

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE AUTOGENERACIÓN ENERGÉTICA
A PARTIR DE CARBÓN, PARA UNA EMPRESA DE PRODUCCIÓN DE
QUÍMICOS.**

**GABRIEL RICARDO MONTAÑA MANRIQUE
LIBARDO ARIEL HERNÁNDEZ LAVERDE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2015**

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE AUTOGENERACIÓN ENERGÉTICA
A PARTIR DE CARBÓN, PARA UNA EMPRESA DE PRODUCCIÓN DE
QUÍMICOS**

**GABRIEL RICARDO MONTAÑA MANRIQUE
LIBARDO ARIEL HERNÁNDEZ LAVERDE**

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

**Director:
PhD. OLGA PATRICIA CHACÓN ARIAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2015**

Gracias a Dios por el don de la vida, por la oportunidad que me brinda de aprender cada día, además de ser mi camino y mi fortaleza.

A mi esposa Andrea y mi hijo Santiago quienes me han brindado su amor y fuerza para seguir adelante sin importar los obstáculos.

A mis padres Manuel y Olga por su enseñanza y apoyo en todo momento, porque de ellos aprendí a luchar y esforzarme por aquellas cosas que a veces parecen imposibles, a ellos debo lo que soy y lo que he logrado.

A mis hermanos Mónica, Edison y Viviana.

Y a todas aquellas personas que de una u otra manera han contribuido en mi formación.

Gracias,

Ribardo A. Hernández

Gracias a Dios por permitirme alcanzar una más de mis metas.

Infinitas gracias a mi familia por su apoyo incondicional durante estos años de aprendizaje continuo.

Ricardo Montaña

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. MARCO TEÓRICO	18
1.1 SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA.	18
1.1.1 Generación	18
1.1.1.1 Generadores	18
1.1.1.2 Plantas menores	18
1.1.1.3 Aerogeneradores	18
1.1.1.4 Cogeneradores	18
1.1.1.5 Distribución	19
1.1.1.6 Sistema de Transmisión Regional (STR)	19
1.1.1.7 Sistema de Distribución Local (SDL)	19
1.1.1.8 Transmisión	19
1.1.1.9 Sistema de Transmisión Nacional (STN)	19
1.1.1.10 Comercialización	19
1.1.2 Mercado Energético	19
1.1.2.1 Usuarios regulados	20
1.1.2.2 Usuarios No regulados	20
1.1.2.3 Agentes	20
1.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	20
1.3 MARCO REGULATORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	21
1.4 MERCADO DEL CARBÓN EN COLOMBIA	22
1.5 PRECIO DEL CARBÓN.	24
1.6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN ENERGÉTICA A BASE DE CARBÓN.	24
1.6.1 Molienda del carbón	26
1.6.2 Sistemas de combustión	27
1.6.3 Combustores de lecho fijo o Parilla viajera.	27
1.6.4 Combustores de lecho pulverizado.	28
1.6.5 Combustores de lecho fluidizado	28

1.6.6 Cogeneración	30
2. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO.	32
2.1 EVALUACIÓN DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES DEL PROYECTO	32
2.2 TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA.	34
2.2.1 Zona de almacenamiento de carbón	35
2.2.2 Zona de molienda	35
2.2.3 Horno-caldera	35
2.2.4 Chimenea	35
2.2.5 Turbina generador	36
2.2.6 Condensadores	36
2.2.7 Torres de enfriamiento	36
2.2.8 Sub-estación	36
2.2.9 Cuarto de control	36
2.2.10 Almacenamiento de cenizas	36
2.2.11 Laboratorio	36
2.3 CAPACIDAD INSTALADA	37
2.4 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE COMBUSTIÓN	37
2.5 MANO DE OBRA REQUERIDA	38
2.6. NECESIDADES DE MATERIA PRIMA	40
3. CENTRALES CARBOELECTRICAS	42
3.1 EMISIONES CONTAMINANTES.	42
3.1.1 Bióxido de azufre (SO ₂)	42
3.1.2 Óxidos de nitrógeno (NO _x)	44
3.1.3 Óxidos de carbono	44
3.1.4 Partículas sólidas	45
4. ESTUDIO FINANCIERO	47
4.1 COSTOS DE INVERSIÓN	47
4.1.1 Costo Directo.	47
4.1.2 Costo Directo más Indirecto.	47
4.1.3 Costo Actualizado al Inicio de Operación.	47
4.2 PROGRAMA DE INVERSIÓN Y FACTOR DE VALOR PRESENTE	48
4.3 FACTOR DE COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN	49
4.4 ESTRUCTURA DEL COSTO DE INVERSIÓN	49

4.4 COSTOS DE COMBUSTIBLES - CARBÓN	50
4.5 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	50
4.6 COSTOS DEL AGUA	52
4.6.1 Consumo de Agua	52
4.6.2. Costo del agua Consumida	52
4.7 COSTO TOTAL DE GENERACIÓN	53
4.8 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	53
5. CONCLUSIONES	60
BIBLIOGRAFÍA	62
ANEXOS	64

LISTA DE FIGURAS

	Pg.
Figura 1 Cadena del Carbón	23
Figura 2 Variación del precio interno del Carbón Térmico en Colombia	25
Figura 3 Proceso de generación energética a base de carbón.....	26
Figura 4 Sistema de parrilla viajera.	27
Figura 5 Lecho fluidizado Burbujeante (BFB).....	29
Figura 6 Lecho fluidizado Circulante (CFB).....	29
Figura 7. Gasificación integrada de ciclo combinado (IGCC)	30
Figura 8 Cogeneración ⁴	31
Figura 9. Diagrama de impactos ambientales y medidas de mitigación en las etapas del proceso.....	32
Figura 10 Localización geográfica de la planta.....	34
Figura 11 Diagrama de proceso.....	34
Figura 12 Distribución de áreas de la planta	37
Figura 13 Esquema de la mano de obra requerida para la operación de la planta.	39
Figura 14 Balance de energía proceso de generación de energía con carbón.	41
Figura 15: Esquema de Central Carboeléctrica.....	43
Figura 16: Flujos del proyecto contenidos en la hoja de cálculo.....	54
Figura 17: Flujos de Caja Libre	55
Figura 18: PAYBACK estáticos del proyecto con y sin financiación.	56
Figura 19: Rentabilidad puntual del proyecto.	57
Figura 20: Comportamiento de la TIR del inversionista para variación de tasas de interés y porcentaje de participación de los bancos.....	59

LISTA DE TABLAS

	Pg.
Tabla 1 Capacidad instalada por tecnología	20
Tabla 2 . Generación mensual por tipo de central	21
Tabla 3. Reservas de carbón del departamento de Boyacá.....	23
Tabla 4 Reservas de carbón del departamento de Cundinamarca	24
Tabla 5 Identificación y valoración de aspectos e impactos ambientales.....	33
Tabla 6. Matriz de evaluación del sistema de combustión a usar.	38
Tabla 7. Datos Técnicos del carbón	40
Tabla 8. Características básicas de las centrales generadoras	42
Tabla 9. Emisiones contaminantes	46
Tabla 10. Costo Unitario de Inversión.....	48
Tabla 11. Programa de inversión.....	48
Tabla 12. Costo nivelado de inversión.....	49
Tabla 13. Composición del tipo de costos de inversión por tipo de recurso y proceso (%)	49
Tabla 14. Propiedades de algunos tipos de carbón	50
Tabla 15. Costo de generación por concepto de combustible.....	50
Tabla 16. Costos de operación y mantenimiento	51
Tabla 17. Consumo de agua	52
Tabla 18. Costo total de generación.....	53
Tabla 19: Flujos de inversión del proyecto.....	54

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. HOJA DE CÁLCULO DEL ESTUDIO FINANCIERO DEL PROYECTO..... 64

ANEXO 2. MÉTODO DE EVALUACIÓN DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES 72

RESUMEN

TITULO

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE AUTOGENERACIÓN ENERGÉTICA A PARTIR DE CARBÓN, PARA UNA EMPRESA DE PRODUCCIÓN DE QUÍMICOS.*

AUTORES

Gabriel Ricardo Montaña Manrique
Libardo Ariel Hernández Laverde

PALABRAS CLAVES: Generación energética, Autogeneración, Aspectos e impactos ambientales, Flujos de caja, TIR, VPN, Tasa de oportunidad.

DESCRIPCIÓN

En este trabajo de monografía se desarrolla un estudio de prefactibilidad técnica y financiera del proyecto de implementación de una planta de autogeneración energética, Se inicia con una revisión bibliográfica de las alternativas tecnológicas disponibles hoy en día y de los sistemas de combustión de carbón pulverizado, luego se revisan los aspectos legales concernientes al desarrollo del proyecto. Se hace una descripción del proceso y la revisión de los aspectos e impactos ambientales que puede generar el proyecto y se definen las medidas para tratar estos riesgos. Basados en la descripción del proceso se determina el área requerida para el montaje del proyecto, se define la capacidad de generación y se desarrolla un balance de materia y energía con el que se determina la cantidad de materias primas requeridas.

Con los parámetros encontrados en el estudio técnico se determina el capital requerido para el desarrollo del proyecto y el plan de inversiones, se realiza la determinación de los flujos de caja esperados para el proyecto e inversionistas y se hace un análisis de sensibilidad de algunas de las variables más significativas. El estudio financiero termina con la determinación de los índices de rentabilidad como la TIR y el VPN del proyecto. Toda la información del estudio financiero se desarrolla en el anexo A.

Finalmente se hace una serie de conclusiones y recomendaciones para la siguiente etapa de evaluación.

*Proyecto de Grado

**Universidad Industrial de Santander. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de proyectos. Director: Olga Patricia Chacón

ABSTRACT

TITTLE

STUDY OF TECHNICAL AND FINANCIAL PREFEASIBILITY OF IMPLEMENTING AN ENERGY SELF-GENERATION PLANT FROM COAL, FOR CHEMICAL PRODUCTION COMPANY. *

AUTHORS

Gabriel Ricardo Montaña Manrique
Libardo Ariel Hernández Laverde**

KEY WORDS:

Energy Generation, Self-generation, Environment Aspects and Impacts, Project cash flow, IRR, NPV.

DESCRIPTION

The aim of this working paper is the develop of study a technical and financial prefeasibility for implementation project of an energy self-generation plant, it begins with a literature review of alternative technologies available today and systems pulverized coal combustion, then the development of the project concerning the legal aspects are reviewed. A description of the process and the review of the environmental aspects and impacts that can build the project and measures to address these risks are defined blocks. Based on the description of the process required for mounting the project area is determined, the generating capacity is defined a material balance and energy and the amount of raw material required is determined develops.

With the parameters found in the technical study the capital required for project development and investment plan is determined, the determination of expected cash flows for the project and investors is performed and a sensitivity analysis of some of the blocks most significant variables. The financial study ends with the determination of rates of return as the IRR and NPV of the project. All information in the financial study develops in Annex A.

Finally some conclusions and recommendations are made for the next stage of evaluation

*Graduation Project

**Industrial University of Santander. School of Industrial and business Studies.
Specialization in Manager Project Management. Director. PhD Olga Chacon

INTRODUCCIÓN

La Autogeneración es una herramienta que ha permitido a varias empresas Colombianas mantenerse competitivas en un mercado que cada vez exige procesos altamente eficientes y bajos costos de producción. Esta tecnología permite reducir significativamente el costo de la electricidad y además, si es posible el uso del calor residual en los procesos de producción, puede llegar a potenciarse el impacto sobre la reducción de costos y a su vez logrando

El presente documento tiene como fin presentar la evaluación de prefactibilidad técnica y financiera de la implementación de un sistema de generación eléctrica para una planta de químicos.

Se desarrolla una revisión bibliográfica de la situación del mercado del carbón en Colombia, el proceso de generación energética y las tecnologías existentes. A su vez se realiza una evaluación cualitativa de los aspectos e impactos ambientales generados y de la tecnología a implementar. Luego se realiza un análisis de la ubicación del proyecto y de la serie de procesos que se requieren para la generación de energía.

Definido el diagrama de flujo de proceso se realiza una evaluación de la mano de obra requerida y se realiza el balance de materia y energía para poder determinar la cantidad de materia prima requerida.

Basados en los resultados anteriores se desarrolla el estudio que permite determinar los flujos de caja del proyecto y la rentabilidad del mismo.

Finalmente se hace una serie de conclusiones y recomendaciones logradas al desarrollar este estudio.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA.¹

Según lo consignado en la resolución CREG 097 de 2008, el mercado eléctrico colombiano se divide según las actividades que desempeñan los diferentes agentes en:

1.1.1 Generación Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Los agentes que participan en esta área del mercado se clasifican en:

1.1.1.1 Generadores Son aquellos agentes que efectúan sus transacciones de energía en el mercado mayorista, tiene una capacidad instalada mayor o igual a 20MW.

1.1.1.2 Plantas menores Son aquellos agentes que tienen una capacidad instalada inferior a los 20 MW, sus transacciones comerciales están reguladas por la Resolución CREG-086 de 1996.

1.1.1.3 Aerogeneradores Por definición un autogenerador es aquella natural o 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 Sistema Interconectado Nacional y puede o no ser el propietario del sistema de generación. Estos agentes están regulados por Resolución CREG - 084 de 1996.

1.1.1.4 Cogeneradores Por definición un cogenerador a aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración y que puede ser o no el propietario del sistema de cogeneración. La cogeneración se entiende como el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte del proceso productivo cuya actividad principal no es la producción de energía eléctrica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG - 085 de 1996.

¹ Resolución CREG 097 de 2008

1.1.1.5 Distribución Es la actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, las cuales operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

1.1.1.6 Sistema de Transmisión Regional (STR) Se conoce por SRT al sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica el cual está compuesto por las redes regionales o interregionales de transmisión; lo conforman el conjunto de líneas y subestaciones que operan a tensiones menores de 220 kV y que no hacen parte de un sistema de distribución local.

1.1.1.7 Sistema de Distribución Local (SDL) Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

1.1.1.8 Transmisión Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.

1.1.1.9 Sistema de Transmisión Nacional (STN) Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. El principal transportador en el STN es la empresa Interconexión Eléctrica S.A. ESP, con una participación del 75% de los activos de la red.

1.1.1.10 Comercialización Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que esa actividad se desarrolle en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

1.1.2 Mercado Energético El mercado energético colombiano está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados y no regulados, y los agentes.

1.1.2.1 Usuarios regulados Personas naturales o jurídicas cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En esta categoría se encuentran la mayoría de usuarios comerciales, algunos industriales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos.

1.1.2.2 Usuarios No regulados Personas naturales o jurídicas que realizan una demanda de energía superior a 2 Mega vatios (2Mw). Pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores.

1.1.2.3 Agentes En esta categoría se encuentran los generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores. Los cuales hacen posible que la energía llegue al usuario final.

1.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO. ²

El sistema eléctrico colombiano tiene una capacidad instalada de 14423 MW, en donde el mayor porcentaje de participación es de las centrales hidroeléctricas con un 67,7% de la capacidad total instalada. Los cogeneradores y las plantas menores tienen un 0,67% de la participación, una parte corresponde a los proyectos de cogeneración energética que se han puesto en marcha en los últimos años en empresas como Cementos ARGOS, Manuelita, Riopaila, pastas Doria ETC.

Tabla 1 Capacidad instalada por tecnología

Capacidad Instalada [MW]	
<i>Plantas Hidráulicas</i>	9909
<i>Plantas Térmicas a gas</i>	3924
<i>Plantas Térmicas a carbón</i>	701
<i>Plantas Menores y cogeneradores</i>	99
Total	14633

Fuente: UPME(4).

El sistema interconectado recibió 5206 Gwh durante el mes de abril del 2014, de los cuales 32 fueron entregados por los cogeneradores con una participación del 0,61%.

² Informe mensual de las variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. UPME

Tabla 2 . Generación mensual por tipo de central

Tecnología	Generación(GWh)	Participación
<i>Hidráulica</i>	3228	62,01%
<i>Térmica Gas</i>	1092	20,98%
<i>Térmica Carbón</i>	574	11,03%
<i>Menores</i>	257	4,94%
<i>Cogeneradores</i>	32	0,61%
<i>Térmica Líquidos</i>	23	0,44%
<i>Total</i>	5206	

Fuente: UPME(4).

