores.
- Asignar una escala común a cada factor y elegir un mínimo.
- Calificar a cada sitio potencial de acuerdo a la escala.
- Designar y multiplicar la calificación por el peso.
- Sumar la puntuación de cada sitio y determinar la opción que obtenga la mayor calificación.

Los factores a tomar como base para la elección de la mejor alternativa donde funcionará la planta son:

- Vías de acceso.
- Infraestructura de servicios.

- Costo del terreno.
- Reglamentos y disposiciones gubernamentales (plan de ordenamiento territorial).
- Impacto social.
- Seguridad (policía, bomberos).

Para el análisis se tendrá en cuenta los siguientes sitios:

- Batería de recolección Campo Sardinata Norte.
- Batería de recolección Campo Sardinata Sur.
- Batería de recolección Campo Petrolea.

Con los datos recolectados se aplica el método enunciado, tal como aparece en el siguiente cuadro para la selección del mejor sitio donde quedará ubicada la Planta Termoeléctrica se da importancia a cada factor o peso asignado y de acuerdo a esto se toma una escala común o jerarquización de factores cuantitativo. La metodología es la siguiente: ya escogido el peso asignado para cada factor relevante, de acuerdo a su importancia se le asigna una calificación, la cual se multiplica por el peso asignado dando como resultado una calificación ponderada. Este procedimiento se realiza con todos los sitios escogidos. El sitio que obtenga la mayor calificación ponderada sumando factor por factor será el sitio escogido.

Determinación de la ubicación:

Cuadro 9. Jerarquización por factores método de puntos

FACTORES	OPCIONES	UBICACIONES	PUNTAJE	PONDERACIÓN	%
F1	VÍAS DE ACCESO				
GRADO 1	MUY COSTOSO	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA NORTE	25	50	10%
GRADO 2	COSTOSO	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA SUR	50		
GRADO 3	POCO COSTOSO	BATERIA RECOLECCION CAMPO PETROLEA	30		
F2	INFRAESTRUCTURA DE SERVICIOS.				
GRADO 1	NULA	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA NORTE	20	25	5%
GRADO 2	REGULAR SERVICIO	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA SUR	25		
GRADO 3	BUEN SERVICIO	BATERIA RECOLECCION	20		

		CAMPO PETROLEA			
F3	COSTO DEL TERRENO.				
GRADO 1	MUY COSTOSO	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA NORTE	50	50	10%
GRADO 2	COSTOSO	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA SUR	50		
GRADO 3	POCO COSTOSO	BATERIA RECOLECCION CAMPO PETROLEA	50		
F4	REGLAMENTOS Y DISPOSICIONES GUBERNAMENTALES (PLAN DE ORDENAMIENTO TERRITORIAL).				
GRADO 1	RESTRINGEN	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA NORTE	100	100	20%
GRADO 2	CONDICIONAN	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA SUR	100		
GRADO 3	PERMITEN	BATERIA	100		

		RECOLECCION CAMPO PETROLEA			
F5	IMPACTO SOCIAL				
GRADO 1	ALTO IMPACTO	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA NORTE	100	100	20%
GRADO 2	MEDIO IMPACTO	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA SUR	80		
GRADO 3	POCO IMPACTO	BATERIA RECOLECCION CAMPO PETROLEA	60		
F6	SEGURIDAD (POLICÍA, BOMBEROS).				
GRADO 1	MALO	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA NORTE	30	50	10%
GRADO 2	REGULAR	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA SUR	50		
GRADO 3	BUENO	BATERIA RECOLECCION	50		

		CAMPO PETROLEA			
F7	CANTIDAD PRODUCCION GAS				
GRADO 1	MALO	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA NORTE	90	125	25%
GRADO 2	REGULAR	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA SUR	125		
GRADO 3	BUENO	BATERIA RECOLECCION CAMPO PETROLEA	10		
				500	100%

Fuente: Autores del proyecto

Cuadro 10. Condensado Emplazamiento

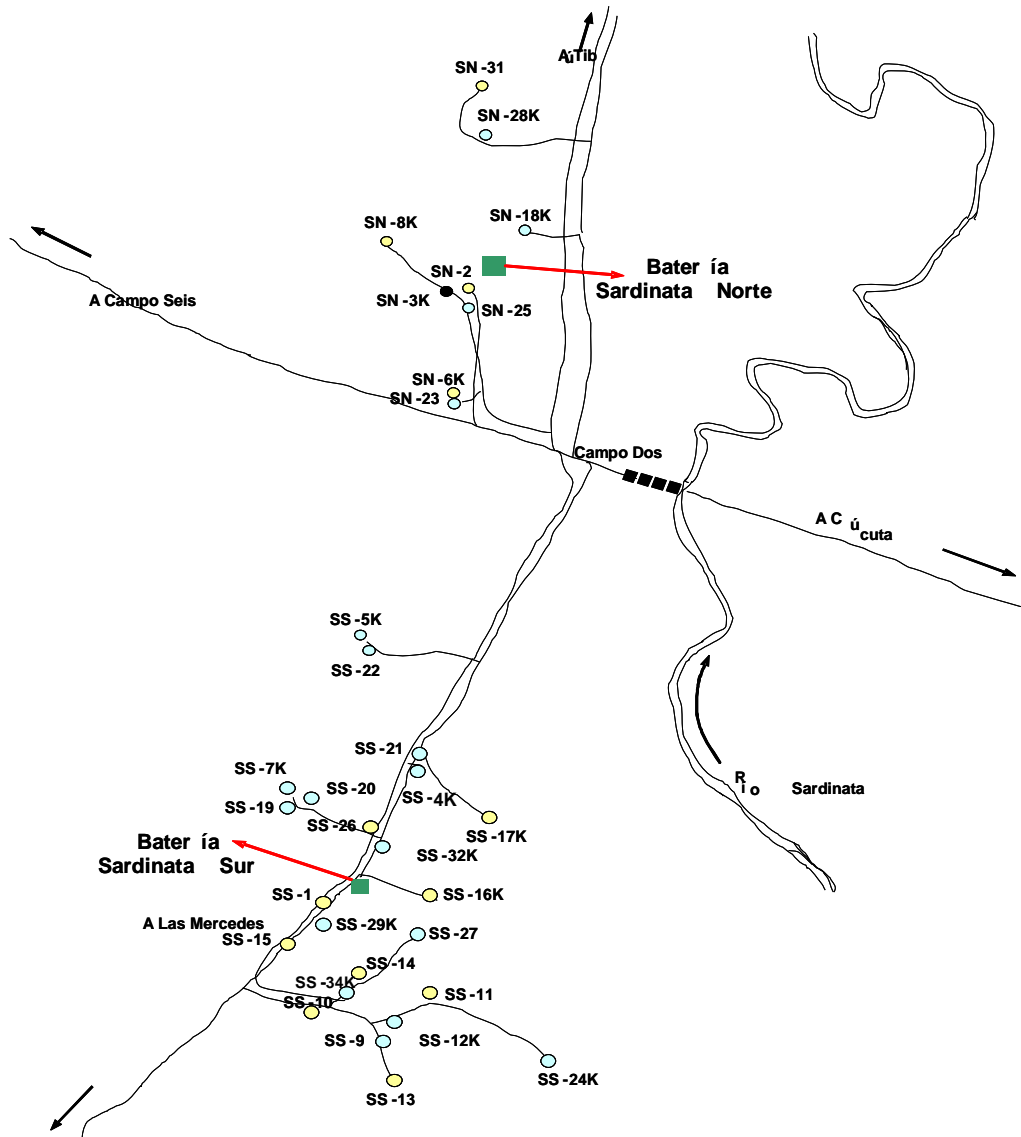
FACTOR	BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA NORTE		BATERIA RECOLECCION CAMPO SARDINATA SUR		BATERIA RECOLECCION CAMPO PETROLEA	
	Grado	Puntos	Grado	Puntos	Grado	Puntos
1	1	25	3	50	2	30
2	1	20	3	25	2	20
3	3	50	3	50	3	50
4	3	100	3	100	3	100
5	2	100	3	80	1	60
6	1	30	2	40	3	50
7	2	90	3	125	1	10
TOTAL PUNTOS		415		470		320

Fuente: Autores del proyecto

Dentro de los factores analizados existen tres de gran relevancia: costos, accesos y seguridad, obviamente teniendo en cuenta las disposiciones gubernamentales los cuales influyeron para escoger el sitio adecuado. La ubicación se seleccionó teniendo en cuenta el P.O.T. (Plan de Ordenamiento Territorial).

De acuerdo al resultado obtenido el sitio de Batería de Recolección campo Sardinata Sur es el escogido como sitio de emplazamiento para la construcción la Planta Termoeléctrica

Figura 5. Georeferencia de pozos y baterías en Sardinata Norte y Sur



Fuente: ECOPETROL.

9.6 OBRAS FÍSICAS

Dentro de las obras civiles necesarias a realizar para la construcción de la planta están: Construcción de edificios, montaje de máquinas, facilidades mecánicas, vía de acceso, cerramiento perimetral.

Cuadro 11. Obras civiles para la construcción de la planta.

OBRAS CIVILES	VR. UNITARIO (miles de pesos)	CANTIDAD	COSTOS (miles de pesos)
Limpieza y rocería	\$ 2.09	10000	\$ 20,880
Construcción, adecuación infraestructura física	\$ 2,500.00	225	\$ 562,500
Vía de acceso asfaltada	\$ 250,000.00	2	\$ 500,000
Sistema séptico	\$ 100,000.00	1	\$ 100,000
Construcción de línea de flujo agua y gas	\$ 400.00	2000	\$ 800,000
Cerramiento perimetral	\$ 1,500.00	400	\$ 600,000
TOTAL			\$ 2,583,380

Fuente: Autores del Proyecto, con base a la cotización de varios contratistas

9.7 ASPECTOS ADMINISTRATIVOS Y ORGANIZACIONALES

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de

manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.²⁰

Para la operación de la planta de autogeneración de energía se debe contar con personal disponible 24 horas los 365 días del año. Los salarios utilizados son los establecidos por memorando interno de Ecopetrol “Disposiciones salariales para actividades conexas”

Cuadro 12. Estructura salarial Ecopetrol S.A.

ITEM	PERSONAL DIRECTO	CANTIDAD	SALARIO MENSUAL	VALOR ANUAL
1	Coordinador de Planta	1	\$ 9,200,000	\$ 110,400,000
2	Supervisor	1	\$ 8,050,000	\$ 96,600,000
3	Operador	4	\$ 20,240,000	\$ 242,880,000
		TOTAL	\$ 37,490,000	\$ 449,880,000

Fuente: Autores del proyecto

Dentro del desarrollo de la actividad productiva se requiere asesoría en aspectos ambientales y el aseguramiento de la confiabilidad de los equipos, para ello se contempla por prestación de servicios por horas.

Cuadro 13. Apoyo administrativo

ITEM	SERVICIOS CONTRATADOS	UNIDAD	CANTIDAD (anual)	VR HH	VALOR TOTAL
1	Servicio Ambiental Auditor	Horas Hombre	96	\$23,000	\$ 2,208,000
2	Servicio mantenimiento electromecánico de	Horas Hombre	1920	\$23,000	\$ 44,160,000
TOTAL					\$ 46,368,000

Fuente: Autores del proyecto

²⁰ <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=30&conID=38178>

10. ESTUDIO LEGAL

Con base en la política de la nueva Constitución, según la cual el Estado debe cumplir una función más de regulador, control y vigilancia que de administrador. A partir de la Constitución de 1991 se admitió como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos la competencia para hacer posible la libre entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios, caso que aplica para el proyecto en este momento ECOPETROL S.A es agente interesado de autogenerarse energía para su operación en campos de producción de crudo.

El Gobierno Nacional como ente regulador en diciembre de 1992 el reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de Planeación Minero Energética (UPME)

La Comisión de Regulación es quien regula las actividades de los servicios públicos, con objetivo de lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) que se presten, a menor costo posible para los usuarios.

ECOPETROL se acoge a la condición de Autogenerador teniendo en cuenta las regulaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG para este efecto. Sobre el particular, se anota que la Resolución CREG 084 de 1996 Define Autogenerador así: “Es aquella persona natural ó jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no

usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no ser propietario del sistema de generación²¹.”

Por otra parte, el artículo 8º de la Resolución antes citada establece que: El Autogenerador, de acuerdo con la definición consignada en el artículo 1º de la presente resolución, no puede vender parcial o totalmente su energía a terceros si quiere mantener la categoría de Autogenerador. No obstante, en situaciones de racionamiento declarado de energía, los Autogeneradores podrán vender energía a la bolsa en los términos comerciales que se definan en el respectivo estatuto.”

Adicional el desarrollo de proyectos en el Mecanismo de Desarrollo Limpio trae algunos incentivos tributarios, según la ley 788 de 2002 donde introduce modificaciones en el Estatuto Tributario para proyectos de reducción de gases tipo Invernadero. Según Artículo 18. Otras rentas exentas. Adicionase el Estatuto Tributario con el siguiente artículo:

“Artículo 207-2. Otras rentas exentas: Son rentas exentas las generadas por los siguientes conceptos, con los requisitos y controles que establezca el reglamento:

1. Venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de quince (15) años, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

a) Tramitar, obtener y vender certificados de emisión de bióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kyoto;

²¹ Suministro de energía eléctrica mediante la disponibilidad de generación a gas en sitio, para los campos de producción de Ecopetrol S.A

b) Que al menos el cincuenta por ciento (50%) de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador.

A continuación se enuncian otros documentos relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica.

Documentos relacionados:

Constitución Nacional de 1991. Que la Constitución Política de 1991 en su artículo 80, establece que el Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. En el mismo sentido el artículo 334 prevé que la dirección general de la economía estará a cargo del Estado y este intervendrá por mandato de la ley en la explotación de los recursos naturales²².

Protocolo de Kioto: El Estado Colombiano ratificó la Convención Marco de Cambio Climático mediante la ley 164 de 1995 y el Protocolo de Kyoto mediante la Ley 629 del 27 de diciembre de 2000. El Gobierno nacional, cumple las obligaciones que se derivan de estas leyes tanto a nivel nacional como internacional²³.

Ley 697 de 2001: mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones²⁴.

²² <http://www.si3ea.gov.co/Si3ea/Documentos/ciure/Documentos/Juridico/Decreto3683.pdf>

²³ http://unfccc.int/files/adaptation/adverse_effects_and_response_measures_art_48/application/pdf/

²⁴ http://www.lawea.org/documentos/Colombia_Ley_697.pdf

Ley 99 de 1993: Por la cual se crea el MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental –SINA²⁵.

Ley 491 de 1999: la presente ley es crear los seguros ecológicos como un mecanismo que permita cubrir los perjuicios económicos cuantificables a personas determinadas como parte o como consecuencia de daños al ambiente y a los recursos naturales y la reforma al Código Penal en lo relativo a los delitos Ambientales, buscando mejorar la operatividad de la justicia en este aspecto, lo anterior en desarrollo del artículo 16 de la Ley 23 de 1973²⁶.

Decreto 564 del 24 de febrero del 2006: Por el cual se reglamentan las disposiciones relativas a las licencias urbanísticas; al reconocimiento de edificaciones; a la función pública que desempeñan los curadores urbanos; a la legalización de asentamientos humanos constituidos por viviendas de interés social, y se expiden otras disposiciones"

Decreto 70 de 2001: Sector Administrativo de Minas y Energía las demás entidades que se encuentren vinculadas, se vinculen o adscriban al Ministerio de Minas y energía²⁷.

Decreto 2811 de 1974: Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente²⁸.

Decreto 901 de 1997 (Tasas retributivas): Por medio del cual se reglamentan las

²⁵ http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley/1993/ley_0099_1993.html

²⁶ http://www.ingeminas.gov.co/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=115&

²⁷ http://www.ingeminas.gov.co/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=63&Itemid=1

²⁸ <http://www.cdmb.gov.co/normas/decreto28111974.htm>

tasas retributivas por la utilización directa o indirecta del agua como receptor de los vertimientos puntuales y se establecen las tarifas de éstas²⁹.

Decreto 948 de 1995 (Emisiones atmosféricas y calidad del aire): Reglamento de protección y control de la calidad del aire y reglamento de prevención y control de la contaminación atmosférica³⁰.

Decreto 1220 de 2005 (Licencias Ambientales): Identifica cuales son las autoridades ambientales competentes para otorgar o negociar licencias ambientales conforme a la ley.³¹

Decreto 1594 de 1984 (Usos Sanitarios del agua): Reglamenta el uso del agua y residuos sólidos³².

Resolución MME 181401 de 2004; Art. 1: Por medio de la cual se adopta el factor de emisión de gases de efecto invernadero para los proyectos de generación de energía con fuentes renovables conectados al Sistema Interconectado Nacional cuya capacidad instalada sea igual o menor a 15MW³³.

Resolución 273 de 1997 (Tasas por DBO y Sólidos suspendidos). Por la cual se fijan las tarifas mínimas de las tasas retributivas por vertimientos líquidos para los parámetros Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO) y Sólidos Suspendidos Totales (SST)³⁴.

Se concluye que desde el aspecto legal es viable realizar el proyecto con el cumplimiento de la ley, decretos y resoluciones vigentes.

²⁹ www.cdmb.gov.co/web/laregion/paginas/servicios/archivos/Tasa%20retributiva%202006.ppt

³⁰ www.presidencia.gov.co/prensa_new/decretoslinea/1995

³¹ www.superservicios.gov.co/basedoc/docs/decret

³² www.minproteccionsocial.gov.co

³³ <https://basedoc.superservicios.gov.co/basedoc/resoluciones.shtml?x=56806>

³⁴ www.ideam.gov.co:8080/legal/resultado.shtml

Se exalta que proyectos con características similares ya han sido desarrollados en otros campos de Ecopetrol.

11. ESTUDIO AMBIENTAL

De acuerdo con las actividades propias del proyecto y con base en la descripción y caracterización ambiental del área de influencia, se lleva a cabo el análisis y evaluación de impactos ambientales, teniendo como base lo establecido en los términos de referencia HTER 310 para la perforación de pozos de desarrollo, expedidos por el entonces Ministerio del Medio Ambiente.

Este estudio contempla la identificación y posterior valoración de los posibles impactos ambientales, tanto físico-bióticos como socio-económicos que se pueden presentar por las actividades propias del proyecto de **INSTALACIÓN DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA A BASE DE GAS NATURAL PARA AUTOGENERACION**, y así determinar cuáles son los recursos más afectados para posteriormente establecer las estrategias de manejo ambiental de aquellas actividades que generan alteraciones sobre el medio natural.

Para el análisis de los impactos se observan (2) dos escenarios: análisis de los impactos que se están generando por las actividades propias de la región de interés y los impactos que podrían generar las actividades del proyecto de perforación de los pozos en cuestión.

11.1 ANÁLISIS DE IMPACTOS SIN PROYECTO

El análisis de impactos ambientales generados por las diferentes actividades sobre los componentes físico-bióticos de la región, resulta ser una síntesis de la caracterización ambiental, que involucra la evolución de los componentes descritos en función de las actividades propias de la región.

11.1.1 Aspectos geosféricos. El área de estudio se ubica sobre la vertiente E de la Cordillera Oriental, que hace parte de la Cuenca del Catatumbo, la cual a su vez corresponde a la porción SW de la Cuenca de Maracaibo y constituye una depresión estructural, donde la sedimentación es predominantemente marina durante el Cretácico y transicional a continental durante el Terciario.

La construcción del proyecto se realizará sobre suelos arcillosos de la Formación León de edad Terciaria, la cual presenta una topografía plana a ligeramente ondulada moderadamente disectadas. La zona está ubicada sobre los flancos de los pliegues del anticlinal de Sardinata, de acuerdo a la NSR 98 el área corresponde a la de amenaza sísmica alta.

11.1.2 Hidrología. La cuenca del río Sardinata se localiza al S-E del municipio de Tibú y desemboca en el área de Tres Bocas hasta el límite con Venezuela. El afluente más cercano al área del proyecto es el caño NN afluente de la cañada La Grande que a la vez desemboca en el Caño Pilón y termina en el río Sardinata. El agua es utilizada ocasionalmente para lavado de ropa, riego y abrevadero de ganado.

11.1.3 Vegetación. El área de estudio se encuentra localizada según la clasificación de Holdridge en la zona de vida de bosque húmedo tropical, caracterizado por presentar una temperatura media de 25,5 ° C y un promedio de lluvias de 3500 mm anuales.

La vegetación del área corresponde a bosque secundario intervenido, rastrojo alto y bajo y cultivos principalmente tradicionales de tipo permanente, semipermanente y transitorios. Los cultivos de palma de aceite son los más extensos, éstos se introdujeron como alternativa para aumentar los ingresos de las familias campesinas. Entre los cultivos menos extensos y de agricultura tradicional se destacan los de yuca, plátano, maíz, caña y frutales utilizados para autoconsumo.

11.1.4 Fauna. La distribución de la fauna está profundamente relacionada con la cobertura vegetal, ya que ésta suministra diversos pasillos de alimentación, reproducción, movimiento, protección y refugio. En el caso de los animales silvestres presentes en el área de estudio, la población ha venido variando producto de la deforestación, agricultura, ganadería, colonización y atentados terroristas que han hecho que la fauna migre a lugares que brinden mejores condiciones para su supervivencia. Las actividades de caza para obtener alimento e ingresos económicos con la venta de especies exóticas han venido disminuyendo, no obstante, la población es poco consiente del daño que esta actividad genera y ha generando en los ecosistemas. Se encontraron y evidenciaron la presencia de mamíferos, reptiles, aves, anfibios y peces.

11.1.5 Aspectos sociales. Las veredas La Batería y Campo Giles, área de influencia directa para los campos periféricos de Petrolea y Sardinata, al igual que el municipio de Tibú en frecuente fueron constituidas a partir del desarrollo de la actividad petrolera. La conducta demográfica ha sido fluctuante, con periodos de inmigración de población por las altas expectativas que generó la demanda de personal por la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos y periodos de emigración masiva de familias debido a fuertes actos de violencia. La construcción del oleoducto Caño Limón Coveñas, en la década del 80', se fortaleció la presencia de grupos armados al margen de la ley; como las FARC, EPL y a finales de la década los grupos de autodefensa. Otro fenómeno que acentuó la situación de violencia como el desplazamiento de la población, fue la incursión de la actividad del cultivo y procesamiento de la hoja de coca en la economía del municipio.

En el área de influencia directa la confluencia de grupos armados llevó a que hacia 1999 se diera el desplazamiento de casi el total de familias, siendo abandonadas las viviendas y por ende las instituciones educativas por los escolares. A través de instituciones como la diócesis, la alcaldía municipal, así como la Fundación

Catatumbo y ASOGPADOS, se han venido impulsando procesos productivos agrícolas, con cultivos de caña de azúcar, yuca, palma africana, entre otros, con el fin de generar nuevas formas de ingreso para las familias y conseguir así el abandono de los cultivos ilícitos, aspecto que sumado a la presencia de la fuerza pública (Estado) hizo que buena parte de la población haya regresado al área.

De las veredas de influencia la vereda Campo Giles, es la que cuenta con centro poblado que agrupa un número aproximado de 50 familias, por el contrario la mayor parte de viviendas de La Batería están ubicadas en forma dispersa y suman 46. Campo Giles por su categoría de centro poblado cuenta con los servicios públicos de acueducto veredal y el alcantarillado de calidad e infraestructura deficiente; con los que no cuenta la vereda La Batería. Respecto a los servicios sociales, estas veredas cuentan con instituciones educativas y hogares infantiles y FAMI y la presencia de la iglesia católica, con una capilla ubicada en Campo Giles; los servicios de salud son solicitados por la comunidad en el centro poblado de Campo Dos, directamente al casco urbano de Tibú y en caso de emergencias mayores acuden a Cúcuta. Las relaciones que mantiene la comunidad con ECOPETROL han sido permanentes y a medida que se han llevado a cabo proyectos de desarrollo económico afianza las actividades sociales de participación de la comunidad de la región con mano de obra no calificada y calificada.