1.3 MARCO REGULATORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

El mercado eléctrico colombiano está regu la principalmente por las siguientes normas:

- **Ley 142 de 1994:** Por la cual el estado interviene en el control de la prestación de los servicios públicos.
- **Ley 143 de 1994:** La cual establece el régimen para las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, en concordancia con las funciones constitucionales y legales que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía.
- **Resolución CREG 119 de 2007:** Por medio de la cual se establece la fórmula tarifaria para comercialización de energía en el mercado regulado de energía eléctrica.
- **Resolución CREG 097 de 2008:** Establece los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local.
- **Resolución 070 de 1998:** En esta resolución se presenta el reglamento de distribución de energía eléctrica.
- **Resolución 086 de 1996:** la cual da el reglamento para la generación energética en plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- **Resolución 084 de 1996:** la cual se reglamentan las actividades del Autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- **Ley 1715 de 2014:** Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Además da las

bases para implementar los medidores bidireccionales que permiten a los cogeneradores entregar los excesos de energía al sistema interconectado.

1.4 MERCADO DEL CARBÓN EN COLOMBIA³

Colombia es el país con mayores reservas de carbón en América Latina, cuenta con recursos Potenciales de 16.992 Millones de toneladas de los cuales 7.063 Mt son medidas, 4.571 Mt son indicadas, 4.237 Mt son inferidas y 1.119 Mt son recursos hipotéticos, por otra parte, es el sexto exportador de carbón del mundo, con una participación de 6,3%, equivalente a 50 Mt anuales de carbón. Estas reservas se encuentran principalmente en la costa atlántica las cuales equivalen al 90% del carbón térmico del país.

Como se observa en la Figura 1 la cadena del carbón en Colombia se puede dividir en las siguientes etapas.

- Exploración - reservas y calidades.
- Explotación - desarrollo y montaje, preparación y producción.
- Beneficio - clasificación y lavado del carbón.
- Transformación, en la producción de coque y otros procesos
- Transporte desde la mina hasta el sitio de beneficio y los patios de acopio.
- Transporte, comercialización, distribución y usos.

Como se puede ver el carbón en Colombia debe pasar por un largo proceso para llegar a puerto lo cual va aumentando el costo de producción, generando que el carbón producido en el interior del país, dependiendo del precio internacional, pueda llegar a no ser competitivo para exportar, por lo cual es necesario generar estrategias que generen consumo de carbón al interior del país.

El proyecto que será evaluado se desarrollara en el altiplano Cundí-boyacense por lo que a continuación se hace un acercamiento a las reservas y al tipo de carbón que se encuentra en esta zona del país.

La producción de carbón en Boyacá abarca desde el municipio de Jericó hasta los límites del departamento de Cundinamarca, la minería en esta zona del país se caracteriza por ser poco tecnificada, las características de las reservas de este departamento se presentan en la tabla 3.

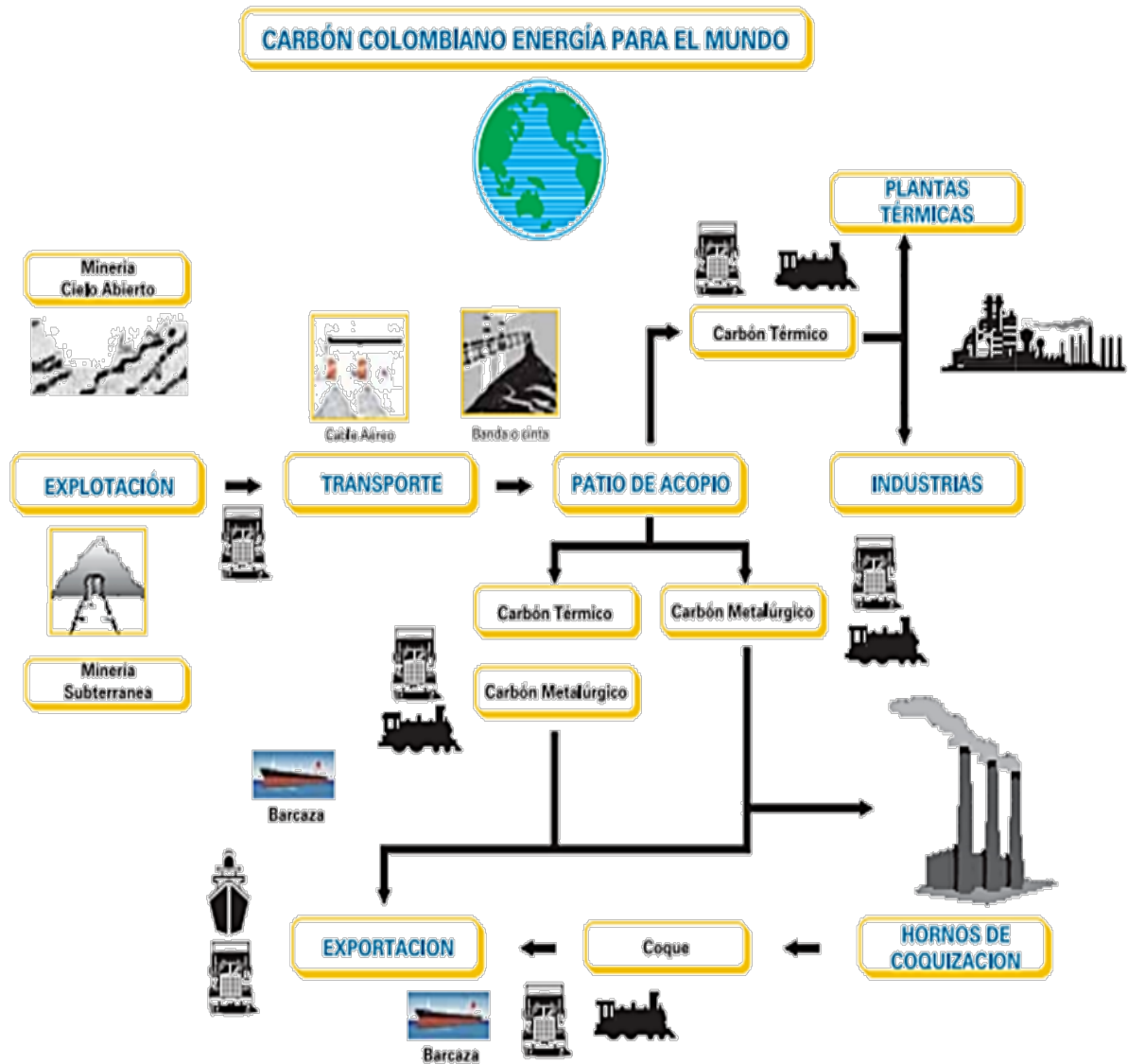
³ La cadena del carbón. UPME. Colombia 2008

Tabla 3. Reservas de carbón del departamento de Boyacá

Zona	Área	Recursos más reservas básicas			Recursos Hipotéticos ⁴	Potencial	Tipo
		Medidos ¹	Indicados ²	Inferidos ³			
Boyacá	Checua-Lenguazaque	35,69	129,87	115,84		281,40	M,T
	Suesca-Albarracín	7,81	43,29	106,26		157,36	T
	Tunja-Paipa-Duitama	24,03	97,21	171,41		292,65	T,M
	Sogamoso-Jericó	102,84	412,25	473,71		988,80	M,T
	Totales	170,37	682,62	867,22		1.720,21	

Fuente ingeominas 2004

Figura 1 Cadena del Carbón



Tomado de: Cadena del carbón. UPME

Por otra parte la formación carbonífera del departamento de Cundinamarca va desde Zipaquirá hasta límites con el departamento de Boyacá. De la misma forma que en el departamento de Boyacá, la minería de carbón en Cundinamarca es poco tecnificada llegando a ser ilegal en algunos casos. El detalle de las reservas de este departamento se presenta en la Tabla 4

Tabla 4 Reservas de carbón del departamento de Cundinamarca

Zona	Área	Recursos más reservas básicas			Recursos Hipotéticos ⁴	Potencial	Tipo
		Medidos ¹	Indicados ²	Inferidos ³			
Cundinamarca	Jerusalén-Guataquí	1,81	5,73	5,28	3,23	16,05	T
	Guaduas-Caparrapí	6,76	32,68	21,36	0,91	61,71	M
	San Francisco-Subachoque-La Pradera	11,35	48,20	60,89	6,46	126,90	M,T
	Guatavita-Sesquilé-Chocontá	21,90	64,31	106,88	10,14	203,23	M,T
	Tabio-Río Frío-Carmen de Carupa	19,43	55,82	54,84	24,78	154,87	M,T
	Checua-Lenguazaque	140,42	345,44	210,66	16,25	712,77	M,T
	Suesca-Albarracín	32,92	87,71	68,90		189,53	T
	Zipaquirá-Neusa	1,64	4,96	10,41		17,01	M,T,E
	Totales	236,23	644,85	539,22	61,77	1.482,07	

Fuente ingeominas 2004

1.5 PRECIO DEL CARBÓN.

El precio del carbón Térmico en el mercado interno de Colombia ha presentado un alza constante en los últimos años dichos movimientos se presentan en la Figura 2, esto ha generado que nuevos productores entren al mercado aumentando la oferta

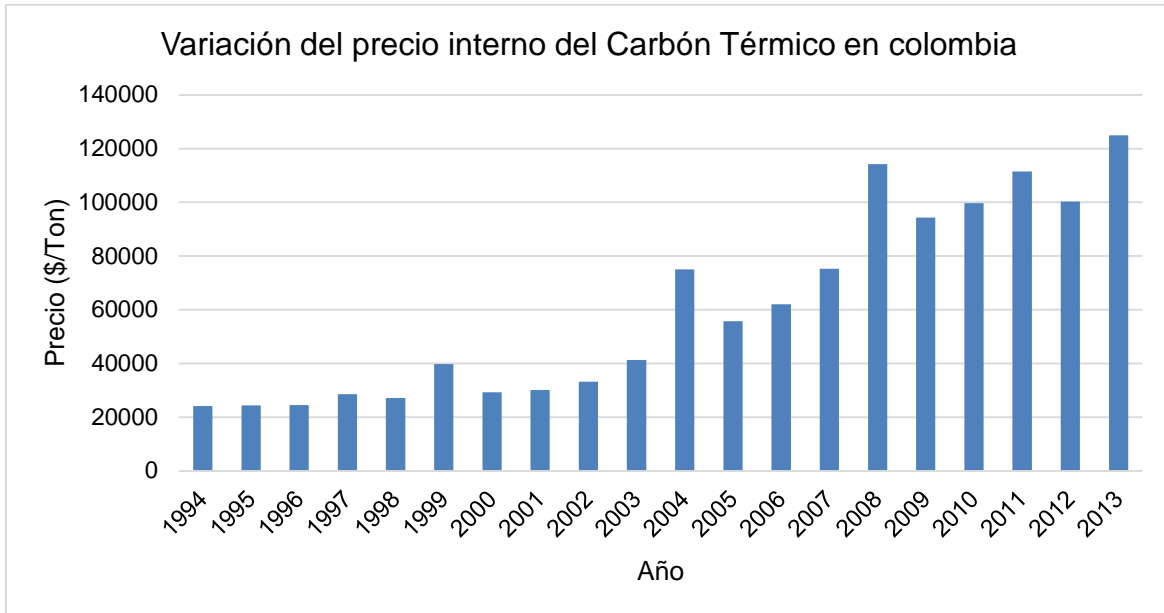
1.6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN ENERGÉTICA A BASE DE CARBÓN.⁴

El proceso de producción de energía a partir de carbón inicia con la cadena del carbón que ya se ha tratado anteriormente, se requiere de un carbón térmico que ya haya sido beneficiado, este se recibe en el centro de acopio de la planta, allí debe ser compactado para evitar explosiones por la saturación de la atmosfera con material particulado. Como se observa en la Figura 3 el carbón luego es enviado por medio de bandas transportadoras a los molinos de pulverización, en esta operación de transporte se debe tener sistema de extracción de polvos para evitar las afecciones respiratorias en el personal operativo. Se realiza una pulverización del carbón para aumentar su área

⁴ Posada, Enrique. Hacia un cultura de la gestión energética empresarial, INDISA S.A. 2014

específica con lo cual se logra una mayor eficiencia durante la combustión disminuyendo el porcentaje de material no quemado.

Figura 2 Variación del precio interno del Carbón Térmico en Colombia



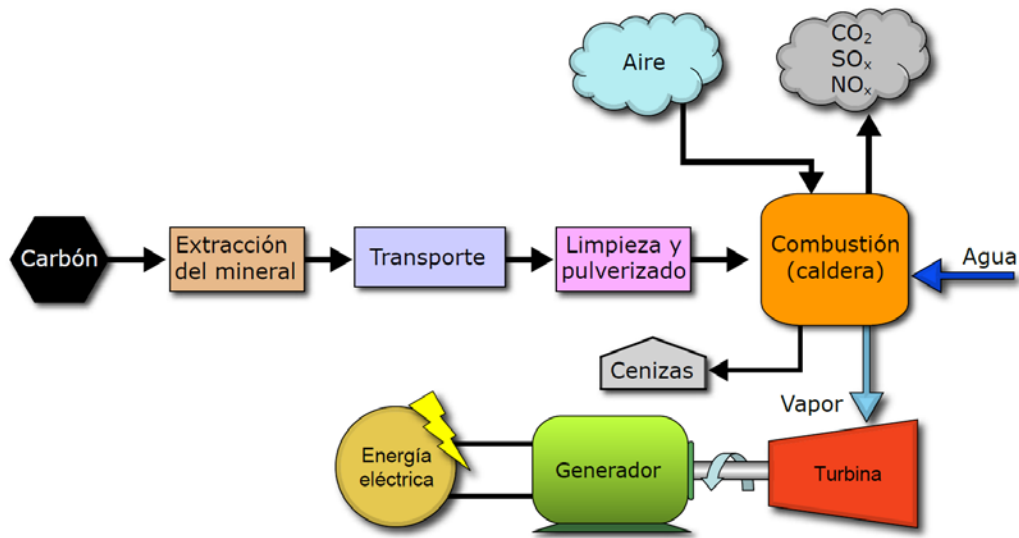
Datos tomados de Simco

En la etapa de combustión se inyecta carbón pulverizado y aire precalentado (con el calor de los gases que salen de la chimenea), controlando la relación de combustión para lograr el máximo aprovechamiento de la energía generada. Para tal fin se han desarrollado tecnologías de calderas de lecho fluidizado que permiten alcanzar una alta eficiencia de la combustión y permite la eliminación de una gran parte del dióxido de azufre que se genera.

Mediante el calor generado en la combustión se puede producir vapor a alta presión que es llevado a una turbina de alta eficiencia, esta va conectada un generador eléctrico. El proceso puede tener variaciones como el uso de vapor sobre-calentado o puede ser mixto con una turbina de gas para aumentar la eficiencia térmica. Para el caso de este proyecto se tomara una parte del vapor alimentado a la turbina para que después de pasar por una primera etapa de generación sea usado en los procesos de la planta.

El vapor que ya ha perdido presión después de pasar por la turbina es llevado a un sistema de condensadores en donde el vapor saturado se lleva a estado líquido y se recircula al sistema de generación de vapor. El agua usada como medio de intercambio de calor en el condensador es llevada a una torre de enfriamiento donde se disminuye su temperatura y puede volver a ser usada en los condensadores.

Figura 3 Proceso de generación energética a base de carbón.



Fuente. <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/cursos/contenidos/docpdf/capitulo14.pdf>

Una parte del dióxido de azufre generado en la combustión es atrapado en el lecho fluorizado, el restante pasa por filtros de carbón activado o filtros catalíticos especialmente de pentóxido de vanadio en los cuales son atrapados para evitar su salida a la atmósfera. El proceso también genera cenizas como residuo la cual puede ser usada en procesos metalúrgicos, o también se han desarrollado estudios para evaluar el uso de las cenizas en la producción de zeolitas o sulfato de aluminio.

A continuación se describen con más detalle las etapas principales del proceso de generación de energía a partir de carbón y las condiciones de operación que se deben mantener.