11.2 ANÁLISIS DE IMPACTOS CON EL PROYECTO

11.2.1 Identificación de impactos ambientales. La identificación de impactos se logra mediante el análisis de las diferentes actividades del proyecto observando la secuencia u orden de aparición de los diversos procesos activados por las acciones a desarrollar. Para esto las actividades de construcción de se agruparon en las etapas enunciadas a continuación:

Cuadro 14. Actividades del proyecto

N°	ACTIVIDAD
1	GESTIÓN PREOPERATIVA
2	CONSTRUCCIÓN Y ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA FÍSICA
3	MONTAJE DE LA PLANTA
4	PUESTA EN OPERACIÓN

Fuente: Autores del proyecto

11.2.2 Calificación de impactos ambientales. La matriz elaborada para la identificación permite obtener un listado de los impactos ambientales generados por las diferentes etapas del proyecto sin ninguna evaluación u ordenamiento. Teniendo como base la identificación realizada previamente, se entraron a valorar los impactos utilizando la siguiente metodología propuesta por ECOPETROL³⁵.

³⁵ <http://sidoe1.ecopetrol.com.co/MotroV2/consulta?accion=verDocs&id=82554>

Cuadro 15. Matriz de impactos presentados con proyecto

ACTIVIDAD	IMPACTOS FISICOBIOÓTICOS				IMPACTOS SOCIOECONÓMICOS						
	Alteración de la calidad de aire	Incremento de niveles de ruido	Modificación del paisaje	Conflictos con propietarios	Falsas Expectativas de la comunidad	Alteración del bienestar comunitario	Cambio en el uso del suelo	Generación de empleo	Aumento del riesgo de accidentalidad	Deterioro de la mallavial	Cambio en la calidad de vida
ASPECTOS AMBIENTALES											
GESTIÓN PREOPERATIVA											
Negociación de predios											
Contratación de personal obras civiles											
CONSTRUCCIÓN Y ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA FISICA											
Movilización de maquinaria y equipos											
Construcción de vías de acceso											
Construcción, adecuación infraestructura física											
Liquidación de personal											
MONTAJE DE LA PLANTA											
Contratación de personal calificado											
Movilización de maquinaria y equipos											
Demanda de gas											
Operación de equipos y motores											
PUESTA EN OPERACIÓN											
Manejo y disposición de residuos industriales											

Fuente: Autores del proyecto

Calificación cualitativa

La calificación cualitativa se realiza utilizando como único criterio el carácter del impacto.

El carácter define el sentido del cambio producido por una acción del proyecto sobre el ambiente.

Puede ser positivo cuando el impacto produce un efecto benéfico o negativo cuando el impacto produce un efecto perjudicial para el componente.

Calificación cuantitativa

La calificación cuantitativa de los impactos, permite conocer su importancia, a partir de su descomposición en algunos factores característicos a saber: magnitud, extensión, duración, reversibilidad, recuperabilidad y acumulación, como elementos que con su interacción determinan la calificación del impacto.

Es importante mencionar que el principal objetivo de la calificación es jerarquizar y evaluar los impactos negativos para definir las prioridades en cuanto a manejo ambiental y social, por esta razón los impactos de carácter positivo no serán calificados, sólo se enunciarán y cuando sea necesario se explicarán.

A continuación se describen cada uno de los factores necesarios para determinar la importancia de los impactos.

Cuadro 16. Factores determinantes en la importancia del impacto

FACTOR	DESCRIPCIÓN	CALIFICACIÓN	ESCALA	SIGNIFICADO
MAGNITUD DEL IMPACTO	Se refiere al grado de incidencia del impacto sobre el medio ambiente. Trata sobre la gravedad de las consecuencias.	BAJA	1	Efectos ambientales no significativos
		MEDIA	2	El efecto no es suficiente para poner en grave riesgo los recursos naturales; pérdida ambiental o económica mínima (menos de 100 SMLMV)
		ALTA	4	El impacto afecta gravemente los recursos naturales, o causa pérdidas económicas significativas. (más de 100 SMLMV)
EXTENSIÓN DEL IMPACTO	Corresponde al área de influencia del impacto, es decir, al área donde tienen manifestación las consecuencias del suceso	PUNTUAL	1	El impacto se localiza en un espacio reducido, dentro de la plataforma.
		PARCIAL	2	El impacto se manifiesta dentro de la plataforma, sin salir de ella pero en un área más amplia.
		EXTENSO	4	El impacto tiene manifestaciones fuera de la instalación
DURACIÓN DEL IMPACTO	Corresponde al tiempo de permanencia del impacto.	FUGAZ	1	Las manifestaciones tienen duración inferior a un (1) mes
		TEMPORAL	2	Duración entre uno (1) y doce (12) meses
		PROLONGADO	3	Duración entre uno (1) y cinco (5) años
		PERMANENTE	4	Las consecuencias permanecen por más de cinco (5) años
REVERSIBILIDAD DEL IMPACTO	Medida del retorno a las condiciones originales, sin el uso de tecnología	CORTO PLAZO	1	El retorno a condiciones originales toma menos de un (1) año
		MEDIANO PLAZO	2	Se requieren de uno (1) a cinco (5) años
		LARGO PLAZO	4	El retorno a condiciones originales toma más de cinco años
RECUPERABILIDAD DEL IMPACTO	Medida del retorno a las condiciones originales, con el uso de tecnología	CORTO PLAZO	1	La recuperación se da en un plazo menor a un (1) año
		MEDIANO PLAZO	2	Entre uno (1) y cinco (5) años
		LARGO PLAZO	3	La recuperación toma más de cinco (5) años
		IRRECUPERABLE	4	No hay posibilidades de una recuperación
ACUMULACIÓN DEL IMPACTO	Trata sobre el incremento progresivo del efecto, o la inclusión de efectos sinérgicos	SIMPLE	1	El impacto actúa por sí sólo. La recuperación se da en un plazo menor a un (1) año
		ACUMULATIVO	2	El impacto se suma a otros para incrementar el daño

Fuente: Autores del proyecto

Para determinar la *IMPORTANCIA DEL IMPACTO*, se realiza la sumatoria de las calificaciones correspondientes a Magnitud, Extensión, Duración, Reversibilidad, Recuperabilidad y Acumulación.

El resultado se consigna en la columna de la matriz titulada *IMPORTANCIA*. La mínima calificación posible es 6 y la máxima es 22; por lo tanto se utilizará la siguiente Cuadro de equivalencia para evaluar en la matriz RAM la clasificación del riesgo ambiental:

Cuadro 17. Calificación de la importancia del Impacto

IMPORTANCIA	CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
6	1	Leve
7 – 10	2	Menor
11 – 14	3	Localizado
15 – 18	4	Mayor
19 – 22	5	Masivo

Fuente: Autores del proyecto

El resultado de cada impacto cruzado con la probabilidad, dará la evaluación final de cada impacto ambiental.

Los clasificados como Altos y muy Altos de acuerdo con la Matriz aplicada se considerarán como impactos ambientales significativos para el Sistema de Administración Ambiental ISO 14001 del Departamento de Operaciones respectivo.

Cuadro 18. Matriz Ram

CONSECUENCIAS AMBIENTALES	MA	PROBABILIDAD				
		A	B	C	D	E
		NO HA OCURRIDO EN LA INDUSTRIA	HA OCURRIDO EN LA INDUSTRIA	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES POR AÑO	SUCEDE VARIAS VECES POR AÑO EN EL SITIO
Masivo	5	Media	Media	Alta	Alta	Muy alta
Mayor	4	Baja	Media	Media	Alta	Alta
Localizado	3	Despreciable	Baja	Media	Media	Alta
Menor	2	Despreciable	Despreciable	Baja	Baja	Media
Leve	1	Despreciable	Despreciable	Despreciable	Baja	Baja

Fuente: Los autores del proyecto

11.2.3 Evaluación de impactos. En el Cuadro 19 se observan las matrices de evaluación de impactos ambientales de las diferentes etapas definidas para la realización del proyecto.

Cuadro 19. Matriz de evaluación de impactos ambientales

ETAPA		Carácter	Mag	Ext	Dura	Revers	Recup	Acum.	Import	RAM	Probab. RAM	EVALUACIÓN FINAL	
Aspecto	Impacto	No P	1-24	1-24	1a4	1a4	1a4	1a2	1a5				
GESTIÓN PREOPERATIVA													
Negociación de predios	Conflicto con propietarios	N	2	2	1	1	1	1	8	2	MENOR	D	Baja
	Falsas Expectativas de la comunidad	N	2	4	2	1	1	2	12	3	LOCALIZADO	C	Media
	Cambio en el uso del suelo	N	4	2	3	4	2	2	17	5	MASIVO	E	Alta
Contratación de personal para las obras civiles	Falsas Expectativas de la comunidad	N	2	4	1	1	1	2	11	2	MENOR	D	Baja
	Generación de empleo	P	1	4	1	1	1	1	9	2	MENOR	D	Baja
	Cambio en la calidad de vida	P	1	4	1	2	1	2	11	3	LOCALIZADO	D	Media

CONSTRUCCIÓN Y ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA FISICA															
Movilización de maquinaria y equipos	Alteración de la calidad del aire	N	1	4	1	1	1	1	9	2	MENOR	D	Baja		
	Incremento de niveles de ruido	N	1	4	1	1	1	1	9	2	MENOR	D	Baja		
	Modificación del paisaje	N	1	4	1	1	1	1	9	2	MENOR	D	Baja		
	Alteración del bienestar comunitario	N	1	4	1	1	1	1	9	2	MENOR	D	Baja		
	Aumento del riesgo de accidentalidad	N	2	4	1	1	1	2	11	3	LOCALIZADO	C	Media		
	Deterioro de la malla vial	N	2	4	1	1	1	2	11	3	LOCALIZADO	C	Media		
Construcción de vías de acceso	Incremento de niveles de ruido	N	1	4	1	1	1	1	9	2	MENOR	D	Baja		
	Modificación del paisaje	N	1	4	1	1	1	2	10	2	MENOR	D	Baja		
	Falsas Expectativas de la comunidad	P	1	4	1	1	1	2	10	2	MENOR	D	Baja		
	Cambio en el uso del suelo	N	1	4	1	1	1	2	10	2	MENOR	D	Baja		
	Generación de empleo	P	1	4	1	1	1	2	10	2	MENOR	D	Baja		
	Deterioro de la malla vial	N	1	4	1	1	1	2	10	2	MENOR	D	Baja		
	Cambio en la calidad de vida	P	3	4	1	1	1	2	12	3	LOCALIZADO	C	Baja		
Construcción, adecuación infraestructura física	Modificación del paisaje	N	1	2	2	4	1	2	12	3	LOCALIZADO	C	Media		
	Cambio en el uso del suelo	N	1	2	2	4	1	2	12	3	LOCALIZADO	C	Media		
	Generación de empleo	P	2	4	2	1	1	2	12	3	LOCALIZADO	C	Media		
Liquidación de personal	Falsas Expectativas de la comunidad	N	1	4	1	1	1	2	10	2	MENOR	D	Baja		
	Alteración del bienestar comunitario	P	2	4	1	1	1	2	11	3	LOCALIZADO	D	Baja		
	Cambio en la calidad de vida	P	2	4	1	1	1	2	11	3	LOCALIZADO	D	Baja		
MONTAJE DE LA PLANTA															
Contratación de personal calificado	Falsas Expectativas de la comunidad			N	1	4	2	1	1	2	11	3	LOCALIZADO	D	Baja
	Generación de empleo			P	1	4	2	1	1	2	11	3	LOCALIZADO	D	Baja
	Cambio en la calidad de vida			P	1	4	2	1	1	2	11	3	LOCALIZADO	D	Baja

Movilización de maquinaria y equipos	Alteración de la calidad del aire	N	1	4	1	1	1	1	9	2	MENOR	C	Baja
	Incremento de niveles de ruido	N	1	4	1	1	1	1	9	2	MENOR	B	Despreciable
	Modificación del paisaje	N	1	4	1	1	1	2	10	2	MENOR	B	Despreciable
	Alteración del bienestar comunitario	N	1	4	1	1	1	2	10	2	MENOR	B	Despreciable
	Aumento del riesgo de accidentalidad	N	2	4	1	1	1	2	11	3	LOCALIZADO	B	Baja
	Deterioro de la mallavial	N	2	4	1	2	1	2	12	3	LOCALIZADO	C	Media
	Cambio en la calidad de vida	N	1	4	1	1	1	2	10	2	MENOR	B	Despreciable
Demanda de gas	Alteración de la calidad del aire	N	1	4	4	1	1	1	12	3	LOCALIZADO	C	Baja
	Conflictos con propietarios	N	1	4	4	1	1	1	12	3	LOCALIZADO	D	Media
	Falsas Expectativas de la comunidad	N	2	4	4	1	1	2	14	3	LOCALIZADO	C	Baja
	Alteración del bienestar comunitario	N	3	4	4	1	1	2	15	4	Mayor	C	Media
Operación de equipos y motores	Alteración de la calidad del aire	N	1	2	4	1	1	1	10	2	MENOR	C	Baja
	Incremento de niveles de ruido	N	1	2	4	1	1	1	10	2	MENOR	C	Baja
	Modificación del paisaje	N	2	2	4	4	1	2	15	4	Mayor	D	Alta
	Alteración del bienestar comunitario	N	1	2	4	1	1	2	11	3	LOCALIZADO	C	Media
PUESTA EN OPERACIÓN													
Manejo y disposición de residuos industriales	Alteración de la calidad del aire	N	1	2	4	2	1	1	11	3	LOCALIZADO	C	Media
	Modificación del paisaje	N	2	2	4	2	1	2	13	3	LOCALIZADO	C	Media

Fuente: Autores del proyecto

11.2.4 Conclusiones de la evaluación. A continuación se describen una serie de circunstancias y aspectos que se consideran relevantes para el entendimiento del alcance del proyecto y que fueron condicionantes de la evaluación ambiental, se resaltan en el cuadro los impactos con evaluación ALTA o MUY ALTA por proceso:

Cuadro 20. Impactos con evaluación Alta o muy alta

N°	ACTIVIDAD	ASPECTO	IMPACTO
1	GESTIÓN PREOPERATIVA	Negociación de predios	Cambio en el uso del suelo
2	CONSTRUCCIÓN Y ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA FISICA	Bajo	Bajo
3	MONTAJE DE LA PLANTA	Operación de equipos y motores	Cambio en el uso del suelo
4	PUESTA EN OPERACIÓN	Bajo	Bajo

Fuente: Autores del proyecto

El principal impacto está reflejado por el cambio en el uso del suelo, para lo cual se plantea que en la adquisición del terreno realizar una negociación que deje satisfecha a la comunidad circundante.

12. ESTUDIO FINANCIERO

En este estudio se contarán con todos los elementos financieros que incidirán de manera significativa en la estabilidad económica de ECOPETROL S.A. para entrar a tomar decisiones al respecto donde se busque la garantía de una rentabilidad atractiva a los socios, un bienestar económico a las personas que dependerán laboralmente de ésta nueva unidad de negocio.

El proyecto se limitará a 10 años de operación. En el año 11 se proyecta realizar la liquidación total.

En el presente estudio las proyecciones se realizan en términos constantes para facilitar los procesos de cálculo.

12.1 INVERSIONES FIJAS

Inversión en activos fijos. Son todas aquellas inversiones necesarias para el montaje y puesta en funcionamiento de la planta. Su valor es de \$3,604,880, Ver Cuadro No. 21.

Inversión Diferida. Está conformada por la inversión que se requiere para la realización de los estudios de prefactibilidad, montaje, gastos de organización (permisos ambientales) de la planta de autogeneración de energía eléctrica. Se estima en \$170.000.000. Se amortizará en cinco años.

Cuadro 21. Inversión Diferida

CONCEPTO DE LA INVERSION	VR (\$)
Estudio de Suelos	10,000,000
Diseño de Infraestructura Física	40,000,000
Estudio de Factibilidad	60,000,000
Gastos de Organización	35,000,000
Permiso y licencias	25,000,000
VR TOTAL (\$)	170,000,000

Fuente: Autores del Proyecto

Terrenos: Para la instalación de la planta de autogeneración de energía y sus áreas administrativa, zonas verdes y delimitación perimetral se requiere una hectárea, la zona de montaje de máquinas tiene un área de 120 m², lo demás corresponde a zonas administrativas (80 m²), zonas verdes (775 m²), parqueaderos de vehículos (25 m²). El valor comercial en la zona de Sardinata de la hectárea de terreno es de \$5.000.000.

Construcción de obras civiles. A continuación en el Cuadro 21 se detalla las obras civiles y otras inversiones necesarias para realizar la adecuación y construcción de la planta. El valor presupuestado es de \$ 2,583,380,000.

Cuadro 22. Obras civiles

OBRAS CIVILES	VR. UNITARIO (miles de pesos)	CANTIDAD	COSTOS (MILES DE PESOS)
Limpieza y rocería	\$ 2	10000	\$ 20,880
Construcción, adecuación infraestructura física	\$ 2,500	225	\$ 562,500
Vía de acceso asfaltada	\$ 250,000	2	\$ 500,000
Sistema séptico	\$ 100,000	1	\$ 100,000
Construcción de línea de flujo agua y gas	\$ 400	2000	\$ 800,000
Cerramiento perimetral	\$ 1,500	400	\$ 600,000
		TOTAL	\$ 2,583,380

Fuente: Autores del Proyecto

Equipos: se estima que la vida útil de los equipos es de 10 años, se adquirirá un generador en el año cero y en el quinto año de acuerdo a la demanda de energía se instalará otro equipo de características similares, el valor de cada generador es de \$1.176.500. El valor de los generadores fue calculado con una TRM de \$2.353. Los equipos serán comprados en unidades DDP (*Delivered duty paid*) donde el vendedor entregará los equipos en el lugar que Ecopetrol defina asumiendo todos los gastos de importación e incluso los de descarga.

Muebles: En año 0 se hará una inversión de \$ 25.000.000, representado en artículos de oficina, se estima que la vida útil son 5 años. En el quinto y décimo año se realizará cambio de mobiliario por un valor igual al inicial. Se instalarán (2) dos puestos de trabajo con su respectivos archivadores, en el área de dispondrá de una mesa de reuniones para cinco (5) personas. Ver anexo A.

Inversión de capital de trabajo. Es el total de capital disponible en activos corrientes para la puesta en marcha del proyecto se calculan teniendo en cuenta lo necesario para que la empresa trabaje de forma normal cubriendo los costos y gastos por este tiempo, suponiendo que en este periodo no registre ingresos. Su especificación en concepto y valores se determinan teniendo en cuenta los aspectos que se presentan a continuación.

Inventarios. Para asegurar la operación de equipos y el correcto funcionamiento se requiere mantener inventarios de la materia prima principal que es el gas para un tiempo de operación de 10 días e inventarios de repuestos que permitan realizar acciones de mantenimiento preventivo, predictivo y basado en confiabilidad por valor del 10% de cada máquina en funcionamiento. El tiempo estimado para realizar mantenimiento correctivo en pozos productores de gas es de (7) siete días dejando (3) días para imprevistos.

Cuadro 23. Valor inventarios (cifras en miles de pesos)

PERIODO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Inventarios	\$117,6	\$118,0	\$118,1	\$118,2	\$118,3	\$236,0	\$236,1	\$236,2	\$236,4	\$236,5	\$235,3

Fuente: Autores del proyecto

- **Total Inversión Inicial**

Corresponde a la totalidad de inversiones que se requieren para la puesta en marcha la planta de autogeneración de energía eléctrica, contemplando inversiones en activos fijos, diferidos y capital de trabajo por \$ 4.147.530.000

Cuadro 24. Inversión total (miles de pesos)

Gastos Preoperativos (diferidos)		\$170,000
Terrenos		\$5,000
Construcción y adecuación de infraestructura física	\$2,583,380	
Equipos	\$1,176,500	
Vehículos	\$70,000	
Muebles	\$25,000	
Total activos fijos acumulados >>>		\$3,604,880
Capital de trabajo inicial		\$117,650
TOTAL INVERSIÓN		\$4,147,530

Fuente: Autores del Proyecto

12.2 COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES

Los costos de operación y gastos operacionales contemplan:

12.2.1 Costos Directos

- Materiales, la prima principal para la autogeneración es el gas natural cuyo valor se estima comercialmente en \$147.58 por metro cúbico.
- Los costos de mano mensual son \$ 37,490,000 según distribución presentada en los Aspectos Administrativos y Organizacionales.

12.2.2 Costos Indirectos

- Vigilancia las 24 horas del día todo el año: Se considera que el tipo de mano es no calificada. La remuneración contemplada es el salario mínimo convencional pactado con los trabajadores (\$36.372 diario), de acuerdo a convenio para actividades conexas para Ecopetrol.
- Servicios de aseo en las diferentes aéreas de la planta de autogeneración de energía eléctrica: Se contempla 8 horas diarias de labores con el salario mínimo legal vigente.
- Servicio y reparación en áreas locativas dentro de la planta de autogeneración: La remuneración será de acuerdo al salario mínimo legal vigente.
- Apoyo Ambiental: Mediante la modalidad de consultoría se contará con el apoyo de un auditor ambiental el cual prestará servicio 96 horas por año al valor de \$ 23,000 hora.

- Servicios de mantenimiento mecánico: atención a las máquinas generadoras y equipos de apoyo en un promedio de 10 días al mes por dos funcionarios, la remuneración será por horas a un costo de \$23.000 con una totalidad proyectada de horas de 1.920 horas/año.

Cuadro 25. Apoyo operacional calificado

ITEM	SERVICIOS CONTRATADOS	UNIDAD	CANT.	VR HH	VALOR TOTAL
1	Servicio Auditor Ambiental	Horas Hombre	96	\$ 23,000	\$ 2,208,000
2	Servicio de mantenimiento electromecánico	Horas Hombre	1920	\$ 23,000	\$ 44,160,000
TOTAL					\$ 46,368,000

Fuente: Autores del proyecto

Cuadro 26. Costos Indirectos

MANO DE OBRA	TIPO (CALIFICADA/NO CALIFICADA)	COSTO ANUAL A PRECIOS DE MERCADO (\$)
Vigilancia	No calificada	\$ 62,850,816
Servicios de aseo	No calificada	\$ 8,647,800
Servicios de mantenimiento instalaciones	No calificada	\$ 8,647,800
Servicio de mantenimiento electromecánico	Mano obra calificada	\$ 44,160,000
Servicio Auditor Ambiental	Mano obra calificada	\$ 2,208,000
Total mano de obra indirecta		\$ 124,306,416

Fuente: Autores del proyecto

12.2.3 Gastos Indirectos. Se contempla los siguientes aspectos

- **Servicios públicos:** Como suministro de agua potable del acueducto veredal, y recolección de basuras domésticas por un costo anual de \$ 2.000.000.
- **Seguros:** Se debe adquirir póliza de seguro para asegurar la seguridad de la inversión en activos fijos. El valor corresponde al 10% del valor de los activos.