1.6.1 Molienda del carbón.⁵ En este proceso se lleva el carbón a una granulometría fina, entre malla 100 y malla 200. Este proceso ayuda a reducir el contenido de humedad para facilitar el transporte y la dosificación a los quemadores. En esta etapa la temperatura no puede superar los 80°C para evitar la ignición.

En esta etapa se pueden usar dos sistemas para alimentar el carbón al proceso de combustión, la primera consiste en llevar la materia prima molida a una tolva para su almacenamiento y posterior dosificación a medida que se requiere en el proceso. La otra opción usada se basa en tener el material particulado en suspensión durante el proceso de molienda y alimentar directamente del molino a los quemadores.

⁵ Ecocarbon, Calderas a carbón, centro de investigación para el desarrollo integral, Universidad Pontificia Bolivariana, 1998

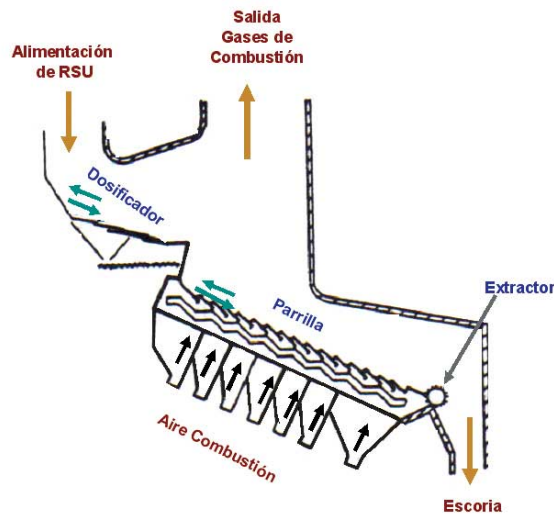
La disminución del tamaño de partícula permite una mejor combustión al manejar una mayor área específica que está en contacto con el oxígeno. Se debe tener en cuenta que entre menor sea el tamaño de partícula deseado el consumo energético va a aumentar exponencialmente.

En este tipo de sistemas se suele usar molinos de resortes que permiten una operación eficiente con un bajo consumo energético.

1.6.2 Sistemas de combustión ⁵ Los sistemas de combustión de carbón para la generación de energía han tenido un gran desarrollo en las últimas décadas pasando de la tradicional parrilla viajera (la cual es la más usada en Colombia) que genera una gran cantidad de material no quemado y requiere condiciones específicas de granulometría para el carbón que podía ser usado(ni muy grueso o ni muy fino) , llegando a los sistemas de generación por ciclo combinado, alcanzando eficiencias del ciclo térmico cercanas a las logradas en las centrales térmicas a base de gas natural, además de trabajar fuertemente en el tema de captura de dióxido de carbono para llevar las emisiones de gases de efecto invernadero al mínimo.

A continuación se hace una pequeña descripción de los diferentes tipos de sistemas de combustión que existen hoy en día.

Figura 4 Sistema de parrilla viajera.



Tomado de: Calderas de carbón Ecocarbon.

1.6.3 Combustores de lecho fijo o Parrilla viajera. Estos equipos el carbón se alimenta sobre una parrilla en la cual se hace un lecho de hasta 20 cm de espesor la parrilla se va

moviendo a través de la cámara de combustión y el aire de combustión pasa a través de la parrilla, las cenizas son descargadas a medida que la parrilla rota. En este tipo de quemadores permiten usar cualquier tipo de carbón, excepto los bituminosos coquizables.

Cuando se tiene abundancia de finos en este sistema es necesario reinyectar las cenizas con un alto porcentaje de inquemados para poder lograr una mejor mayor eficiencia. Por lo que estos sistemas demandan un buen balance entre partículas finas y gruesas.

1.6.4 Combustores de lecho pulverizado. Los sistemas de carbón pulverizados son usados para calderas de gran capacidad como las usadas en la generación eléctrica, en estos sistemas el carbón se mezcla con aire primario el cual sirve como medio para transportarlo e inyectarlo al interior del hogar, en donde se mezcla con aire secundario con una temperatura entre 260 a 425°C. En estos sistemas es importante regular la velocidad de alimentación para que no sea tan alta como para que el carbón sea depositado en la parte final del hogar y no logre su combustión completa o muy lenta y el carbón se deposite en los ductos de alimentación y no entre al hogar de la caldera.

En estos sistemas es necesario controlar las siguientes condiciones: la formación de una llama estable y con una distancia mínima de encendido y la realización de una combustión rápida que permita disminuir la longitud de la llama. Para lograr estas condiciones los sistemas de carbón pulverizado deben cumplir las siguientes condiciones:

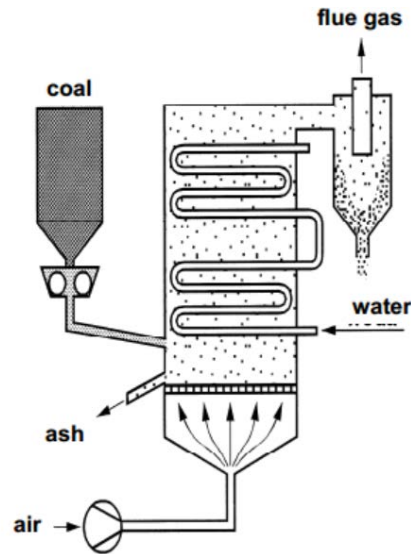
- Mantener una proporción de aire primario mínimo
- Retrasar la mezcla con aire secundario hasta que se estabilice el encendido
- Aumentar al máximo la recirculación de gases.

Para estos sistemas de combustión es recomendable la siguiente distribución granulométrica:

- 80% menor que malla 200.
- 96,5% menor que malla 100
- 99.5 menor que malla 50.

1.6.5 Combustores de lecho fluidizado. En estos sistemas el carbón se encuentra suspendido en una mezcla de aire y gases de combustión. Este sistema es apto para lograr la captura de azufre mediante la mezcla del carbón con carbonato de calcio como adsorbente el cual hace parte del lecho. La temperatura del lecho se mantiene cercana a 840°C, debido a que a esta temperatura se logra una buena captura del azufre y el control de emisiones de NOx. Existen dos tipos de sistemas de combustión en lecho fluidizado:

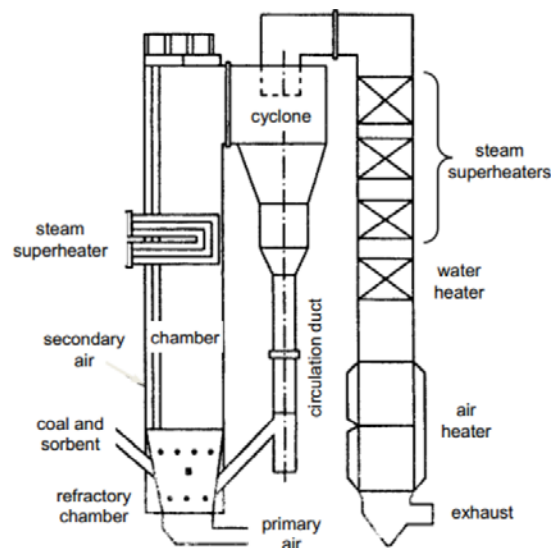
Figura 5 Lecho fluidizado Burbujeante (BFB)



Tomado de: Calderas de carbón Ecocarbon.

Este sistema funciona a bajas velocidades con partículas aproximadamente de 1000mm. Tiene este nombre porque el aire en exceso que se requiere para fluidizar el lecho atraviesa este en forma de burbujas.

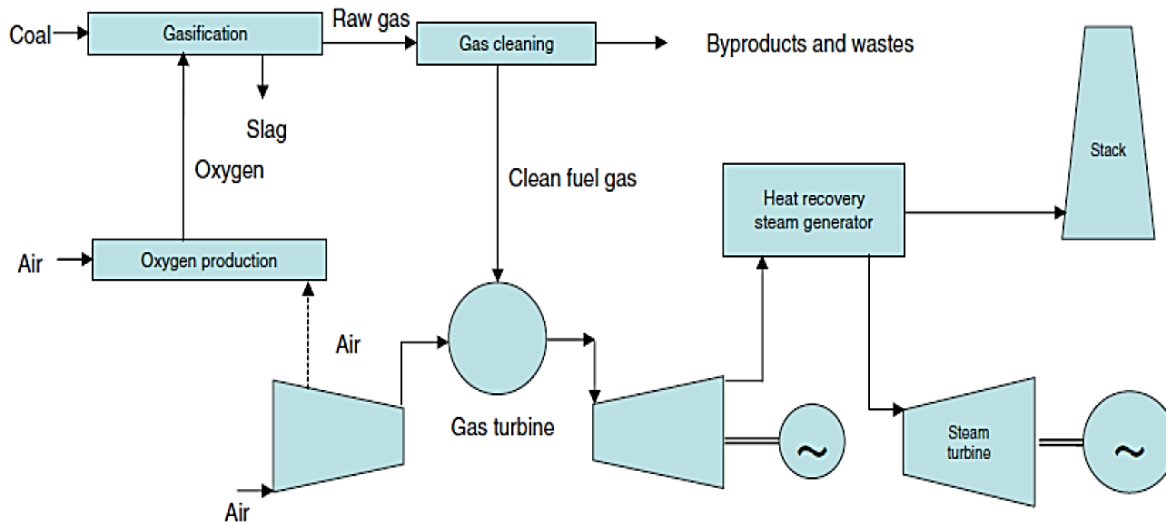
Figura 6 Lecho fluidizado Circulante (CFB)



Tomado de: Calderas de carbón Ecocarbon.

Los sistemas de lecho circulante trabajan a altas velocidades con partículas entre 100-300 mmm. En este sistema se mantienen partículas circulando entre el cobmutor y el sistema de recirculación de partículas.

Figura 7. Gasificación integrada de ciclo combinado (IGCC)⁶

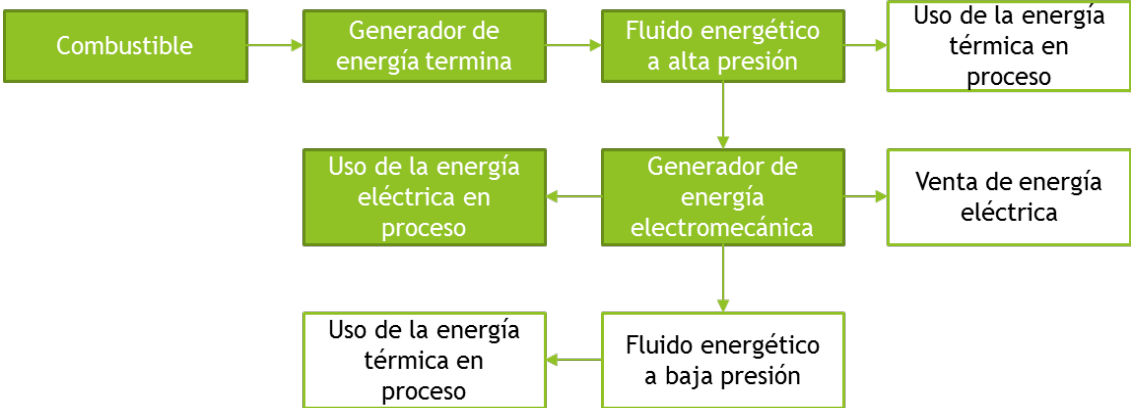


Este sistema consiste en gasificar el carbón, generando gas de síntesis, este gas que es una mezcla de monóxido de carbono e hidrogeno, se alimenta a una turbina de gas comprimido, luego de disminuir su presión en la generación de electricidad se lleva el gas a un combustor que termina el proceso de oxidación del gas de síntesis con la generación de vapor. Con este proceso se obtiene un ciclo combinado que tiene una alta eficiencia energética. Además que este proceso permite disminuir en gran parte el material particulado y otros contaminantes del carbón antes de ser emitido a la atmosfera.

1.6.6 Cogeneración La cogeneración consiste en obtener energía térmica y eléctrica a partir del mismo proceso, esto es posible en los sistemas de generación de energía ya que normalmente la eficiencia de estos procesos es menor al 35%, por lo cual el 65 % de la energía puede ser usada como energía térmica. A su vez la energía sobrante en procesos que generan energía térmica puede ser usada en la producción de energía electromecánica. El uso de la energía residual permita aumentar la eficiencia global de los procesos de generación energética, disminuyendo el uso de combustibles para satisfacer las necesidades energéticas de una planta. La Figura 8 permite visualizar las posibilidades que se obtienen con la cogeneración:

⁶ C. B Oland. Guide to combined heat an power systems for boiler owner and operators. OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY. 2004

Figura 8 Cogeneración ⁴



Fuente: Hacia un cultura de la gestión energética empresarial, INDISA

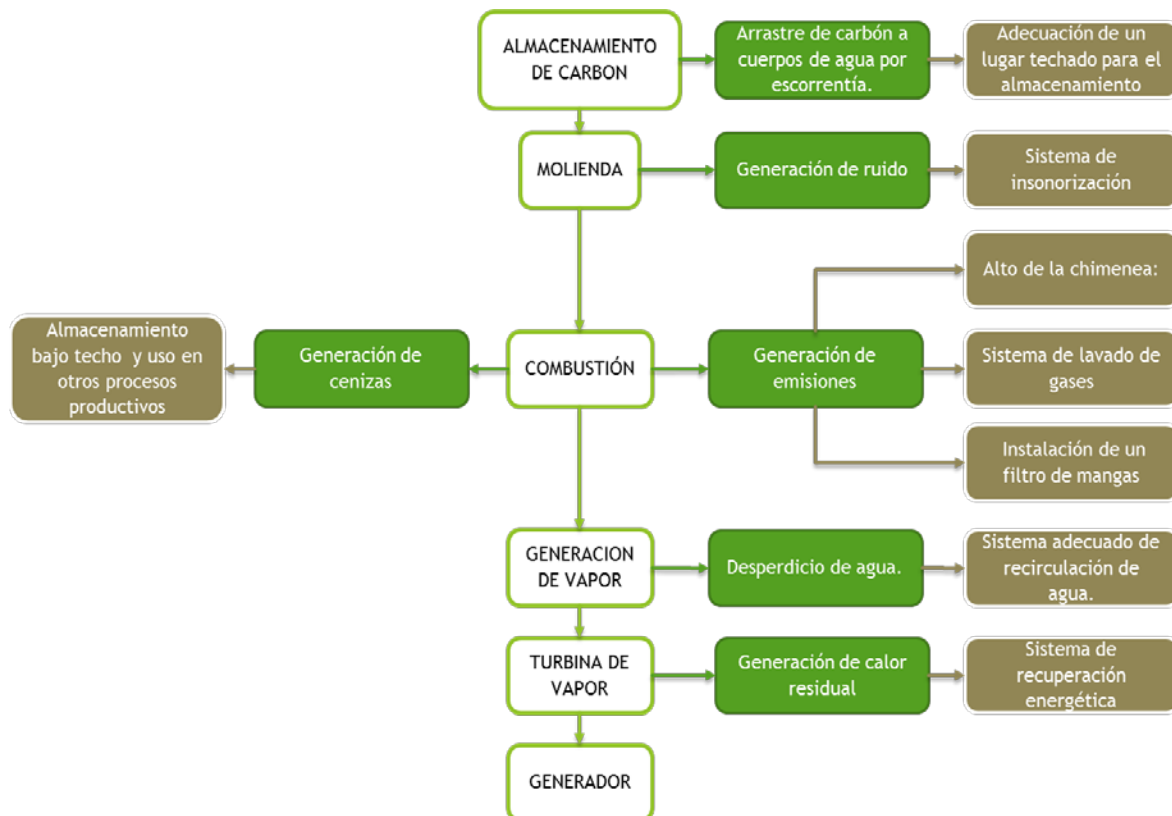
2. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO.

2.1 EVALUACIÓN DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES DEL PROYECTO

Debido al alto impacto que pueden generar los proyectos de generación de energía usando carbón como materia prima, se hace indispensable hacer un estudio de los aspectos e impactos ambientales que conllevara la puesta en marcha de este proyecto.

Para este análisis se usó un método cualitativo por medio del cual se puede determinar la severidad de los impactos ambientales y se pueden generar las respectivas acciones para prevenir, mitigar o eliminar las afectaciones al medio ambiente. Con los resultados de este análisis es posible definir la prioridad de los impactos a tratar y definir las medidas de eliminación, mitigación o compensación. Los resultados se muestran en la Tabla 5 y las medidas requeridas en cada una de las etapas del proceso se presentan en la Figura 9.