Cuadro 27. Costos y gastos operacionales

PERIODO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
TOTAL COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES	\$ 993,368	\$ 995,355	\$ 997,620	\$ 1,000,202	\$ 1,123,296	\$ 1,126,652	\$ 1,130,478	\$ 1,134,840	\$ 1,139,812	\$ 1,147,980
Costos directos	\$ 464,073	\$ 466,060	\$ 468,326	\$ 470,908	\$ 473,852	\$ 477,208	\$ 481,034	\$ 485,395	\$ 490,368	\$ 496,036
Materiales	\$ 14,193	\$ 16,180	\$ 18,446	\$ 21,028	\$ 23,972	\$ 27,328	\$ 31,154	\$ 35,515	\$ 40,488	\$ 46,156
Mano de Obra	\$ 449,880	\$ 449,880	\$ 449,880	\$ 449,880	\$ 449,880	\$ 449,880	\$ 449,880	\$ 449,880	\$ 449,880	\$ 449,880
Costos indirectos	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306
Mano de obra indirecta	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306	\$ 124,306
Otros Gastos Indirectos	\$ 404,988	\$ 404,988	\$ 404,988	\$ 404,988	\$ 525,138	\$ 525,138	\$ 525,138	\$ 525,138	\$ 525,138	\$ 527,638
Servicios Públicos	\$ 2,000	\$ 2,000	\$ 2,000	\$ 2,000	\$ 2,000	\$ 2,000	\$ 2,000	\$ 2,000	\$ 2,000	\$ 2,000
Seguros	\$ 402,988	\$ 402,988	\$ 402,988	\$ 402,988	\$ 523,138	\$ 523,138	\$ 523,138	\$ 523,138	\$ 523,138	\$ 525,638

Fuente: Autores del proyecto

12.3 FLUJOS DEL PROYECTO

Ingresos. Están representados en la contabilización de la cantidad de energía generada por cada año al precio constante de \$280 Kw/Hora, el detalle se registra en el Cuadro No. 27.

Cuadro 28. Ingresos netos (representados en ahorros)

PERIODO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Venta anual energía	\$2,109,408	\$ 2,404,725	\$ 2,741,387	\$ 3,125,181	\$ 3,562,706	\$ 4,061,485	\$ 4,630,093	\$ 5,278,306	\$ 6,017,269	\$ 6,859,686
Precio unitario	\$ 280	\$ 280	\$ 280	\$ 280	\$ 280	\$ 280	\$ 280	\$ 280	\$ 280	\$ 280
Cant. vendida año	7,533,600	8,588,304	9,790,667	11,161,360	12,723,950	14,505,303	16,536,046	18,851,092	21,490,245	24,498,879
Cant. vendida por día	20,640	23,530	26,824	30,579	34,860	39,741	45,304	51,647	58,877	67,120
Unidades utilizadas (KW/HORA)	860	980	1,118	1,274	1,453	1,656	1,888	2,152	2,453	2,797

Fuente: Autores del proyecto

Cuadro 29. Estado de resultado.

PERIODO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Ventas	\$2,109,408	\$ 2,404,725	\$ 2,741,387	\$ 3,125,181	\$ 3,562,706	\$ 4,061,485	\$ 4,630,093	\$ 5,278,306	\$ 6,017,269	\$ 6,859,686
Costo de la operación	\$ 993,368	\$ 995,355	\$ 997,620	\$ 1,000,202	\$ 1,123,296	\$ 1,126,652	\$ 1,130,478	\$ 1,134,840	\$ 1,139,812	\$ 1,147,980
Depreciación	\$290,319	\$ 290,319	\$ 290,319	\$ 290,319	\$ 290,319	\$ 376,469	\$ 376,469	\$ 376,469	\$ 376,469	\$ 376,469
RESULTADO OPERACIONAL (U.A.I.)	\$825,721	\$1,119,051	\$ 1,453,448	\$ 1,834,659	\$ 2,149,091	\$ 2,558,364	\$ 3,123,145	\$ 3,766,997	\$ 4,500,988	\$ 5,335,237
Gastos financieros	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	\$ 825,721	\$ 1,119,051	\$ 1,453,448	\$ 1,834,659	\$ 2,149,091	\$ 2,558,364	\$ 3,123,145	\$ 3,766,997	\$ 4,500,988	\$ 5,335,237
Impuesto a la renta (33%)	\$ 272,488	\$ 369,287	\$ 479,638	\$ 605,438	\$ 709,200	\$ 844,260	\$ 1,030,638	\$ 1,243,109	\$ 1,485,326	\$ 1,760,628
RESULTADO (Utilidad Neta)	\$ 553,233	\$ 749,764	\$ 973,810	\$ 1,229,222	\$ 1,439,891	\$ 1,714,104	\$ 2,092,507	\$ 2,523,888	\$ 3,015,662	\$ 3,574,609
Dividendos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad Retenida	\$ 553,233	\$ 749,764	\$ 973,810	\$ 1,229,222	\$ 1,439,891	\$ 1,714,104	\$ 2,092,507	\$ 2,523,888	\$ 3,015,662	\$ 3,574,609

Fuente: Autores del proyecto

Cuadro 30. Flujo de Fuentes y Usos.

FLUJO DE FUENTES Y USOS											
PERIODO	AÑO0	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10
FUENTES											
Resultado operacional (U.A.I.)		\$ 825,721	\$1,119,051	\$1,453,448	\$1,834,659	\$2,149,091	\$2,558,364	\$3,123,145	\$ 3,766,997	\$ 4,500,988	\$ 5,335,237
Depreciación		\$ 290,319	\$ 290,319	\$ 290,319	\$ 290,319	\$ 290,319	\$ 376,469	\$ 376,469	\$ 376,469	\$ 376,469	\$ 376,469
Incremento en préstamos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Incremento en Capital Social	\$4,147,530	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Disminución activos											
TOTAL FUENTES	\$4,147,530	\$1,116,040	\$1,409,370	\$1,743,767	\$2,124,978	\$2,439,410	\$2,934,833	\$3,499,614	\$ 4,143,466	\$ 4,877,457	\$ 5,711,706
USOS											
Incremento de activos	\$4,029,880	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$1,201,500	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 25,000
Incremento en capital de trabajo in	\$ 117,650	\$ 443	\$ 62	\$ 71	\$ 81	\$ 117,742	\$ 105	\$ 119	\$ 136	\$ 155	\$ -1,265
Amortización de préstamos		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Gastos financieros		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Impuesto a la renta		\$ 272,488	\$ 369,287	\$ 479,638	\$ 605,438	\$ 709,200	\$ 844,260	\$1,030,638	\$ 1,243,109	\$ 1,485,326	\$ 1,760,628
Dividendos		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL USOS	\$4,147,530	\$ 272,931	\$ 369,349	\$ 479,708	\$ 605,518	\$2,028,442	\$ 844,365	\$1,030,758	\$ 1,243,245	\$ 1,485,481	\$ 1,784,364
Exceso/Déficit											
Acumulado Exceso/Déficit	\$ -	\$ 843,109	\$1,040,021	\$1,264,058	\$1,519,460	\$ 410,968	\$2,090,468	\$2,468,857	\$ 2,900,221	\$ 3,391,975	\$ 3,927,342

Fuente: Autores del proyecto

12.4 BALANCE GENERAL

Cuadro 31. Balance General

PERIODO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
ACTIVOS											
Caja	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Excedente de caja	\$ -	\$ 843,109	\$ 1,883,130	\$ 3,147,188	\$ 4,666,649	\$ 5,077,616	\$ 7,168,084	\$ 9,636,941	\$ 12,537,162	\$ 15,929,137	\$ 19,856,480
Inventarios	\$ 117,650	\$ 118,093	\$ 118,155	\$ 118,226	\$ 118,307	\$ 236,049	\$ 236,154	\$ 236,273	\$ 236,409	\$ 236,565	\$ 235,300
Activo Fijo bruto	\$ 4,029,880	\$ 4,029,880	\$ 4,029,880	\$ 4,029,880	\$ 4,029,880	\$ 5,231,380	\$ 5,231,380	\$ 5,231,380	\$ 5,231,380	\$ 5,231,380	\$ 5,256,380
Depreciacion acumulada	\$ -	\$ 290,319	\$ 580,638	\$ 870,957	\$ 1,161,276	\$ 1,451,595	\$ 1,828,064	\$ 2,204,533	\$ 2,581,002	\$ 2,957,471	\$ 3,333,940
Activo fijo neto	\$ 4,029,880	\$ 3,739,561	\$ 3,449,242	\$ 3,158,923	\$ 2,868,604	\$ 3,779,785	\$ 3,403,316	\$ 3,026,847	\$ 2,650,378	\$ 2,273,909	\$ 1,922,440
TOTAL ACTIVOS	\$ 4,147,530	\$ 4,700,763	\$ 5,450,528	\$ 6,424,338	\$ 7,653,559	\$ 9,093,450	\$ 10,807,554	\$ 12,900,061	\$ 15,423,949	\$ 18,439,611	\$ 22,014,220
PASIVOS											
Pasivo corriente	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Deuda L.Plazo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL PASIVOS	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Capital Social											
Resultado de ejercicios anteriores	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530	\$ 4,147,530
Utilidades retenidas del ejercicio		\$ -	\$ 553,233	\$ 1,302,998	\$ 2,276,808	\$ 3,506,029	\$ 4,945,920	\$ 6,660,024	\$ 8,752,531	\$ 11,276,419	\$ 14,292,081
PATRIMONIO		\$ 553,233	\$ 749,764	\$ 973,810	\$ 1,229,222	\$ 1,439,891	\$ 1,714,104	\$ 2,092,507	\$ 2,523,888	\$ 3,015,662	\$ 3,574,609
PASIVO+PATRIMONIO	\$ 4,147,530	\$ 4,700,763	\$ 5,450,528	\$ 6,424,338	\$ 7,653,559	\$ 9,093,450	\$ 10,807,554	\$ 12,900,061	\$ 15,423,949	\$ 18,439,611	\$ 22,014,220

Fuente: Autores del proyecto

12.5 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

12.5.1 Evaluación Financiera. En el anexo B puede verse en detalle los cálculos de la evaluación financiera del proyecto de lo cual se concluye:

12.5.1.1 Flujo de Caja. Este estado muestra el flujo del inversionista en el proyecto estimado a partir de ingresos y egresos, necesarios para el funcionamiento de la planta de generación de energía eléctrica. El costo de oportunidad se estima en 17,24 % EA.

12.5.1.2 Valor Presente Neto (VPN). Para efectos del presente proyecto se estimó la tasa de oportunidad del mercado equivalente al 17,24% EA, la cual resulta rentable para el proyecto y atractiva para los inversionistas. El valor Presente Neto calculado es de \$ 3,141,803 .000.

12.5.1.3 Tasa Interna de Retorno TIR Se entiende como la tasa de descuento que hace que el valor Presente Neto sea igual a cero; es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión. Es aquella que sirve para determinar la rentabilidad del proyecto, identificando la tasa de interés con que el inversionista podrá recuperar lo que invirtió y de esta manera saber si es viable el proyecto o si es mejor invertir su dinero en otro negocio que le represente menor riesgo a un interés más atractivo.

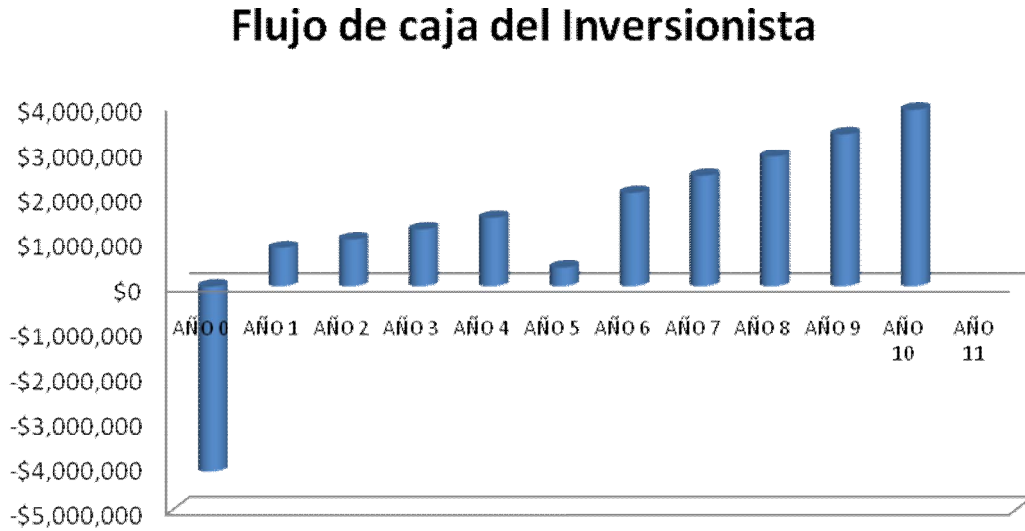
Para el presente proyecto mediante las herramientas de Excel y los datos suministrados por el flujo neto de caja, arroja una TIR equivalente a 31%. Se aprecia que es buena ya que la rentabilidad resultante está por encima de la tasa de oportunidad en el mercado equivalente al 17.24%.

Cuadro 32. Flujo de caja del Inversionista

PERIODO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Exceso/Deficit	\$0	\$843,109	\$1,040,021	\$1,264,058	\$1,519,460	\$410,968	\$2,090,468	\$2,468,857	\$2,900,221	\$3,391,975	\$3,927,342
Dividendos	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Socios	\$4,147,530	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA	-\$4,147,530	\$843,109	\$1,040,021	\$1,264,058	\$1,519,460	\$410,968	\$2,090,468	\$2,468,857	\$2,900,221	\$3,391,975	\$3,927,342
TIR>>>	31%										
VPN	\$3,141,803										

Fuente: Autores del proyecto

Gráfica 1. Flujo de caja del inversionista



Fuente: Autores del proyecto

12.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En el análisis de eficiencia económica se mide el valor que el proyecto tiene para la economía en general. En la primera fase del análisis se identifican las corrientes de recursos físicos del proyecto, es decir, se estudia cada mercado de insumos y productos y se determina lo que ocurriría con el proyecto y sin él. Los pagos de transferencia, tales como los impuestos y los reembolsos de deudas, también se excluyen de las corrientes de dinero.

Los costos de inversión y de operación para la planta de autogeneración de energía eléctrica en Ecopetrol se dividen en cinco categorías (Cuadro No. 32), a saber: Maquinaria Importada; bienes comprados internamente, que indirectamente conducen a cambios en las importaciones o en las exportaciones y por lo tanto se

clasifican como bienes comercializados; insumos no comercializados, que son bienes y servicios que no participan en el comercio exterior; y la mano de obra calificada y no calificada. Cada categoría se valora de nuevo a precios de cuenta convirtiendo los valores en precios del mercado interno en sus costos de oportunidad en divisas. Los insumos directamente importados y los bienes internos comercializables se valoran en su costo CIF más el transporte y la manipulación hasta el lugar de destino. Los bienes internos no comercializables se valoran a precios de cuenta multiplicando cada una de las corrientes de dinero por el factor de conversión estándar (RPC).

Un procedimiento más exacto consistiría en desagregar cada bien no comercializable en sus partes constituyentes comercializables y no comercializables. En general una sola vuelta de desglose de los bienes no comercializables produce estimaciones prácticas a precios de cuenta.

Se utiliza el RPC como razón para la mano de obra calificada porque se supone que esta mano de obra obtiene un salario monetario igual a su producto marginal y que podría haberse utilizado en cualquier otro sector de la economía.

La tasa de rendimiento de eficiencia es del 67%, sustancialmente mayor que la tasa de rendimiento al capital privado. Los rendimientos difieren porque miden cosas diferentes. El rendimiento sobre el capital mira tan solo el producto financiero para los accionistas expresado en precios de mercado. El rendimiento de eficiencia mide el beneficio del proyecto para la economía en su conjunto expresado en precios de cuenta.

El valor presente Neto calculado con precios económicos es de \$ 9,734,100.000 lo cual indica que el proyecto generará más beneficios económicos que los financieros.

Cuadro 33. Inversión total en términos económicos (miles de pesos)

PERIODO	RPC	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Diseño definitivos	0.80	\$96,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Gastos de Organización	0.80	\$40,000										
Gastos Preoperativos		\$136,000										
Terrenos	1.00	\$5,000										
Construcción y adecuación de infraestructura física	0.79	\$2,040,870										
Equipos	0.77	\$905,905	\$0	\$0	\$0	\$0	\$905,905	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Vehículos	0.77	\$53,900	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Muebles	0.79	\$19,750	\$0	\$0	\$0	\$0	\$19,750	\$0	\$0	\$0	\$0	\$19,750
total activos FIJOS Operativos		\$979,555	\$0	\$0	\$0	\$0	\$925,655	\$0	\$0	\$0	\$0	\$19,750
total acumulado activos preoperativos		\$1,924,960	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total activos fijos acumulados		\$3,161,425	\$3,161,425	\$3,161,425	\$3,161,425	\$3,161,425	\$4,087,080	\$4,087,080	\$4,087,080	\$4,087,080	\$4,087,080	\$4,106,830
Capital de trabajo inicial	0.62	\$72,943	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Inversión		\$3,370,368	\$0	\$0	\$0	\$0	\$925,655	\$0	\$0	\$0	\$0	\$19,750

Fuente: Autores del proyecto

Cuadro 34. Costos y gastos operacionales

Costos directos			\$19,688	\$19,688	\$19,688	\$19,688	\$19,688	\$19,688	\$19,688	\$19,688	\$19,688	\$19,688
Materiales	0.79	0	\$2,955	\$2,955	\$2,955	\$2,955	\$2,955	\$2,955	\$2,955	\$2,955	\$2,955	\$2,955
Mano de Obra	0.75		\$16,733	\$16,733	\$16,733	\$16,733	\$16,733	\$16,733	\$16,733	\$16,733	\$16,733	\$16,733
Costos indirectos			\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584
Mano de obra indirecta	0.6		\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584	\$74,584
Otros Gastos Indirectos			\$451,714	\$451,714	\$451,714	\$451,714	\$451,714	\$451,714	\$451,714	\$451,714	\$451,714	\$451,714
Servicios Públicos	0.79		\$1,580	\$1,580	\$1,580	\$1,580	\$1,580	\$1,580	\$1,580	\$1,580	\$1,580	\$1,580
Mantenimiento	0.77		\$2,834	\$2,834	\$2,834	\$2,834	\$2,834	\$2,834	\$2,834	\$2,834	\$2,834	\$2,834
Seguros	0.71		\$447,300	\$447,300	\$447,300	\$447,300	\$447,300	\$447,300	\$447,300	\$447,300	\$447,300	\$447,300

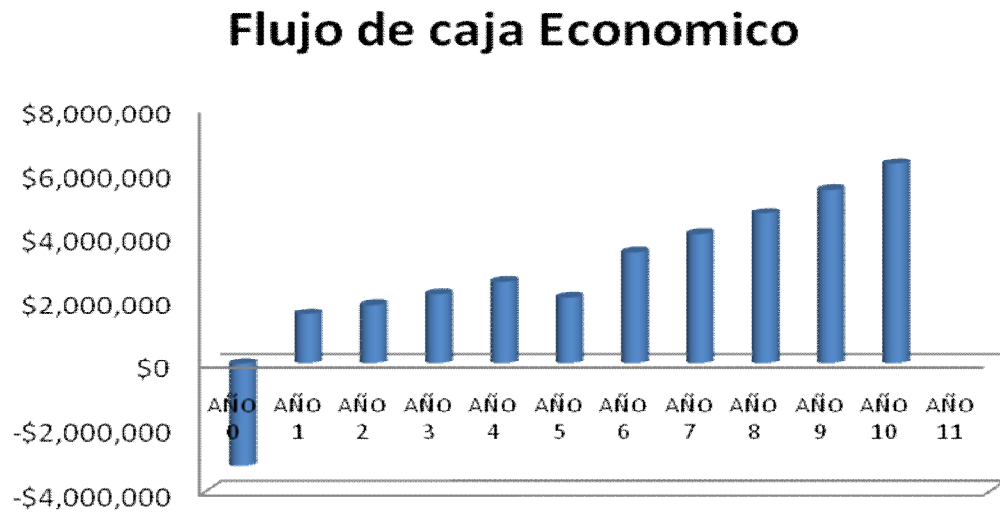
Fuente: Autores del proyecto

Cuadro 35. Flujo de fuentes y usos en términos económicos

PERIODO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
FUENTES											
Resultado operacional (U.A.I.)		\$1,336,224	\$1,631,541	\$1,968,203	\$2,351,997	\$2,789,522	\$3,222,935	\$3,791,543	\$4,439,756	\$5,178,719	\$6,021,137
Depreciación		\$227,199	\$227,199	\$227,199	\$227,199	\$227,199	\$292,565	\$292,565	\$292,565	\$292,565	\$292,565
Incremento en préstamos	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Incremento en Capital Social	\$3,370,368	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Disminucion activos											
TOTAL FUENTES	\$3,370,368	\$1,563,423	\$1,858,740	\$2,195,402	\$2,579,196	\$3,016,721	\$3,515,500	\$4,084,108	\$4,732,321	\$5,471,284	\$6,313,701
USOS											
Incremento de activos	\$3,161,425	\$0	\$0	\$0	\$0	\$925,655	\$0	\$0	\$0	\$0	\$19,750
Incremento en capital de trabajo in	\$72,943	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Amortizacion de préstamos		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Gastos financieros		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Impuesto a la renta		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Dividendos		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
TOTAL USOS	\$3,234,368	\$0	\$0	\$0	\$0	\$925,655	\$0	\$0	\$0	\$0	\$19,750
Exceso/Déficit	\$136,000	\$1,563,423	\$1,858,740	\$2,195,402	\$2,579,196	\$2,091,066	\$3,515,500	\$4,084,108	\$4,732,321	\$5,471,284	\$6,293,951
Acum Exceso/Déficit	\$136,000	\$1,699,423	\$3,558,163	\$5,753,565	\$8,332,761	\$10,423,827	\$13,939,327	\$18,023,435	\$22,755,755	\$28,227,039	\$34,520,990
TIR>>>	63%										
VPN	9,734,107										

Fuente: Autores del proyecto

Gráfica 2. Flujo de caja económico



Fuente: Autores del proyecto

13. EVALUACIÓN DE RIESGOS EN EL PROYECTO

13.1 OBJETIVO GENERAL

Definir los roles y responsabilidades de los funcionarios de ECOPETROL involucrándolos en la administración del sistema de gestión de riesgos que se desarrolla dentro del enfoque estratégico de un alineamiento del ciclo de Gestión de riesgo en el proyecto de implementación de la Planta Termoeléctrica de autogeneración.

13.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos del proyecto van de la mano de los objetivos específicos relacionados en la Política de Gestión de Riesgos de ECOPETROL.