Figura 9. Diagrama de impactos ambientales y medidas de mitigación en las etapas del proceso.



Fuente: Autores

Tabla 5 Identificación y valoración de aspectos e impactos ambientales⁷

IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES																								
PROCESO: GENERACIÓN ENERGÉTICA			CLASIFICACIÓN					SIGNIFICANCIA					PRIORIZACIÓN					CONTROL						
ACTIVIDAD, PRODUCTO O SERVICIO	ASPECTO AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	CN= Condición Normal	CA= Condición Anormal	CE= Condición de Emergencia	IR= Impacto Real	IP= Impacto Potencial	I = Influenciable	NI = No Influenciable	Tipo de Impacto (+1/-1)	Magnitud	Area de Influencia	Permanencia en el Tiempo	Medidas Correctivas	Frecuencia de Ocurrencia	SIGNIFICANCIA	Significancia ambiental	Requisitos Legales	Partes Interesadas	PRIORIDAD	Factibilidades Tecnológicas	Factibilidades Económicas	NIVEL DE ACTUACIÓN	
Almacenamiento de carbon	Arrastre de carbon a cuerpos de agua por escorrentia	Contaminacion de cuerpos de agua		X			X		X	-1	5	3	3	5	1	-8	8	1	2	3,7	3	3	33	Impedir el contacto del carbon con las aguas lluvias mediante el techado del lugar de almacenamiento
Molienda de carbon	Generacion de ruido	Contaminacion auditiva	X			X	X			-1	5	3	1	3	2	-18	18	1	2	7,0	3	3	63	El molino debe estar en un area insonorizada.
	Generacion de material partiuado	Contaminacion del aire.	X			X	X			-1	5	3	1	5	2	-21	21	1	2	8,0	3	2	48	Se deben colocar filtros de material partiuado.
Combustión	Generacion de emisiones	Contaminacion del aire.	X			X	X			-1	10	3	1	5	2	-28,5	29	1	2	10,5	3	2	63	Se deben manejar un sistema de captura de oxidos de azufre y material partiuado
	Generacion de cenizas	Constaminacion del suelo	X			X	X			-1	10	1	5	5	2	-31,5	32	1	2	11,5	3	2	69	Se debe buscar posibles usos para las cenizas generadas.
	Uso de carbon	Disminucion de recursos no renovables	X			X	X			-1	1	3	1	1	2	-9	9	1	2	4,0	3	3	36	El sistema a montar debe manejar altas eficiencias para reducir los niveles de inquemados.
	Incendio	Contaminacion del aire y suelo.			X		X	X			-1	5	1	3	5	1	-7	7	1	2	3,3	3	2	20
Generacion de Vapor	Uso de agua.	Desperdicio de agua.		X			X	X		-1	1	3	1	1	1,5	-9	9	1	2	4,0	3	3	36	Definicion de un plan de uso racional del agua
	Ineficiencia energetica	desperdicio de recursos	X			X	X			-1	5	1	1	3	1,5	-15	15	1	2	6,0	3	2	36	Manejar sistemas de recuperacion de calor.
Turbina de vapor	Generación de calor residual	Aumento de la temperatura de cuerpos de agua.	X			X	X			-1	5	3	1	3	1,5	-18	18	1	2	7,0	3	2	42	control de la temperatura de salida del sistema
Generacion de energia	Generación de ruido	Contaminacion auditiva	X			X	X			-1	5	1	1	3	1,5	-15	15	1	2	6,0	3	3	54	El generador debe estar en un lugar con insonorización.

Fuente: Autores

⁷ Método para la evaluación cualitativa de aspectos e impactos ambientales - PQP.

2.2 TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA.

La planta estará ubicada en el municipio de Tocancipa, en el área mostrada en rojo en el siguiente mapa, el cual corresponde a una planta de producción de químicos existente. Para la adecuación de la planta se tomara un área de 2400m².

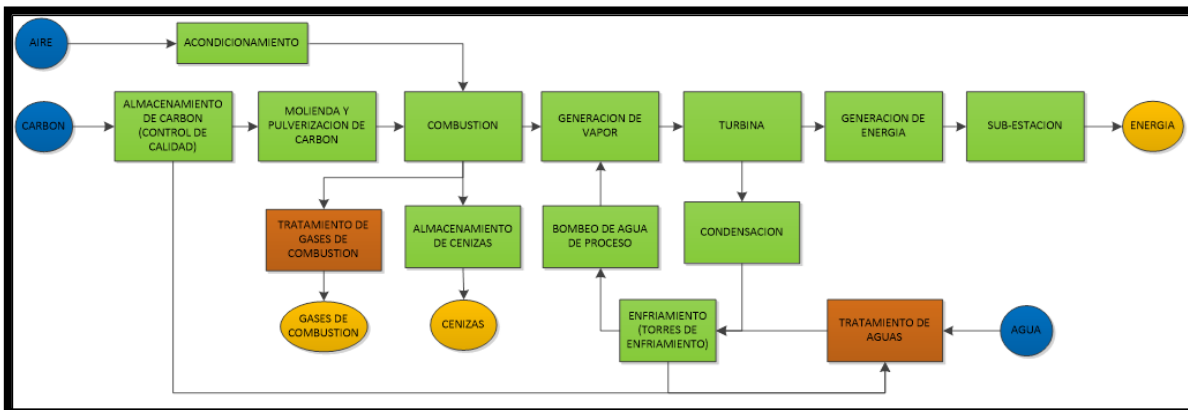
Figura 10 Localización geográfica de la planta



Imagen tomada de Google earth

Con la revisión bibliográfica que pudo establecer el siguiente diagrama de procesos para la operación de la planta de generación, en donde se especifican las materias primas, los procesos y las salidas como producto terminado (energía) y subproductos (cenizas y gases de combustión). El proceso se planteó de tal forma que el agua recirculara continuamente en los distintos procesos por lo que el agua que hay que alimentar al sistema será solamente la que se pierde por evaporación en las torres de enfriamiento. Como se puede ver la materia prima principal será solamente el carbón. El aire y el agua deberán pasar por procesos de acondicionamiento que se verán reflejados en el costo de operación pero no tendrán un peso importante en el costo de las materias primas.

Figura 11 Diagrama de proceso.



Fuente: Autores

Con el diagrama de procesos es posible definir los equipos y las zonas que tendrá el proyecto, estas zonas tendrán que contar con todas la medidas de seguridad industrial que permitan el desarrollo de los procesos disminuyendo al máximo el riesgo de accidentes, para lo cual se requerirá zona de tránsito de personal, zona de tránsito de vehículos, puntos de encuentro, delimitación de áreas y restricción de entrada a las zonas que así lo requieran. La evaluación realizada nos permite definir las siguientes zonas principales.

2.2.1 Zona de almacenamiento de carbón Esta zona deberá tener el acceso para los vehículos que traerán el carbón de los sitios de distribución, deberá tener un área para que el carbón que se reciba se ponga en cuarentena mientras se realizan los análisis correspondientes y una zona para el almacenamiento del carbón que ya está apto para ingresar al proceso productivo. El carbón deberá ser en una tolva que descargue el sobre una banda transportadora que levara la materia prima a la zona de molienda.

El área perimetral de la zona de almacenamiento de carbón deberá estar equipada con un sistema de recolección de agua que impida la contaminación de cuerpos de agua o la generación de vertimientos contaminados con carbón.

2.2.2 Zona de molienda En esta zona estará el molino que levara el carbón al tamaño de partícula requerido, se deberá tener el lugar aislado de posibles fuentes de ignición ya que el carbón pulverizado es un combustible peligroso. Para evitar la contaminación se deberá contar con un sistema de filtro de mangas para captar el material particulado generado en la molienda. Además este cuarto deberá contar con un sistema de insonorización que permita manejar los niveles de ruido permitidos, debido al alto nivel de ruido que manejan los equipos de molienda. El molino deberá alimentar al sistema de combustión mediante un sistema de tornillos sin fin que permita el desplazamiento del carbón pulverizado.

2.2.3 Horno-caldera En esta área deberá ir ubicado el horno de combustión de lecho fluidizado y el sistema de generación de vapor de alta presión, además en esta área se deberá hacer la conexión con la planta de químicos para realizar el uso de vapor de media presión.

2.2.4 Chimenea En esta área se conectaran los gases de combustión para ser descargados a la atmosfera después de pasar por un sistema de limpieza que permita reducir al máximo los contaminantes que genera la combustión.

2.2.5 Turbina generador El área de turbo generación contara con la turbina de alta eficiencia y el generador. Estos equipos deberán estar en un lugar techado que permita mantener en óptimas condiciones los equipos.

2.2.6 Condensadores En esta área se instalaran el sistema de condensadores de tubos y coraza en donde se llevara el vapor saturado a estado líquido para que pueda volver al proceso de generación.

2.2.7 Torres de enfriamiento El agua que se usa como medio de enfriamiento en los condensadores deberá pasar por las torres de enfriamiento para ser reutilizada en los condensadores. Las torres de enfriamiento serán de tiro forzado

2.2.8 Sub-estación En esta área se realizara la regulación de la tensión para que sea apta para usar en el proceso, además deberá tener la instrumentación necesaria en caso que se deba usar energía del sistema interconectado durante un mantenimiento.

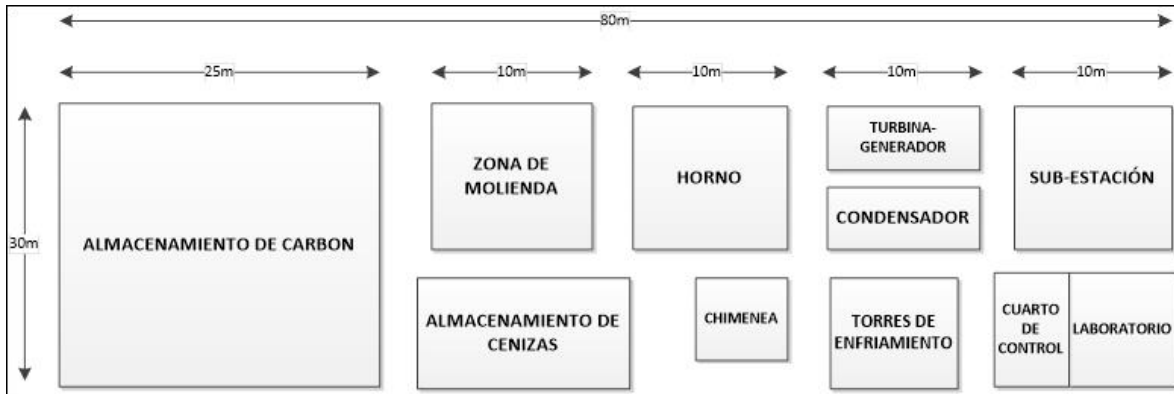
2.2.9 Cuarto de control En este cuarto irán ubicados los equipos que permitirán el control de los equipos que intervienen en el proceso de generación, deberá estar equipado con varias pantallas que permitan manejar el sistema SCADA de la planta y a su vez la visualización de las cámaras ubicadas en los equipos.

2.2.10 Almacenamiento de cenizas El proceso de combustión generara como subproducto cenizas que deberán ser almacenadas para su uso en los procesos de producción o para su venta a plantas de producción de cemento. Esta área también deberá tener en su área perimetral un sistema de rejillas que permitan la captación del agua.

2.2.11 Laboratorio Por último se deberá contar con un laboratorio donde se analizará el agua de proceso, el agua de enfriamiento, el carbón que entra a la planta, las cenizas generadas y el control continuo de las emisiones.

Con el análisis de las distintas zonas del proceso se plantea su ubicación como lo muestra la Figura 12.

Figura 12 Distribución de áreas de la planta



Fuente: Autores

2.3 CAPACIDAD INSTALADA

Este estudio se realizara para una planta que tiene un consumo 17Mw/h por hora para la operación de los equipos y de 10000m³/día para la generación de vapor de proceso el cual se buscara sea sustituido por el vapor de media presión que se puede extraer de la turbina.

2.4 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE COMBUSTIÓN

Como se pudo ver en la revisión bibliográfica, existen varios tipos de tecnologías que pueden ser usadas para la combustión del carbón para la generación de electricidad, cada una con sus beneficios y desventajas. El proceso de combustión presenta la mayoría de restricciones que se tiene al uso de carbón en procesos industriales debido al alto impacto que un proceso mal controlado puede generar, el uso de tecnologías obsoletas y la falta de controles en el pasado generaron una cierta resistencia a la implementación de sistemas de combustión de carbón para la generación de calor en el país, en donde como se veía se tiene carbón para cerca de 200 años.

La mayoría de plantas de Auto-generación eléctrica que se han montado en el país siguen usando la tecnología de parrilla viajera debido a su bajo costo al ser comparado con las otras tecnologías, esta tecnología tiene una contracara, la baja eficiencia en la combustión del carbón por el alto nivel de inquemados, y la alta emisión de sustancias contaminantes, porque no es posible la captura del azufre en la misma combustión, ni el fácil control de la temperatura de combustión para evitar la generación de una gran parte de óxidos nitrosos.

Por esta razón es necesario ver las otras tecnologías pensando en un desarrollo sostenible, que relacione la eficiencia en el consumo de recursos, la inversión de capital y el impacto ambiental de la operación. Por esta razón se hizo la siguiente matriz en la que

se calificó de manera cualitativa estos aspectos con el fin de escoger la tecnología más conveniente para el proyecto.

El rango de evaluación va de 1 a 5, en donde 1 es bajo y 5 es alto, los resultados se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Matriz de evaluación del sistema de combustión a usar.

	Costo de la tecnología	Complejidad de la operación	Ineficiencia en el consumo de recursos	Impacto ambiental	TOTAL
Parilla viajera	1	2	5	4	12
Lecho burbujeante	2	3	3	2	10
Lecho circulante	3	4	3	2	12
Ciclo combinado	5	5	2	1	13

Como se puede ver la tecnología que más conviene usar para el proyecto es la de lecho burbujeante ya que permite un equilibrio entre los aspectos tenidos en cuenta para la evaluación.

2.5 MANO DE OBRA REQUERIDA

La planta de generación funcionará de forma continua para alimentar los procesos de producción, se requiere la implementación de 3 turnos rotativos de 8 horas en los procesos fundamentales como lo son la operación de la caldera, el cuarto de control y el cuarto de control de autogeneración. Los cargos requeridos serán los siguientes:

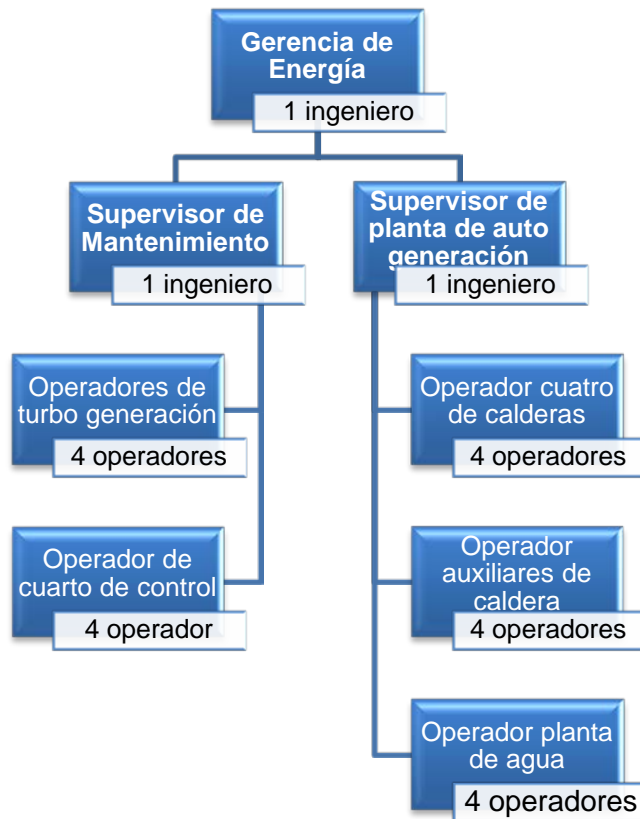
- **Gerente de energía.** Estará encargado de llevar el control del proceso de generación, la gestión de los nuevos proyectos y acciones de mejora del proceso existente, deberá estar encargado de la implementación del sistema de cogeneración para la reducción de costos energéticos. Le deberán reportar el supervisor de mantenimiento y el supervisor de la planta de autogeneración. Se requiere para el cargo una persona con experiencia en sistemas de cogeneración y especialización en gerencia energética. Trabaja de lunes a viernes de 7 a 5.
- **Supervisor de mantenimiento:** Supervisar los trabajos diarios del personal de mantenimiento y llevar el control de las órdenes de trabajo que se vayan generando en la operación. Será responsable de la puesta en marcha de los equipos que se vayan integrando para mejorar el funcionamiento de la planta. Además tendrá a cargo el funcionamiento normal del cuarto de control de la planta de autogeneración y de la sección de las turbinas. Será una persona a cargo de esta función en horario de 7 a

5, de lunes a viernes. Se requiere un ingeniero mecánico con experiencia en sistemas de control de procesos continuos.

- **Supervisor planta de autogeneración:** Será el encargado del control de las variables del proceso, el consumo de materias primas y otros insumos, deberá desarrollar proyectos que permitan el mejoramiento del proceso y la disminución del impacto ambiental. Tendrá a su cargo la supervisión del trabajo de los operadores del cuarto de calderas, auxiliar de calderas y la planta de tratamiento de agua. Se requiere un ingeniero químico o ingeniero de procesos con experiencia en plantas de generación de energía.
- **Operadores:** Para la operación de los equipos, se requieren 20 operadores que estarán en 3 turnos rotativos para mantener las diferentes áreas de la planta en funcionamiento. Deberán ser bachilleres preferiblemente con estudios técnicos y con edad entre 25 y 35 años.

Las funciones administrativas extras que se generen debido a la operación de la planta serán asumidas por el personal ya existente.

Figura 13 Esquema de la mano de obra requerida para la operación de la planta.



Fuente: Autores

2.6. NECESIDADES DE MATERIA PRIMA

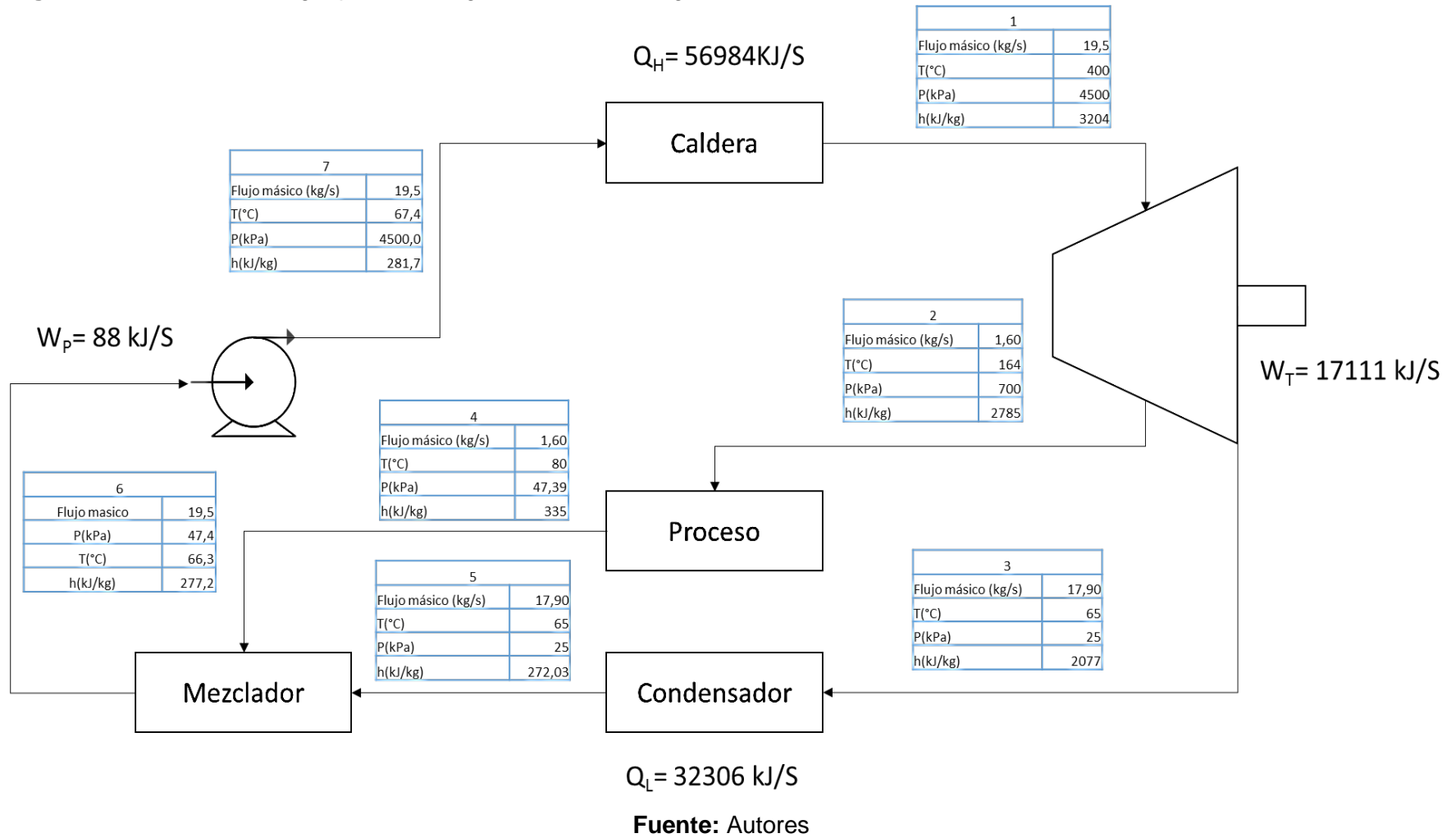
Para la determinación del consumo de materias primas se realizó un balance de materia y energía del proceso, además se evalúa el uso de vapor de media presión en el proceso productivo para remplazar el uso de gas natural para la generación de vapor, con este balance se determinó la energía que se debe suministrar al proceso mediante el carbón y la energía que debe ser extraída en el condensador, además de la energía necesaria para alimentar la bomba de presurización del agua del sistema.

Con los datos obtenidos se pudo determinar los parámetros del proceso que aparecen en la Figura 14 de este análisis se pueden tomar los siguientes datos:

Tabla 7. Datos Técnicos del carbón

DATOS TÉCNICOS DEL CARBÓN		
PODER CALORÍFICO	kJ/kg	25320
PRECIO DEL CARBÓN	(\$/Mton)	130.000,00
COSTO DE MANEJO Y ALMACENAMIENTO	(\$/Mton)	3.000,00
COTO DE TRANSPORTE	(\$/Mton)	20.000,00
COSTO DEL CARBÓN PUESTO EN PLANTA	(\$/Mton)	153.000,00
CANTIDAD DE CARBÓN A UTILIZAR AL AÑO	(Mton/Año)	70800
COSTO ANUAL DEL CARBÓN	COP\$	10.832.400.000
COSTO ANUAL DEL CARBÓN	USD	4.590.000,00
COSTO POR kWh GENERADO	(US/kwh)	30,8

Figura 14 Balance de energía proceso de generación de energía con carbón. ⁸



⁸ Acosta, Diego. Aplicación del método Argos al mantenimiento en las plantas de autogeneración a carbón de cementos Argos S.A. UIS. Bucaramanga 2008

3. CENTRALES CARBOELECTRICAS

La concepción básica de estas centrales es similar a las termoeléctricas convencionales. El cambio principal radica en el generador de vapor, el cual es más complejo, de mayores dimensiones y con superficies más grandes para la transferencia de calor.

La Figura 15 muestra una central carboeléctrica donde se identifican los equipos para el manejo, pulverización y secado del carbón; los sistemas anticontaminantes como colectores de bolsas y equipos de desulfuración; y los componentes del ciclo Rankine como el generador de vapor, turbina, condensador, bombas y calentadores.

En este documento se define como central básica la carboeléctrica sin desulfurador y sin quemadores duales.

Los costos de este tipo de central no incluyen los correspondientes a las obras portuarias, ni los asociados a las instalaciones.

Tabla 8. Características básicas de las centrales generadoras

Central	Número de unidades x central	Capacidad por unidad (MW)		Eficiencia (%)		Régimen térmico (kJ/KWh)		Vida útil años	Factor de planta	Usos propios (%)
		Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruto	Neto			
Carboeléctrica	2	350	331.1	39.85	37.70	9.550	9.550	30	0.80	5.4
Carb. supercrítica	1	700	671.4	42.55	40.81	8.821	8.821	30	0.80	4.1
Carb. Supercrítica c/desulf.	1	700	668.6	42.91	40.98	8.784	8.784	30	0.80	4.5

Tomado de COPAR 2012

3.1 EMISIONES CONTAMINANTES.⁹

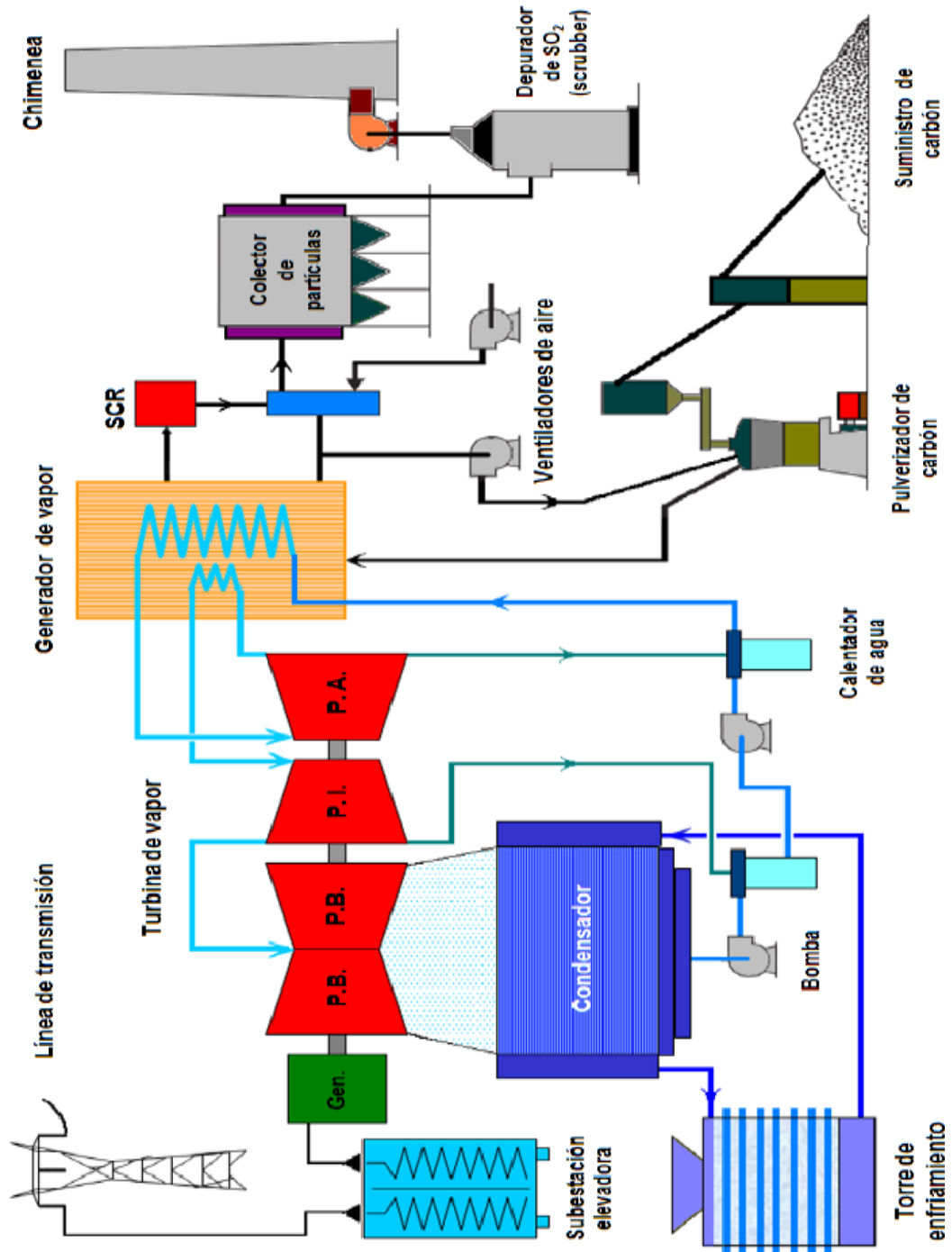
Una central generadora que consume combustibles fósiles, produce distintos tipos de contaminantes, de los cuales destacan:

3.1.1 Bióxido de azufre (SO₂) Proviene de la combustión del carbón, petróleo, diesel o gas natural, ya que estos combustibles contienen ciertas cantidades de compuestos azufrados. El bióxido de azufre se transforma en trióxido de azufre (SO₃) en la

-
- ⁹ Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico, comisión federal de electricidad, COPAR 2012, edición 32.

atmosfera y posteriormente en ácido sulfúrico (H_2SO_4) al contacto con el agua de las nubes, provocando la lluvia ácida.

Figura 15: Esquema de Central Carboeléctrica



Tomado de COPAR 2012

Es un gas tóxico e irritante que afecta las mucosidades y los pulmones provocando ataques de tos, irritación del tracto respiratorio y bronquitis. La combinación de óxidos de azufre y partículas suspendidas producen un efecto combinado mucho más nocivo que el efecto individual de cada uno de ellos por separado. Experimentos realizados en animales expuestos a concentraciones de SO₂ de 9 a 50 ppm, muestran cambios permanentes similares a los que presenta la bronquitis crónica.

3.1.2 Óxidos de nitrógeno (NO_x) Los óxidos de nitrógeno abarcan diferentes formas como el óxido nítrico, óxido nitroso, dióxido de nitrógeno y otros. El óxido nítrico (NO) se forma por la quema de combustibles fósiles y depende de la temperatura de combustión y la concentración de oxígeno. Los principales contribuyentes a la formación del óxido nítrico son los automóviles, ya que la combustión se realiza a altas temperaturas.

En la atmósfera, el óxido nítrico se transforma en dióxido de nitrógeno (NO₂), el cual favorece la formación de ozono; así como de ácido nítrico (HNO₃), que se dispersa en forma de lluvia ácida.

El dióxido de nitrógeno es un agente muy nocivo para la salud, ya que tiene afinidad por la hemoglobina, evitando que el oxígeno llegue a los tejidos; provoca irritación en los pulmones, bronquitis, pulmonía y reduce la resistencia a las infecciones respiratorias.

3.1.3 Óxidos de carbono El monóxido de carbono (CO) es producto de la combustión incompleta de un material que contiene carbono. Por esta razón, cerca del 90% del monóxido de carbono que se emite a la atmósfera tiene como origen los automóviles, mientras que solo el 1% es producido por las plantas generadoras de energía.

El monóxido de carbono representa aproximadamente el 75% de los contaminantes emitidos a la atmósfera; sin embargo, es una molécula estable que no afecta directamente a la vegetación o los materiales. Su importancia radica en los daños que puede causar a la salud humana.

El monóxido de carbono tiene la capacidad de unirse fuertemente a la hemoglobina, evitando la oxigenación de las células y tejidos a través de la sangre, afecta el funcionamiento del corazón, del cerebro y de los vasos sanguíneos. Una concentración de CO de 100 ppm provoca dolor de cabeza, mientras que 500 ppm causa desmayos y 1000 ppm es fatal. Como dato curioso, una persona que fuma se somete a concentraciones de 42,000 ppm en un instante.

Por otra parte, el bióxido de carbono (CO₂) se produce tanto por causas naturales, como por causas antropogénicas. Cuando se trata de causas naturales, el bióxido de carbono no se considera un contaminante atmosférico ni del agua, porque no es perjudicial ni venenoso. Una persona puede permanecer en una habitación con alta densidad de bióxido de carbono (5 gr/m³ o 3078 ppm) y no se asfixiará, en tanto la densidad de oxígeno permanezca normal y estable.