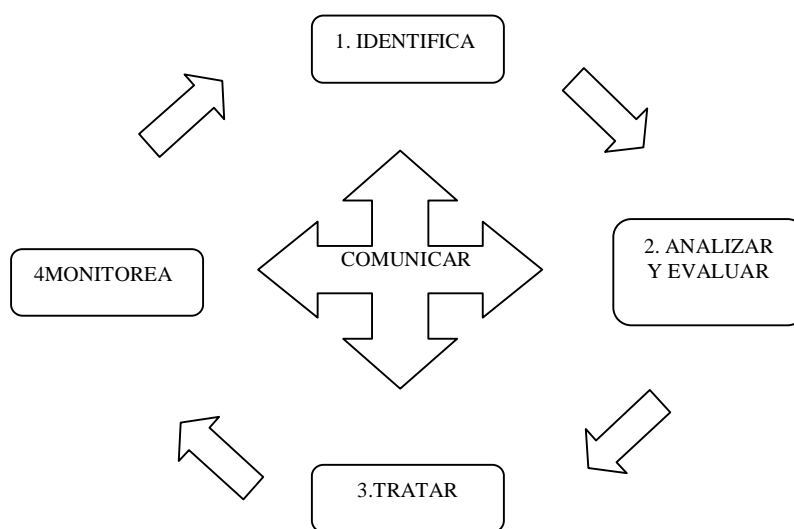
- Optimizar la destinación de recursos hacia el tratamiento de los riesgos críticos
- Incorporar herramientas para mejorar el proceso de tomas de decisiones.
- Preparar a la organización para eventos no esperados “evitar sorpresas”.
- Preservar y crear valor para la empresa.
- Cuidar los principales activos (personas, medio ambiente).
- Prevenir amenazas y aprovechar oportunidades.
- Mejorar la calidad de riesgo tanto en el mercado reasegurador como en el mercado de valores³⁶.

³⁶ Política Gestión de Riesgos de Ecopetrol Ecp- Gfi2-D-001

13.3 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Para la identificación de procesos se sigue como guía el Ciclo de Gestión de Riesgos.

Figura 6. Identificación de riesgos



Fuente: Autores del proyecto

Los riesgos que se identificaron dentro de los procesos que conforman la realización del proyecto fueron:

Desde el punto de vista del Riesgo Constructivo.

Identificación del Riesgo.

El riesgo que el proveedor de equipo motor generador y accesorios complementarios incumpla en las entregas.

Mitigación.

Tener un estudio de mercado alternativo y localizado en el mundo, donde se identifique rápidamente un posible proveedor con capacidad de entrega de equipos que garanticen las especificaciones requeridas en el proyecto.

Desde el punto de vista del Riesgo de Inversión.

Identificación del Riesgo.

Cambio de prioridades de inversión dentro de las directrices de ECOPETROL

Mitigación.

Sustentar técnicamente muy bien los cálculos de ahorro en producción para que sea estímulo de inversión para las directrices de la empresa.

Identificación del Riesgo.

Cambio en la TRM y por tanto en los costos de las inversiones

Mitigación.

Revisar proyección de la TIR para sustentar una mayor aproximación a la realidad.

Desde el punto de vista del Riesgo Social.**Identificación del Riesgo.**

Resistencia de la comunidad hacia el avance del proyecto debido a las expectativas del consumo de gas. Para la región es conocido que la comunidad realiza pegas sobre la línea existente para abastecerse de gas, practica no aceptada por la ECOPETROL por el riesgo que tiene la no utilización de técnicas.

Mitigación.

Implementar un campaña con participación de la comunidad donde se explique el proyecto y se de motivos de seguridad física para retirar pegas.

14. CONCLUSIONES

Realizados los diferentes estudios, se confirma que el proyecto es viable financiera y económicamente, dejando ver beneficios para Ecopetrol en el mediano y largo plazo, con recuperación de la inversión en un periodo inferior a 4 años.

Con la implementación del proyecto se pueden generar beneficios para Ecopetrol, a través de uso de recursos que en la actualidad no generan valor agregado a la operación petrolera en los campos de Petrolea y Sardinata en el municipio de Tibú.

La evaluación financiera comprobó que el proyecto genera rentabilidad, con una TIR de 31% comparada con una tasa de oportunidad del 17.24%, un VPN de \$3.141.803 lo cual indica la viabilidad de la propuesta.

14.1 RECOMENDACIONES

Ecopetrol S.A. debe considerar la continuación de los estudios de factibilidad de la Instalación de una Planta Termoeléctrica a base de Gas Natural en los campos de Periféricos en Tibú (Norte de Santander) puesto que la evaluación financiera y Económica realizadas en el estudio de Prefactibilidad dejan ver que es un proyecto viable.

Es necesario identificar medios de operación con mayor eficiencia y confiabilidad que le permitan a Ecopetrol continuar proyectando crecimiento en la producción de los campos ubicados en los corregimientos de Petrolea y Sardinata en el municipio de Tibú, por tanto, se considera la autogeneración de energía como una de las mejores alternativas.

BIBLIOGRAFÍA

BEHRENS W, Manual para la preparación de estudios de viabilidad industrial. Viena. 1994.

BUSTAMENTE ALZATE, Guillermo. Pautas para la iniciación y planificación de proyectos. 2008.

CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA. 1991.

ECOPETROL S.A., Política Gestión de Riesgos de Ecopetrol Ecp- Gfi2-D-001

GARCIA S. Oscar León. Administración financiera. Editorial Prensa Editores. Cali 1999.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Boletín estadístico de minas y energía 2002 – 2007. Bogotá. 195 p.

MIRANDA MIRANDA, Juan José. Gestión de Proyectos. Bogotá. 2005. 436 p.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA. Plan de expansión de Referencia Generación * Transmisión 2008 – 2022. 2008. Bogotá. 203 p.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA. Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia. 2008. Bogotá. 39 p.

WEBGRAFÍA

<http://www.lablaa.org/blaavirtual/economia/industriatina/130.htm>
www.minminas.gov.co/minminas/pagesweb.nsf
www.acolgen.org.co
http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera2005/gestion.htm
<http://www.creg.gov.co/>
http://es.wikipedia.org/wiki/Central_el%C3%A9ctrica
http://www.termotasajero.com.co/ter_sector.htm
<http://www.upme.gov.co/Index4.htm>
<http://sidoe1.ecopetrol.com.co/MotroV2/consulta?accion=verDocs&id=8255>
<http://www.banrep.gov.co/>
<http://www.mityc.es/Electricidad>
www.minproteccionsocial.gov.co
<https://basedoc.superservicios.gov.co/basedoc/resoluciones.shtml?x=56806>
www.ideam.gov.co:8080/legal/resultado.shtml
<http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?t=250539>
http://www.essa.com.co/g_gen_ter.asp
<http://espanol.babelfish.yahoo.com>
www.warsila.com/en/producservices.htm

ANEXOS

Anexo A. Lista de precios de muebles y enseres

ACUERDO DE PRECIOS FPAUG 15006					
Ítem	Descripción	Und	Cantidad TOTAL	Valor Unitario 2008	Valor Parcial Ítem
1. TIPOLOGIAS					
1.21	1.21 ESCRITORIO EN U EN FORMICA MULTIPLE CRITTERIUM (INCLUYE SILLA GIRATORIA)	UN	2	\$ 1,414,001	\$ 2,828,002
1.22	1.22 MESA DE JUNTAS DE 4 PERSONAS (INCLUYE SILLAS)	UN	1	\$ 904,971	\$ 904,971
1.23	1.23 BIBLIOTECA H5 (0.90 X 1.98)	UN	1	\$ 1,169,393	\$ 1,169,393
1.24	1.24 ARCHIVADOR LATERAL PUERTAS 0.90	UN	1	\$ 635,226	\$ 635,226
1.26	1.26 TABLERO ESCRIBIBLE (1.78 X 1.10)	UN	1	\$ 320,410	\$ 320,410
1.6	1.6 TIPOLOGIA 5 B PROFESIONAL SIN ARCHIVO	UN	2	\$ 1,781,179	\$ 3,562,358
4. MESAS AUXILIARES					
4.2	4.2 MESA DE REUNIONES Ø 0.90m	UN	1	\$ 246,000	\$ 246,000
5. PANELERIA					
5.2	5.2 PANELERIA PISO TECHO H 2,04 MIXTO	ML	2	\$ 800,600	\$ 1,601,200
5.4	5.4 PUERTA EN VIDRIO	UN	2	\$ 400,000	\$ 800,000
6. ARCHIVOS					
6.1	6.1 CAJONERA 2*1	UN	2	\$ 340,000	\$ 680,000
6.2	6.2 ARCHIVO HORIZONTAL ENTREPAÑO Y PUERTAS 0,70 H 0.70 PROFESIONAL	UN	2	\$ 690,000	\$ 1,380,000
6.14.	6.14 ARCHIVO CARPETAS COLGANTE 0,60 H 1.00 JEFE	UN	1	\$ 924,957	\$ 924,957
7. SILLAS					

7.1	7.1 SILLAS GIRATORIAS PARA PUESTOS DE TRABAJO (Espaldar medio)	UN	3	\$ 40,005	\$ 120,015
7.2	7.2 SILLAS GIRATORIAS PARA SALAS DE JUNTAS (Espaldar medio sin brazos)	UN	3	\$ 400,200	\$ 1,200,600
7.5	7.5 SILLAS FIJAS PARA CAFETERIA LUNA POR DEFINIR COLOR	UN	3	\$ 162,520	\$ 487,560
8.ACCESORIOS					
8.5.	8.5 PAPELERA LUGANO EN MADERA TIPOLOGIA 1	UN	2	\$ 150,000	\$ 300,000
8.17.	8.17 PANTALLAS	ML	2	\$ 131,900	\$ 263,800
8.19	8.19 TABLERO ESCRIBIBLE (1.78 X 1.10)	UN	1	\$ 120,010	\$ 120,010
9. SERVICIOS					
9.3	INSTALACION DE PUESTOS DE TRABAJO	UN	2	\$ 2,000,000	\$ 4,000,000
				SUB-TOTAL	\$ 21,544,502
				IVA	\$ 3,447,120
				VALOR TOTAL CON IVA	\$ 24,991,622
MARIA DEL PILAR MOLANO					
GERENTE COMERCIAL MEPAL S.A					

Anexo B. Cálculos Financieros

Proyecto: GENERACION DE ENERGIA											
Preparado por:											
NURYS ESPINOSA											
CARLOS CHAVES											
PERIODO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
INDICADORES											
INFLACION	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TASA DE INTERES ASV		-	-	-	-	-	-	-			
IMPUESTOS		0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
DIVIDENDOS		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEPRECIACION TIPO I (20 Años)		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
DEPRECIACION TIPO II OPERATIVOS (5 Años)		0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
AMORTIZACION (5 Años)		0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
INVERSION TOTAL											

(Miles de pesos)												
Diseño definitivos	\$120,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Gastos de Organización	\$50,000											
Gastos Preoperativos (diferidos)	\$170,000											
Terrenos	\$5,000											
Construcción y adecuación de infraestructura física	\$2,583,380											
Equipos	\$1,176,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,176,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Vehículos	\$70,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Muebles	\$25,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25,000
total activos FIJOS Operativos	\$1,271,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,201,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25,000
total acumulado activos preoperativos	\$2,498,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total activos fijos acumulados >>>	\$4,029,880	\$4,029,880	\$4,029,880	\$4,029,880	\$4,029,880	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,256,380
Capital de trabajo inicial	\$117,650	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Inversión	\$4,147,530	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,201,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25,000
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES (F		\$993,368	\$995,355	\$997,620	\$1,000,202	\$1,123,296	\$1,126,652	\$1,130,478	\$1,134,840	\$1,139,812	\$1,147,980	

2)											
COSTOS DE OPERACIÓN											
Costos directos		\$464,073	\$466,060	\$468,326	\$470,908	\$473,852	\$477,208	\$481,034	\$485,395	\$490,368	\$496,036
Materiales	\$0	\$14,193	\$16,180	\$18,446	\$21,028	\$23,972	\$27,328	\$31,154	\$35,515	\$40,488	\$46,156
Mano de Obra		\$449,880	\$449,880	\$449,880	\$449,880	\$449,880	\$449,880	\$449,880	\$449,880	\$449,880	\$449,880
Costos indirectos		\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306
Mano de obra indirecta		\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306	\$124,306
Otros Gastos Indirectos		\$404,988	\$404,988	\$404,988	\$404,988	\$525,138	\$525,138	\$525,138	\$525,138	\$525,138	\$527,638
Servicios Públicos		\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000
Seguros (10%)		\$402,988	\$402,988	\$402,988	\$402,988	\$523,138	\$523,138	\$523,138	\$523,138	\$523,138	\$525,638
DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES:											
TERRENO	\$5,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Activos Período anterior		\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000
Subtotal Activos Acum	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000	\$5,000
ACTIVOS TIPO I edificios (20 años)	\$2,583,380	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Activos Período anterior		\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal Activos Acum	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380	\$2,583,380