Sin el bióxido de carbono, la vida de los organismos fotosintéticos y de los animales no sería posible, pues sirve como base para la formación de compuestos orgánicos que son nutrientes para las plantas y los animales.

Sin embargo, el bióxido de carbono y el agua son gases que provocan el efecto invernadero, es decir, no dejan salir al espacio la energía que emite la Tierra cuando se calienta con la radiación solar. Este fenómeno está asociado al cambio climático y sus consecuencias.

3.1.4 Partículas sólidas En contaminación atmosférica, se reconoce como partícula a cualquier material sólido o líquido con un diámetro entre 0.0002 y 500 micrómetros. Las fuentes de emisión de partículas pueden ser naturales o antropogénicas.

Entre las fuentes naturales se encuentran: erosión del suelo, material biológico fraccionado, erupciones volcánicas, incendios forestales y otros. Entre las fuentes antropogénicas se encuentran: combustión de productos derivados del petróleo, quemas en campos agrícolas y diversos procesos industriales.

El riesgo a la salud por partículas lo constituyen su concentración en el aire y el tiempo de exposición; sin embargo, el tamaño es la característica física más importante para determinar su toxicidad y efectos en la salud humana.

Las partículas mayores a 10 µm son retenidas básicamente en las vías respiratorias superiores y eliminadas por el sistema de limpieza natural del tracto respiratorio. Por su parte, las PM₁₀ (fracción respirable) penetran hasta los pulmones y pueden producir irritación de las vías respiratorias, agravar el asma y favorecer las enfermedades cardiovasculares.

A corto plazo, la contaminación por PM causa el deterioro de la función respiratoria, mientras a largo plazo se asocia con el desarrollo de enfermedades crónicas, el cáncer o la muerte prematura.

En lo que respecta a emisiones contaminantes, la generación de energía eléctrica es responsable del 67% de las emisiones de bióxido de azufre, 23% del óxido nitroso y 40%

de bióxido de carbono producido por el hombre. Al mismo tiempo, la cantidad de contaminantes emitidos depende del combustible que se utiliza, tal como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9. Emisiones contaminantes

Combustible	Contaminantes kg/MWh			
	CO2	SO2	NOX	Partículas
Combustóleo	822.40	2.99	1.26	
Carbón	1082.98	4.52	1.30	1.01
Gas natural	524.44	0.18	0.63	
Hidroeléctrica	15.00			
Nuclear 1/	65.00			
Solar fotovoltaica 1/	106.00			
Eólica 1/	21.00			
Biomasa	1403.75	4.22	3.31	

1/ Considera la contaminación por la fabricación del combustible y equipos

Tomado de COPAR 2012

De acuerdo con la Environmental Protection Agency (EPA), las emisiones de algunas tecnologías como la nuclear, solar fotovoltaica y eólica se consideran despreciables, ya que no queman ningún combustible; a menos que se consideren los contaminantes emitidos durante la fabricación del combustible nuclear y los equipos que involucran estas tecnologías. En cuanto a la biomasa, las emisiones de bióxido de carbono se consideran parte del ciclo natural del carbón en el planta.

4. ESTUDIO FINANCIERO

Para el desarrollo del estudio financiero del proyecto se tomaran como parámetros de referencia los costos de inversión y operación sugeridos en el documento titulado “Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico edición 32” de la comisión federal de electricidad; Para finalidad de este documento, será referenciado más adelante como COPAR 2012. Adicionalmente en el balance de flujos de caja del proyecto se tuvo en cuenta el estudio realizado en la tesis de maestría titulada “Beneficios económicos de instalar una planta de Co-generadora de energía en Guatemala” de la universidad pontificia de comillas.

4.1 COSTOS DE INVERSIÓN ¹⁰

Este estudio distingue tres elementos que integran el costo unitario de inversión:

4.1.1 Costo Directo. Se obtiene al dividir, en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de la central. Refleja el valor de los materiales, equipos y mano de obra incorporados a la planta y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

Existen otras inversiones que no pueden estandarizarse, por ejemplo: el costo de la subestación, el costo del terreno, los caminos de acceso, y la infraestructura provisional para la construcción de una central. Estos costos directos se excluyen del monto total de inversión de la planta, pero se deben considerar en las evaluaciones de proyectos de generación.

4.1.2 Costo Directo más Indirecto. Se obtiene al añadir al Costo Directo los costos originados por estudios previos, administración del proyecto, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra.

4.1.3 Costo Actualizado al Inicio de Operación. Este concepto incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra, considerando una tasa de descuento y los programas de inversión correspondientes.

Los tres costos de inversión (Directo, Directo más Indirecto y Actualizado al Inicio de Operación) se presentan en la Tabla 10 para este tipo de central.

¹⁰ Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico, comisión federal de electricidad, COPAR 2012, edición 32.

Tabla 10. Costo Unitario de Inversión

Central	Número de unidades por central	Capacidad por Unidad (MW)		Dólares/ kW _{bruto}			
		Bruta	Neta	Directo	Directo más indirecto	CAIO 12%	CAIO 14%
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	1449	1630	2021	2091
Carboeléctrica supercrítica	1	700.0	671.4	1259	1417	1837	1914
Carboeléctrica supercrítica C/Desulf.	1	700.0	668.6	1301	1463	1897	1977

***No incluye los costos correspondientes a la terminal de recibo y manejo de carbón,
Fuente COPAR 2012*

4.2 PROGRAMA DE INVERSIÓN Y FACTOR DE VALOR PRESENTE

La Tabla 11 muestra los programas de inversión y el factor de valor presente. Los programas de inversión se estiman a partir de los cronogramas de construcción y de pago de equipos para cada tecnología. El perfil en porcentaje para cada año es la suma de la erogación anual entre la suma total de erogaciones. Los años asociados al periodo de construcción se denominan con números negativos con objeto de llamar cero al primer año de operación de la central.

Para las centrales hidroeléctricas, los perfiles de inversión corresponden al desarrollo que hubiera tenido el proyecto en condiciones ideales, es decir, sin restricciones presupuestales ni de ningún otro tipo.

Por otra parte, el factor de valor presente depende del perfil de inversión mensual y de la tasa mensual de descuento; el producto de este factor por el Costo Directo más Indirecto proporciona el Costo Actualizado al Inicio de Operación.

Tabla 11. Programa de inversión.

Central	Número de unidades	Capacidad por Unidad (MW)		Programa de inversiones (%) Años de construcción					Factor de valor presente a inicio de operación*		Numero de meses
		Bruta	Neta	-5	-4	-3	-2	-1	12%	14%	
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	1.5	42.1	43.2	13.3		1.2395	1.2823	42
Carboeléctrica supercrítica	1	700.0	671.4	11	60.1	24.3	4.5		1.2966	1.3509	45
Carboeléctrica supercrítica c/Desulf.	1	700.0	668.6	11	60.1	24.3	4.5		1.2966	1.3509	45

**Calculado con un programa de inversiones mensual, Fuente COPAR 2012*

4.3 FACTOR DE COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN

El factor de costo nivelado de inversión permite conocer el costo nivelado del MWh neto generado a partir del costo Directo más Indirecto por MW instalado (*Tabla 12*). Este factor depende de la vida útil de la central, el factor de planta, la proporción de usos propios y la tasa de descuento.

Tabla 12. Costo nivelado de inversión

Central	Número de unidades por central	Capacidad por Unidad (MW)		Factor de costo Nivelado		Costo nivelado de inversión (USD/MWh _{neto})	
		Bruta	Neta	12%	14%	12%	14%
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	1.96E-05	2.29E-05	33.79	39.50
Carboeléctrica supercrítica	1	700.0	671.4	2.05E-05	2.41E-05	30.29	35.67
Carboeléctrica supercrítica C/Desulf.	1	700.0	668.6	2.05E-05	2.41E-05	31.42	1977

Fuente COPAR 2012

4.4 ESTRUCTURA DEL COSTO DE INVERSIÓN

El costo de inversión puede clasificarse en: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros (*Tabla 13*). Esta última categoría incluye una pequeña fracción de equipo, mano de obra y materiales, que no es posible identificar por separado. Adicionalmente, para algunas tecnologías es posible distinguir dos procesos genéricos, la obra civil y la electromecánica.

Tabla 13. Composición del tipo de costos de inversión por tipo de recurso y proceso (%)

Central	Tipo de recurso							Tipo de obra		
	Mano de obra	Equipo nacional	Equipo importado		Materiales	Otros	Total	Civil	Electro-mecánica	Total
			Directo	Indirecto						
Termoeléctrica convencional	23.4	9.5	26.9	7.1	19.7	13.4	100	25.6	74.4	100
Carboeléctrica	15.9	15.5	44.6	2.6	11.3	10.1	100	28.6	71.4	100
Carb. supercrítica c/desulf.	11.9	20.1	43.8	2.5	8.4	13.3	100	28.6	71.4	100

Fuente COPAR 2012

4.4 COSTOS DE COMBUSTIBLES - CARBÓN

Existen diferentes tipos de carbón, los cuales se clasifican de acuerdo al grado de carbonización que sufrió la materia vegetal, En el cuadro se muestran algunas propiedades del carbón.

Tabla 14. Propiedades de algunos tipos de carbón

Análisis de masa (%)	Antracita	Bituminoso	Sub-bituminoso	Lignito
Carbono	83.8	70	45.9	30.8
Mat. volátil (hidrocarburos y gases)	5.7	20.5	30.5	28.2
Humedad	2.5	3.3	19.6	34.8
Cenizas (sales no combustibles)	8.0	6.2	4.0	6.2
C	83.9	80.7	58.8	42.4
H ₂	2.9	4.5	3.8	2.8
S	0.7	1.8	0.3	0.7
O ₂	0.7	2.4	12.2	12.4
N ₂	1.3	1.1	1.3	0.7
H ₂ O	2.5	3.3	19.6	34.8
Poder calorífico superior kJ/kg	31,907	33,279	23,558	16,768

Fuente COPAR 2012

Tabla 15. Costo de generación por concepto de combustible

Central	Número de unidades por central	Capacidad por Unidad (MW)		Combustible	Costo nivelado de combustible (USD/MWh)
		Bruta	Neta		
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	Carbón doméstico	28.78
Carboeléctrica supercrítica	1	700.0	671.4	Carbón imp. Petacalco (1%S)	27.03
Carboeléctrica supercrítica C/desulf.	1	700.0	668.6	Carbón imp. Petacalco (1%S)	26.91

Nota: No incluye los costos correspondientes a la terminal de recibo y manejo de carbón

Fuente COPAR 2012

4.5 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento se determinan separadamente del gasto de combustible y se clasifican en dos componentes, Costos fijos y Costos variables. Los costos fijos son aquellos gastos relacionados a la operación de la central, pero no varían significativamente con la generación de energía eléctrica. Este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- Salarios y prestaciones del personal
- Mantenimiento y servicios generales por contrato
- Materiales de mantenimiento y consumo (herramientas, consumibles y renta de equipo)
- Gastos generales

Los costos variables son aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón se consideran:

- Consumo de agua
- Lubricantes y sustancias químicas (catalizadores, gases, y sustancias para operar la central y los equipos anticontaminantes)
- Equipos, materiales y refacciones relacionadas a la generación de energía
- Mantenimiento mayor (refacciones, equipo y servicios)

Dependiendo de la tecnología, los costos variables por mantenimiento mayor involucran aquellos gastos para mantener los equipos principales como: Generadores de vapor y recuperadores de calor; turbinas de vapor y de gas; condensadores y sistemas de enfriamiento; equipos para pulverizar el carbón y equipos anticontaminantes; generadores eléctricos y otros.

El mantenimiento mayor está relacionado con la generación de energía o con el número de arranques para determinadas tecnologías. Se requiere que la central salga de operación por un largo periodo y por lo tanto no se realiza más de una vez al año.

La Tabla 16 presenta los costos de operación y mantenimiento, donde los costos fijos están determinados a partir de la potencia neta y los costos variables no incluyen el costo por consumo de agua.

Tabla 16. Costos de operación y mantenimiento

Central	Número de unidades por central	Capacidad por Unidad (MW)		FIJO USD/MWh-año	VARIABLE USD/MWh	TOTAL USD/MWh
		Bruta	Neta			
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	40,161	2.90	8.63
Carboeléctrica supercrítica	1	700.0	671.4	36,006	2.60	7.74
Carboeléctrica supercrítica C/desulf.	1	700.0	668.6	37,345	2.70	8.03

Fuente COPAR 2012

4.6 COSTOS DEL AGUA

4.6.1 Consumo de Agua El agua es uno de los principales elementos que emplean estas centrales generadoras, la utilizan en los sistemas de enfriamiento y como fluido de trabajo. Se puede decir que una central utiliza agua, cuando la toma de una corriente derivada de su curso normal y la retornan a su cauce natural, sin disminuir su calidad y su volumen original. La central consume este líquido, cuando altera sus características físicoquímicas, incluyendo disminución de volumen, o bien si se vierte a un sistema de alcantarillado o agua residual.

La cantidad de agua que utiliza una central generadora depende de su proceso de generación. Existen centrales donde el consumo de agua es mínimo y se requiere únicamente para riego de áreas verdes, sistema contra incendios o servicios del personal; en otros casos es imprescindible para el proceso de generación y su consumo es mayor. En otras palabras el consumo de agua se puede clasificar en tres áreas:

- para servicios
- de repuesto al ciclo termodinámico
- de enfriamiento

4.6.2. Costo del agua Consumida Aunque el precio del agua parece atractivo; en algunos casos, el permiso para consumirla es denegado porque se prefiere para consumo humano o agrícola. Otras veces se puede obtener un permiso para consumir aguas negras. Sin embargo, el municipio puede comercializarla como aguas industriales y aumentar su costo.

Tabla 17. Consumo de agua

Central	Número de unidades por central	Capacidad por Unidad (MW)		Sistema de enfriamiento	Consumo de agua en miles de m ³ al año
		Bruta	Neta		
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	Abierto a fuentes de agua	379.48
Carboeléctrica supercrítica	1	700.0	671.4	Abierto a fuentes de agua	
Carboeléctrica supercrítica C/desulf.	1	700.0	668.6	Abierto a fuentes de agua	675.99

Fuente COPAR 2012

Por lo tanto, en muchas centrales se ha optado por instalar un aerocondensador en lugar de una torre de enfriamiento húmeda. En la Tabla 17 se muestran los consumos de agua y sus costos para centrales térmicas convencionales y se simularon con torre de enfriamiento húmeda.

4.7 COSTO TOTAL DE GENERACIÓN

El costo total de generación es la suma de los costos de inversión de la Tabla 12 , los costos por combustibles de la Tabla 15, los costos de operación y mantenimiento de la Tabla 16 y el costo por consumo de agua.

El costo total de generación se encuentra en USD/MWh, y permite conocer el costo de producir un MWh de energía, ya que incluye:

- El costo de inversión actualizado al inicio de operación
- El costo nivelado del combustible
- Los costos de O&M y consumo de agua.
- La energía generada por la central de acuerdo a su vida útil y factor de planta

Tabla 18. Costo total de generación

Central	Número de unidades por central	Capacidad por Unidad (MW)		Costos en USD/MWh neto				
		Bruta	Neta	Inversión	Combustible	O&M	Agua	Total
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	33.79	28.78	26.91		71.20
Carboeléctrica supercrítica	1	700.0	671.4	30.29	27.03	7.74		65.06
Carboeléctrica supercrítica C/desulf.	1	700.0	668.6	31.42	26.91	8.03		66.36

La central carboeléctrica opera con carbón doméstico, la supercrítica con carbón importado de 1% de azufre

Fuente COPAR 2012

4.8 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

Los datos plasmados de la Tabla 10 a la Tabla 18 fueron la base para construir los flujos inversión, ingresos, egresos (costos y gastos), como se puede observar en el [Anexo 1](#), el documento de la evaluación financiera del proyecto. En la Tabla 19 se presenta el flujo de las inversiones iniciales (pre-operacionales) y su composición. En la hoja de cálculo se presenta la información del proyecto con vínculos interactivos, como se muestra en la Figura 16, cabe aclarar que en este análisis se realiza con precios constantes en el tiempo no se incrementa el precio ni se indexa por la inflación.

Figura 16: Flujos del proyecto contenidos en la hoja de cálculo.



Fuente: Autores

Para el desarrollo de esta evaluación financiera se parte de que los ingresos del proyecto son los costos evitados por el consumo de energía eléctrica de la red Nacional. El decir el ahorro que generaría a la empresa este proyecto por la energía eléctrica dejada de consumir de la red eléctrica nacional, (ahorro monetario por autoabastecimiento energético), Además de esto cuando se presente exceso de energía generada por la planta, el cual se puede vender al sistema nacional Interconectado.

Tabla 19: Flujos de inversión del proyecto.

		TOTAL	Año	Año	Año	Año
		Período>>>	1	2	3	4
INVERSION:	Flujo No. 1		11,00%	60,10%	24,30%	4,50%
ACTIVOS FIJOS						
Terreno	150.000 USD	150.000				
Edificios	25.000 USD	2.750	15.025	6.075	1.125	
Maquinaria y Equipo 62,70%	13.867.359 USD	1.525.409	8.334.283	3.369.768	624.031	
Vehículos						
Muebles y Enseres						
Otras Inversiones 10,10%	2.233.817 USD	245.720	1.342.524	542.818	100.522	
Subtotal Activos Fijos	16.260.050 USD	1.923.879	9.691.832	3.918.661	725.678	
Activos Diferidos:						
Gastos de Instalación 27,20%	6.015.824 USD	661.741	3.615.510	1.461.845	270.712	
Otros G. PreoP.	2.754.000 USD	302.940	1.655.154	669.222	123.930	
Subtotal Activos Diferidos	8.761.054 USD	964.681	5.270.664	2.131.067	394.642	
Subtotal Activos no corrientes	25.021.104 USD	2.888.560	14.962.496	6.049.728	1.120.320	
Acum Activos no corrientes		2.888.560	17.851.056	23.900.784	25.021.104	
Capital de Trabajo Inicial	2.523.510 USD	0	0	0	2.523.510	
Inversión Total	27.544.614 USD	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	

Fuente: Autores ([Anexo 1](#))

Para los cálculos financieros se parte de información de proyecto en la empresa, se define el costo de oportunidad de los socios del 20%, además se plantea una estructura de financiación del proyecto del 50% financiado con terceros a una tasa de interés de 18% EA y 50% con capital propio. Con esto el costo de capital del proyecto será:

$$WACC = K_e * \frac{C_{AA}}{C_{AA} + D} + K_d(1 - T) * \frac{C_{AA}}{C_{AA} + D}$$

Dónde:

WACC: Weighted Average Cost of Capital (Promedio Ponderado del Costo de Capital)

K_e : Tasa o de costo de oportunidad de los accionistas.

CAA: Capital aportado por los accionistas

D: Deuda financiera contraída

K_d : Costo de la deuda financiera

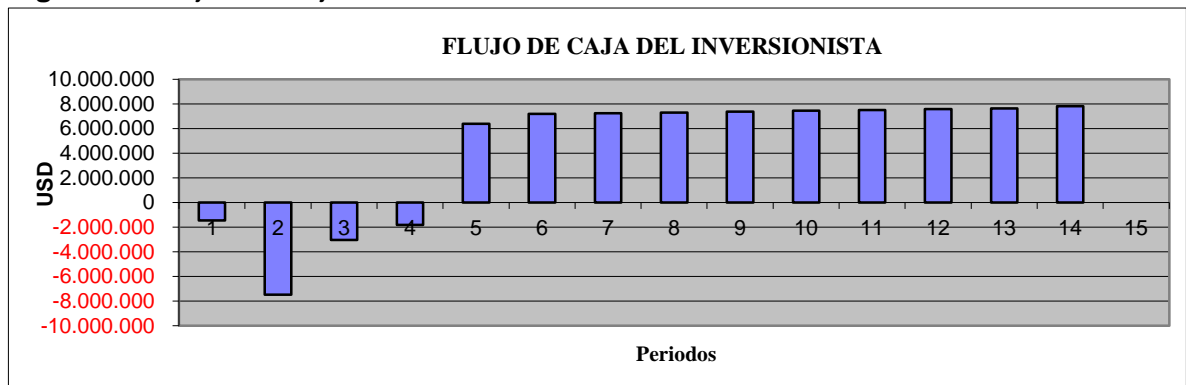
T: Tasa de impuesto a las ganancias

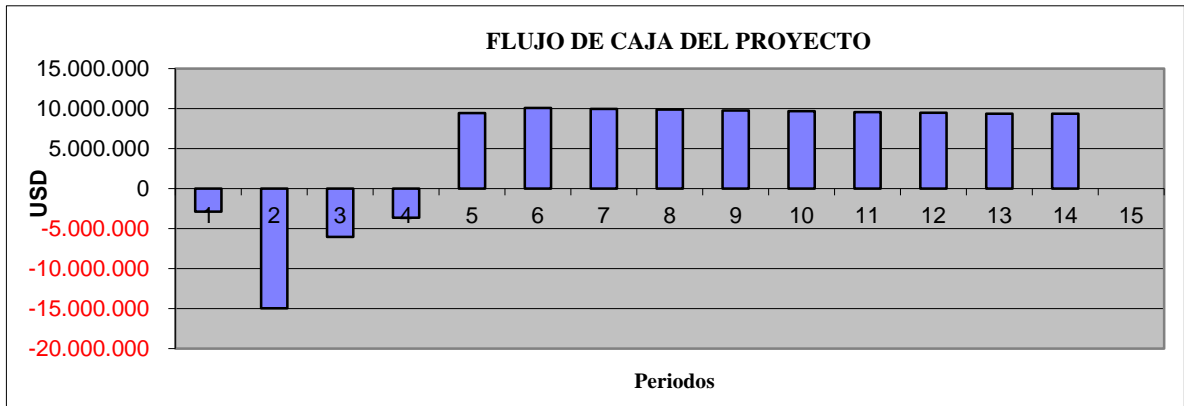
Remplazando los valores se obtiene:

$$WACC = 16.03\%$$

Con estos valores y como resultado de la hoja de cálculo se obtiene los flujos de caja libre del proyecto (Figura 17) y sus razones financieras, como resultado de los FCL de los proyectos se obtiene una tasa interna de retorno TIR de 21.769% y un VPN de 6.364.988 dólares con un costo de capital definido anteriormente, y para el inversionista la TIR fue del 30,463% y VPN de 5.502.005 dólares con un costo de oportunidad de 20%.

Figura 17: Flujos de Caja Libre

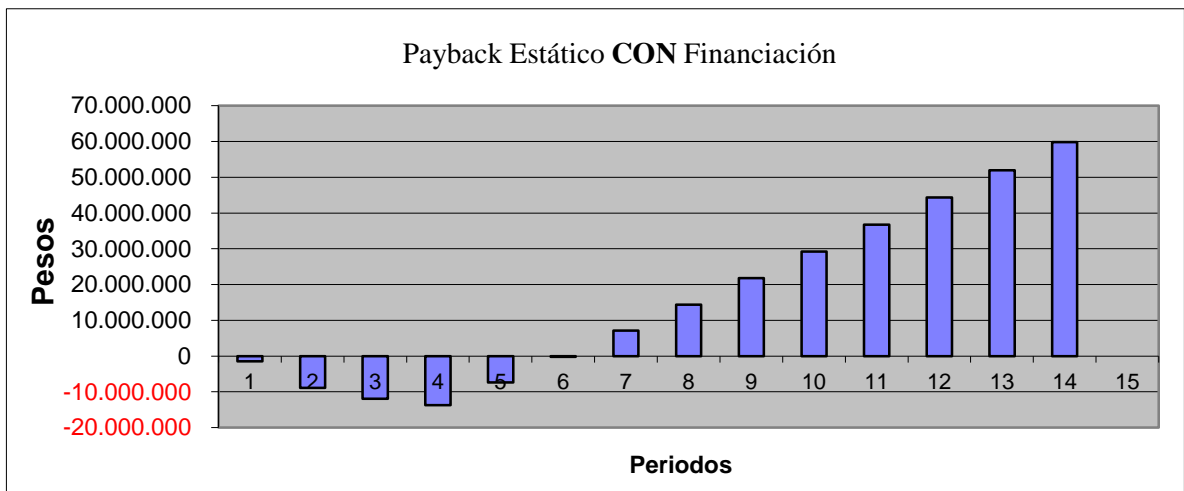


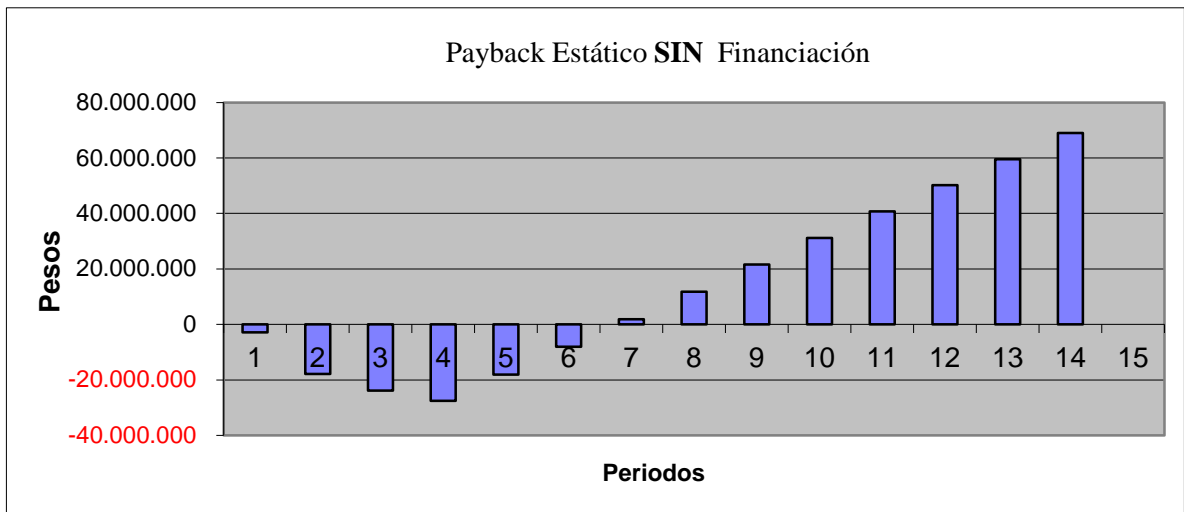


Fuente: autores

Además de esto el Plazo de Recuperación de la Inversión (Pay Back) proporciona el plazo en el que recuperamos la inversión inicial a través de los flujos de caja netos y se observa en el diagrama de barras de la Figura 18.

Figura 18: PAYBACK estáticos del proyecto con y sin financiación.





Fuente: autores

En la Figura 19 se observa los índices de rentabilidades puntuales y el compartimento del VPN del proyecto frente a la variación de la Tasa de descuento la cual depende de diferentes parámetros como lo pueden ser la estructura de financiamiento del proyecto, las tasas de intereses de los préstamos entre otros y estas curvas nos pueden brindar información de cómo se puede mejorar el comportamiento del VNA para el proyecto.

Figura 19: Rentabilidad puntual del proyecto.

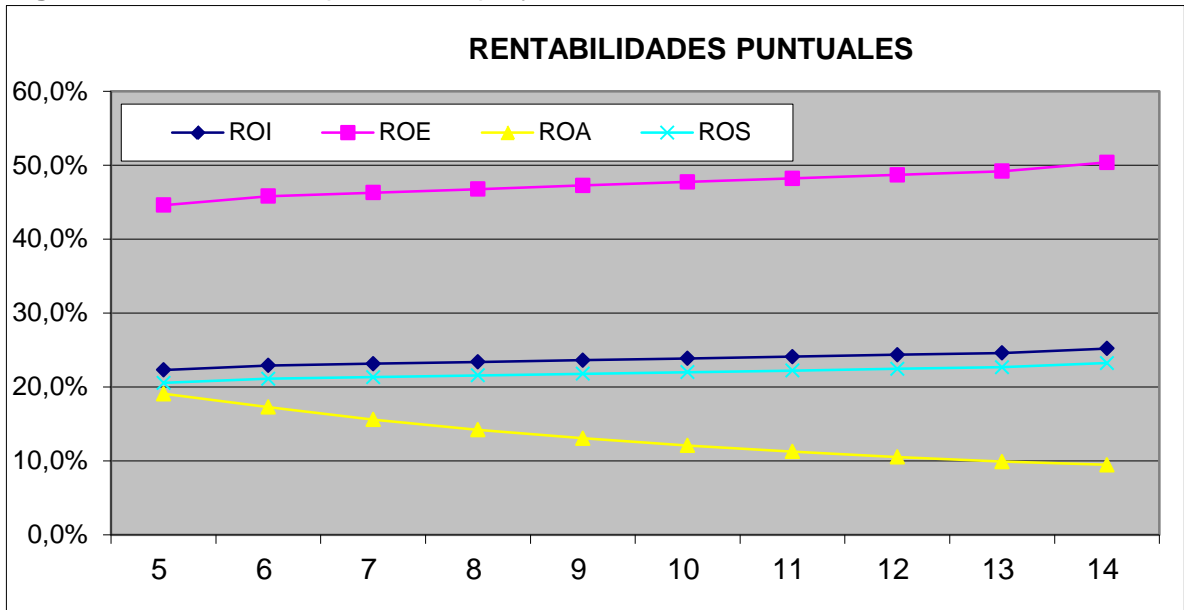
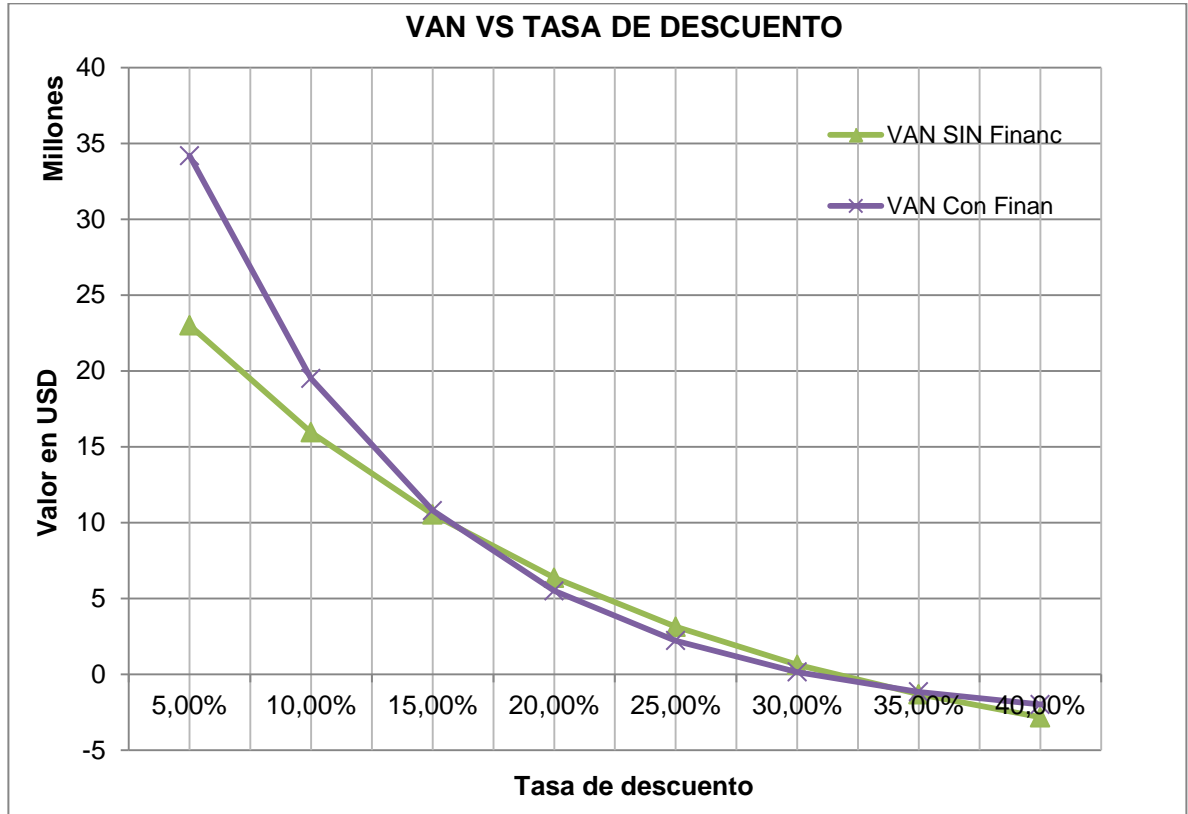