		0	0	0	0	0					
Deprec del periodo		\$129,169	\$129,169	\$129,169	\$129,169	\$129,169	\$129,169	\$129,169	\$129,169	\$129,169	\$129,169
Depreciac periodo anterior			\$129,169	\$258,338	\$387,507	\$516,676	\$645,845	\$775,014	\$904,183	\$1,033,352	\$1,162,521
Subtotal Deprec Acum		\$129,169	\$258,338	\$387,507	\$516,676	\$645,845	\$775,014	\$904,183	\$1,033,352	\$1,162,521	\$1,291,690
ACTIVOS TIPO II OPERATIVOS(10 años)	\$1,271,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,201,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25,000
Activos Período anterior		\$1,271,500	\$1,271,500	\$1,271,500	\$1,271,500	\$1,271,500	\$2,473,000	\$2,473,000	\$2,473,000	\$2,473,000	\$2,473,000
Subtotal Activos Acum	\$1,271,500	\$1,271,500	\$1,271,500	\$1,271,500	\$1,271,500	\$2,473,000	\$2,473,000	\$2,473,000	\$2,473,000	\$2,473,000	\$2,498,000
Deprec del periodo		\$127,150	\$127,150	\$127,150	\$127,150	\$127,150	\$247,300	\$247,300	\$247,300	\$247,300	\$247,300
Depreciac periodo anterior			\$127,150	\$254,300	\$381,450	\$508,600	\$635,750	\$883,050	\$1,130,350	\$1,377,650	\$1,624,950
Subtotal Deprec Acum		\$127,150	\$254,300	\$381,450	\$508,600	\$635,750	\$883,050	\$1,130,350	\$1,377,650	\$1,624,950	\$1,872,250
GASTOS PREOPERATIVOS AMORTIZABLES	\$170,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Activos Período anterior		\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000
Subtotal Activos Acum	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000
Amortización del periodo		\$34,000	\$34,000	\$34,000	\$34,000	\$34,000					
Amortización periodo			\$34,000	\$68,000	\$102,000	\$136,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000

anterior											
Subtotal Amortización acum		\$34,000	\$68,000	\$102,000	\$136,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000	\$170,000
Activos Acumulados	\$4,029,880	\$4,029,880	\$4,029,880	\$4,029,880	\$4,029,880	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,256,380
Total Deprec/Amort del Periodo		\$290,319	\$290,319	\$290,319	\$290,319	\$290,319	\$376,469	\$376,469	\$376,469	\$376,469	\$376,469
Total Deprec/Amort Acumulada		\$290,319	\$580,638	\$870,957	\$1,161,276	\$1,451,595	\$1,828,064	\$2,204,533	\$2,581,002	\$2,957,471	\$3,333,940
INGRESOS NETOS POR AHORROS (FLUJO 3)											
INGRESOS TOTALES(consumo anual)		\$2,109,408	\$2,404,725	\$2,741,387	\$3,125,181	\$3,562,706	\$4,061,485	\$4,630,093	\$5,278,306	\$6,017,269	\$6,859,686
Venta anual energía		\$2,109,408	\$2,404,725	\$2,741,387	\$3,125,181	\$3,562,706	\$4,061,485	\$4,630,093	\$5,278,306	\$6,017,269	\$6,859,686
Precio unitario		\$280	\$280	\$280	\$280	\$280	\$280	\$280	\$280	\$280	\$280
Cantidad vendida año		7,533,600	8,588,304	9,790,667	11,161,360	12,723,950	14,505,303	16,536,046	18,851,092	21,490,245	24,498,879
Cantidad vendida por día		20,640	23,530	26,824	30,579	34,860	39,741	45,304	51,647	58,877	67,120
Unidades utilizadas		860	980	1,118	1,274	1,453	1,656	1,888	2,152	2,453	2,797

(KWHORA)											
ESTRUCTURA FINANCIERA (FLUJO 5)											
Prestamos	\$ -										
Socios	\$ 4,147,530										
Total	\$ 4,147,530	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
ESTADO DE RESULTADOS	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas (Ahorros)		\$2,109,40 8	\$2,404,72 5	\$2,741,38 7	\$3,125,18 1	\$3,562,70 6	\$4,061,485	\$4,630,093	\$5,278,306	\$6,017,269	\$6,859,686
Costo de la operación		\$993,368	\$995,355	\$997,620	\$1,000,20 2	\$1,123,29 6	\$1,126,652	\$1,130,478	\$1,134,840	\$1,139,812	\$1,147,980
Depreciación		\$290,319	\$290,319	\$290,319	\$290,319	\$290,319	\$376,469	\$376,469	\$376,469	\$376,469	\$376,469
RESULTADO OPERACIONAL (U.A.I.)		\$825,721	\$1,119,05 1	\$1,453,44 8	\$1,834,65 9	\$2,149,09 1	\$2,558,364	\$3,123,145	\$3,766,997	\$4,500,988	\$5,335,237
Gastos financieros		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Ingresos no operacionales											
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		\$825,721	\$1,119,05 1	\$1,453,44 8	\$1,834,65 9	\$2,149,09 1	\$2,558,364	\$3,123,145	\$3,766,997	\$4,500,988	\$5,335,237

Impuesto a la renta		\$272,488	\$369,287	\$479,638	\$605,438	\$709,200	\$844,260	\$1,030,638	\$1,243,109	\$1,485,326	\$1,760,628
RESULTADO (Utilidad Neta)		\$553,233	\$749,764	\$973,810	\$1,229,222	\$1,439,891	\$1,714,104	\$2,092,507	\$2,523,888	\$3,015,662	\$3,574,609
Dividendos		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Utilidad Retenida		\$553,233	\$749,764	\$973,810	\$1,229,222	\$1,439,891	\$1,714,104	\$2,092,507	\$2,523,888	\$3,015,662	\$3,574,609
CAPITAL DE TRABAJO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Efectivo mínimo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Cuentas por cobrar		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Inventarios	\$117,650	\$118,093	\$118,155	\$118,226	\$118,307	\$236,049	\$236,154	\$236,273	\$236,409	\$236,565	\$235,300
Cuentas por pagar		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Pasivo Corriente		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Capital de trabajo Neto	\$117,650	\$118,093	\$118,155	\$118,226	\$118,307	\$236,049	\$236,154	\$236,273	\$236,409	\$236,565	\$235,300
Incremento del K de T	\$117,650	\$443	\$62	\$71	\$81	\$117,742	\$105	\$119	\$136	\$155	-\$1,265
FLUJO DE FUENTES Y USOS	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FUENTES											
Resultado operacional (U.A.I.)		\$825,721	\$1,119,051	\$1,453,448	\$1,834,659	\$2,149,091	\$2,558,364	\$3,123,145	\$3,766,997	\$4,500,988	\$5,335,237
Depreciación		\$290,319	\$290,319	\$290,319	\$290,319	\$290,319	\$376,469	\$376,469	\$376,469	\$376,469	\$376,469
Incremento en préstamos	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0

Incremento en Capital Social	\$4,147,530	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Disminución activos												
TOTAL FUENTES	\$4,147,530	\$1,116,040	\$1,409,370	\$1,743,767	\$2,124,978	\$2,439,410	\$2,934,833	\$3,499,614	\$4,143,466	\$4,877,457	\$5,711,706	
USOS												
Incremento de activos	\$4,029,880	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,201,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25,000
Incremento en capital de trabajo in	\$117,650	\$443	\$62	\$71	\$81	\$117,742	\$105	\$119	\$136	\$155	-\$1,265	
Amortización de prestamos		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Gastos financieros		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Impuesto a la renta		\$272,488	\$369,287	\$479,638	\$605,438	\$709,200	\$844,260	\$1,030,638	\$1,243,109	\$1,485,326	\$1,760,628	
Dividendos		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
TOTAL USOS	\$4,147,530	\$272,931	\$369,349	\$479,708	\$605,518	\$2,028,442	\$844,365	\$1,030,758	\$1,243,245	\$1,485,481	\$1,784,364	
Exceso/Déficit	\$0	\$843,109	\$1,040,021	\$1,264,058	\$1,519,460	\$410,968	\$2,090,468	\$2,468,857	\$2,900,221	\$3,391,975	\$3,927,342	
Acum Exceso/Déficit	\$0	\$843,109	\$1,883,130	\$3,147,188	\$4,666,649	\$5,077,616	\$7,168,084	\$9,636,941	\$12,537,162	\$15,929,137	\$19,856,480	
CONTROL a Exceso/Déficit >>>												

BALANCE	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACTIVOS											
Caja	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Excedente de caja	\$0	\$843,109	\$1,883,130	\$3,147,188	\$4,666,649	\$5,077,616	\$7,168,084	\$9,636,941	\$12,537,162	\$15,929,137	\$19,856,480
Inventarios	\$117,650	\$118,093	\$118,155	\$118,226	\$118,307	\$236,049	\$236,154	\$236,273	\$236,409	\$236,565	\$235,300
Activo Fijo bruto	\$4,029,880	\$4,029,880	\$4,029,880	\$4,029,880	\$4,029,880	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,231,380	\$5,256,380
Depreciación acumulada	\$0	\$290,319	\$580,638	\$870,957	\$1,161,276	\$1,451,595	\$1,828,064	\$2,204,533	\$2,581,002	\$2,957,471	\$3,333,940
Activo fijo neto	\$4,029,880	\$3,739,561	\$3,449,242	\$3,158,923	\$2,868,604	\$3,779,785	\$3,403,316	\$3,026,847	\$2,650,378	\$2,273,909	\$1,922,440
TOTALACTIVOS	\$4,147,530	\$4,700,763	\$5,450,528	\$6,424,338	\$7,653,559	\$9,093,450	\$10,807,554	\$12,900,061	\$15,423,949	\$18,439,611	\$22,014,220
PASIVOS											
Pasivo corriente	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Deuda L.Plazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
TOTALPASIVOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Capital Social	\$4,147,530	\$4,147,530	\$4,147,530	\$4,147,530	\$4,147,530	\$4,147,530	\$4,147,530	\$4,147,530	\$4,147,530	\$4,147,530	\$4,147,530
Resultado de ejercicios anteriores	\$0	\$553,233	\$1,302,998	\$2,276,808	\$3,506,029	\$4,945,920	\$6,660,024	\$8,752,531	\$11,276,419	\$14,292,081	

Utilidades retenidas del ejercicio		\$553,233	\$749,764	\$973,810	\$1,229,222	\$1,439,891	\$1,714,104	\$2,092,507	\$2,523,888	\$3,015,662	\$3,574,609
PATRIMONIO	\$4,147,530	\$4,700,763	\$5,450,528	\$6,424,338	\$7,653,559	\$9,093,450	\$10,807,554	\$12,900,061	\$15,423,949	\$18,439,611	\$22,014,220
PASIVO+PATRIMONIO	\$4,147,530	\$4,700,763	\$5,450,528	\$6,424,338	\$7,653,559	\$9,093,450	\$10,807,554	\$12,900,061	\$15,423,949	\$18,439,611	\$22,014,220
Control Balance >>>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA											
Exceso/Déficit	\$0	\$843,109	\$1,040,021	\$1,264,058	\$1,519,460	\$410,968	\$2,090,468	\$2,468,857	\$2,900,221	\$3,391,975	\$3,927,342
Dividendos	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Socios	\$4,147,530	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA	-\$4,147,530	\$843,109	\$1,040,021	\$1,264,058	\$1,519,460	\$410,968	\$2,090,468	\$2,468,857	\$2,900,221	\$3,391,975	\$3,927,342
TIR>>>	31%										
VPN	\$ 3,141,803										
Tasa de Oportunidad	17.24%										