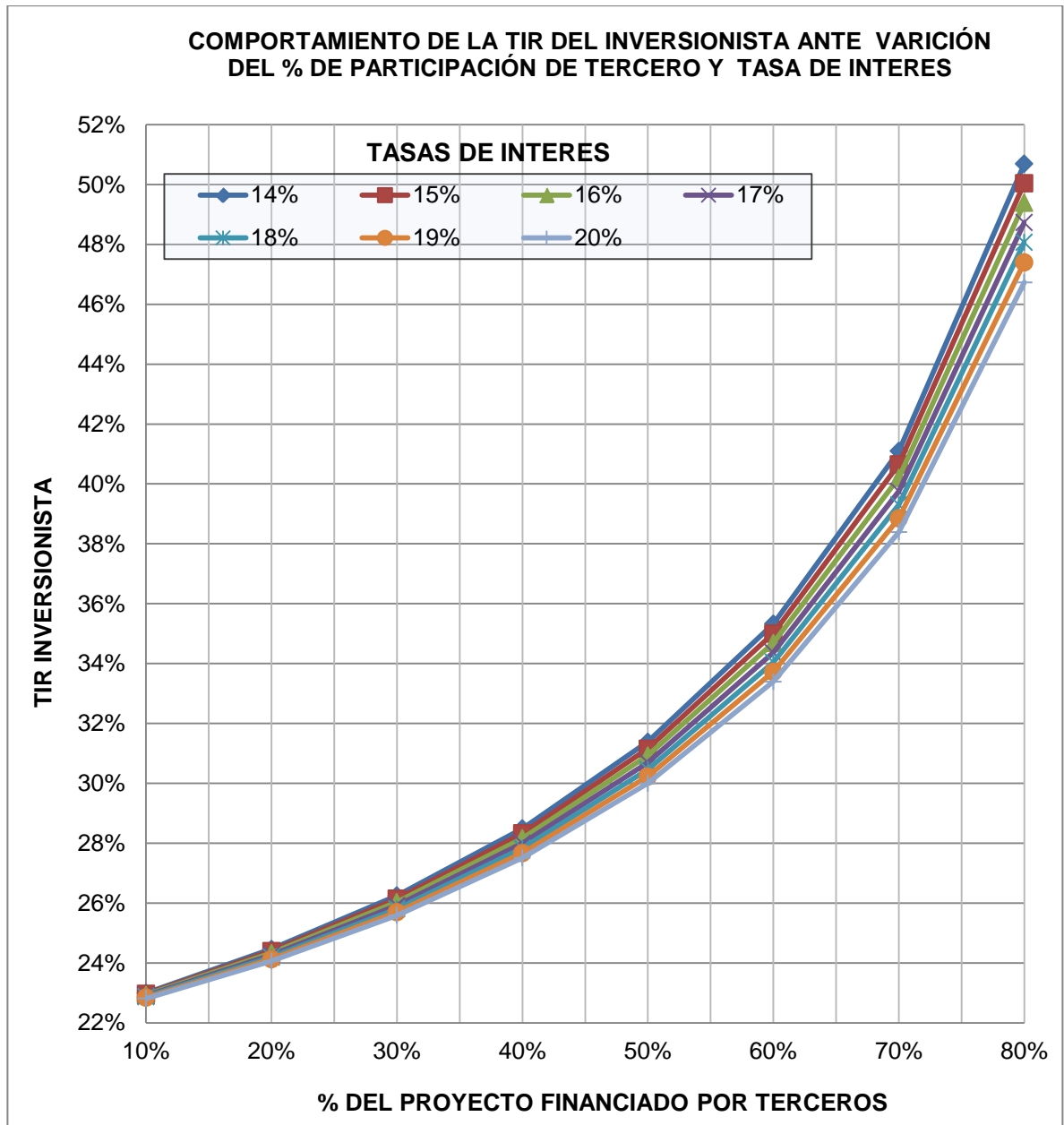
Figura 19: Continuación



Fuente: autores

Además de los resultados anteriores se realizó un estudio del comportamiento de la TIR del inversionista al utilizar una estructura de financiamiento diferente al del caso de estudio y diferentes tasas de interés de dichos préstamos, y como se observa en la Figura 20 a medida que se logra una menor tasa de interés la TIR del inversionista aumenta, aunque se puede ver que el efecto no es tan significativo como lo es la variación de la participación del banco en la estructura de capital de proyecto, ya que al aumentar dicha participación se logra un aumento significativo en la TIR del inversionista, este valor aumenta cercano al 50%, aunque se debe tener en cuenta que al aumentar la participación del banco se deberá garantizar que los flujos de caja del proyecto permitan realizar el servicio a la deuda y generar el capital de trabajo necesario para la operación del proyecto, por lo que es recomendable manejar una participación de los bancos cercano al 50% para no afectar la operación del proyecto en el tiempo.

Figura 20: Comportamiento de la TIR del inversionista para variación de tasas de interés y porcentaje de participación de los bancos



Fuente: autores

5. CONCLUSIONES

- La implementación de tecnologías de autogeneración y cogeneración puede ser una alternativa rentable para las plantas en donde el consumo energético hace parte importante de la estructura de costos de producción, convirtiéndose en una opción para aumentar la competitividad de una compañía.
- Este proyecto tiene un impacto social importante en zonas cercanas a centros de producción de carbón ya que permite el uso de este mineral que en mucho de los casos no se puede explotar por los altos costos de transporte a puerto para poder exportar.
- Basados en la evaluación técnica se recomienda que para este tipo de proyectos se implemente una tecnología de combustor con carbón pulverizado, ya que se obtiene una eficiencia alta y permite un mejor manejo de las emisiones contaminantes.
- Uno de los problemas de las centrales térmicas a carbón es la generación de cenizas, por lo cual es necesario que a la hora de implementar un sistema de autogeneración se tenga planeado una posible alternativa de reproceso, ya sea directamente en la producción, como lo puede ser en la fabricación de sulfatos de aluminio o en la producción de zeolitas o para alternativas de co-procesamiento en la industria cementera.
- Para este proyecto se requerirá un área de terreno de 2400 m², en donde se ubican todas las áreas desde el almacenamiento de carbón hasta la generación de energía.
- El proceso planteado maneja un sistema de recirculación de agua que permitirá disminuir el uso de este recurso, permitiendo manejar un menor impacto ambiental.
- Los sistemas que tienen la posibilidad de usar el vapor residual de la generación de energía, paralelamente en los procesos productivos tienen la posibilidad de

aumentar la eficiencia térmica global, logrando disminución en el consumo de recursos no renovables.

- El horizonte del proyecto cuenta con una etapa pre-operativa de cuatro años y 10 años operativos, la inversión total del proyecto supera los 25 millones de dólares los cuales serán financiados con aporte de los socios y préstamos bancarios inicialmente en partes iguales. Los resultados del estudio financiero muestran que se tiene capacidad de amortizarlos dejando un Margen de utilidad Satisfactorio para la empresa haciéndolo un proyecto rentable y viable. Teniendo esta forma de financiación se espera obtener una tasa de retorno para el proyecto de 21.769% y un VPN de 6.364.988 dólares
- También es una alternativa viable en los periodos nocturnos y dominicales, en los que la fábrica no consume el total de la capacidad de generación de este sistema, se puede llegar a vender el excedente de energía al sistema nacional Eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución CREG 097 de 2008.

UPME, Informe mensual de las variables de generación y del mercado eléctrico colombiano

UPME. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA La cadena del carbón, Colombia 2008

POSADA, ENRIQUE. Hacia un cultura de la gestión energética empresarial, INDISA S.A. 2014.

ECOCARBON, Calderas a carbón, centro de investigación para el desarrollo integral, Universidad Pontificia Bolivariana, 1998.

C. B OLAND. Guide to combined heat and power systems for boiler owner and operators. OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY. 2004

ACOSTA, DIEGO. Aplicación del método Argos al mantenimiento en las plantas de autogeneración a carbón de cementos Argos S.A. UIS. Bucaramanga 2008

VAN WYLEN, GORDON. Fundamentos de Termodinámica. Limusa wiley. 2ª edición Mexico. 2006

BATRES LEHNOFF, LUIS PEDRO. Beneficios económicos de instalar una planta de Cogeneración de energía en Guatemala. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia de Comillas. Madrid 2008.

CISNEROS BARRERA, DANIEL. Integración de la cogeneración en el mercado eléctrico. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia de Comillas. Sevilla 2003.

CIFUENTES VILLATORO, WILLY. Sistemas de cogeneración para el ahorro de energía en la industria. Facultad de Ingeniería. Universidad de San Carlos de Guatemala. Guatemala 2011.

THE COAL RESOURCE a comprehensive overview of Coal. World Coal Institute. London 2012.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico, COPAR 2012, edición 32.

ANEXOS

ANEXO 1. HOJA DE CÁLCULO DEL ESTUDIO FINANCIERO DEL PROYECTO

INDICADORES	INVERSIONES	COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES	INGRESOS	VALOR TERMINAL	PRESTAMOS	SERVICIO A LA DEUDA	REGRESAR AL MENU											
ESTADOS DE RESULTADOS	CAPITAL DE TRABAJO	FUENTES Y USOS	BALANCES	FC DEL PROYECTO	FC DEL INVERSIONISTA	RAZONES Y GRAFICAS												
Proyecto	Planta de Autogeneración		Fecha:		2.012													
Localización	Colombia		Año Base:		2016 (AÑO 5)													
Patrocinador	LIBARDO HERNANDEZ / RICARDO MONTANA		Comienzo Operación:		1													
Preparado por			Periodo preoperativo:															
	TOTAL	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15		
INDICADORES																		
Inflación según el periodo del proyecto (%)						0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Impuesto a la Renta (%)						33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%		
Dividendos (%)						10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%		
Intereses (%)						18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%		
INVERSION:	Flujo No. 1	11.00%	60.10%	24.30%	4.50%													
ACTIVOS FIJOS																		
Terreno	150.000 USD	150.000															-150.000	
Edificios	25.000 USD	2.750	15.025	6.075	1.125												-12.500	
Maquinaria y Equipo	62,70%	13.867.359 USD	1.525.409	8.334.283	3.369.768	624.031											0	
Vehículos																	0	
Muebles y Enseres																	0	
Otras Inversiones	10,10%	2.233.817 USD	245.720	1.342.524	542.818	100.522											-2.233.817	
Subtotal Activos Fijos	16.260.050 USD	1.923.879	9.691.832	3.918.661	725.678	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.896.317	
Activos Diferidos:																		
Gastos de Instalación	27,20%	6.015.824 USD	661.741	3.615.510	1.461.845	270.712											2.745.230	
Otros G. Preop. (línea Preop.)		2.754.000 USD	302.940	1.655.154	669.222	322.930											-2.754.000	
Subtotal Activos Diferidos	8.761.054 USD	964.681	5.270.664	2.131.067	394.642	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8.770	
Subtotal Activos no corrientes	25.021.104 USD	2.888.560	14.962.496	6.049.728	1.120.320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.405.087	
Acum Activos no corrientes	2.888.560	17.851.056	23.900.784	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	-2.405.087
Capital de Trabajo Inicial	2.523.510 USD	0	0	0	2.523.510	630.877	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	0	0	
Ver Nota 1. Infra																		
Inversión Total	27.544.614 USD	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.930	630.877	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	0	-2.405.087	
Nota 1: Este Cap. de Trabajo debe ser consistente con calculado en el Cuadro de Capital de Trabajo, la Caja mínima requerida y el saldo acumulado del estado de liquidez																		
ANALISIS DE LOS EGRESOS: Flujo No. 2																		
ANALISIS DE MAT.PRIMAS : CARBON																		
Capacidad de Utilización	(%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Unid.s (MW) Producidas año		148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	
Costo Unit. Mat.Prima	USD	27,03	27,03	28,03	29,03	30,03	31,03	32,03	33,03	34,03	34,03	34,03	34,03	34,03	34,03	34,03	34,03	
Total Costo Materia Prima	USD	4.025.308 USD	4.025.308 USD	4.174.228 USD	4.323.148 USD	4.472.068 USD	4.620.988 USD	4.769.908 USD	4.918.828 USD	5.067.748 USD	5.067.748 USD	5.067.748 USD	5.067.748 USD	5.067.748 USD	5.067.748 USD	5.067.748 USD	5.067.748 USD	
ANALISIS COSTOS Y GASTOS: O&M																		
Capacidad de Utilización	(%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Unid.s (MW) Producidas año		148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	
Costo Unit. M. de O. y otros	USD	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	36,006	
Total Costo M. de O. y otros	USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	5.362.014 USD	11.944.278 USD	
ANALISIS DE GASTOS GENERALES DE FABRICACIÓN																		
Producto No. 1																		
Capacidad de Utilización	(%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Unid.s Producidas año		148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	
Costo Unit. Costos Ind. de Fab.	USD	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	
Total Costos Ind. de Fab.	USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	6.582.264 USD	
ANALISIS DE OTROS EGRESOS																		
Gastos Generales de Ventas																		
Gastos Generales de Distrib.																		
Gastos de Mto y Seguros																		
Subtotal Otros Gastos						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DEPREC & AMORT																		
Edificios		1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	
Maquinaria y Equipo		1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	1.386.736	
Vehículos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Muebles y Enseres		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otras Inversiones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Subtotal Deprec. Activos Fijos		1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	1.387.986 USD	
Amortiz. Gastos Preoperativos		876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	876.105	
Capital de Trabajo																		
Total Deprec & Amortiz		2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	2.264.091 USD	
Acumulada Deprec & Amort		2.264.091 USD	4.528.183 USD	6.792.274 USD	9.056.365 USD	11.320.457 USD	13.584.548 USD	15.848.639 USD	18.112.731 USD	20.376.822 USD	22.640.913 USD	24.905.004 USD	27.169.095 USD	29.433.186 USD	31.701.277 USD	33.969.368 USD	36.237.459 USD	
ANALISIS DE LOS INGRESOS: Flujo No. 3																		
(MW)																		
Capacidad de Utilización	(%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Unids Producidas/Vendidas	MWh	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	
Precio Unitario	USD	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	200,635	
Valor Ventas	USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	29.878.598 USD	

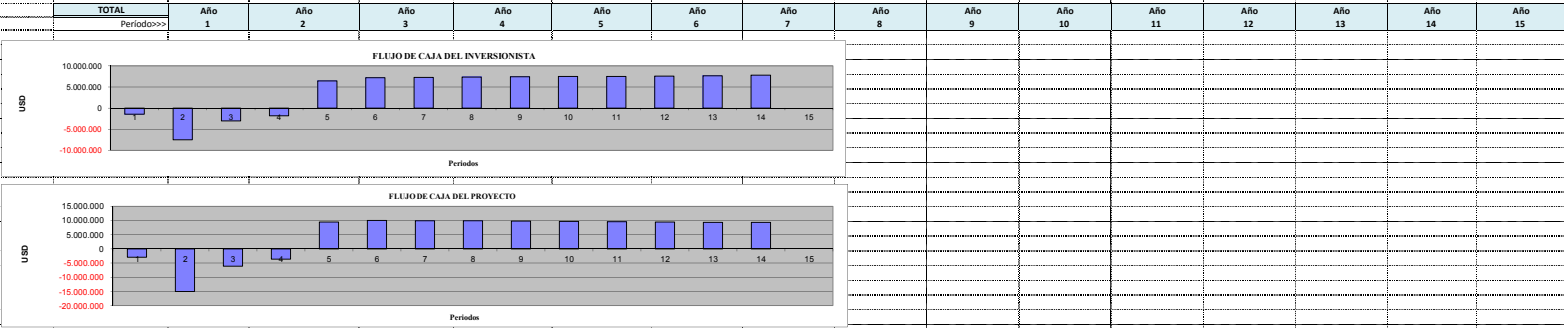
INDICADORES		INVERSIONES		COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES		INGRESOS		VALOR TERMINAL		PRÉSTAMOS		SERVICIO A LA DEUDA		REGRESAR AL MENU		
ESTADOS DE RESULTADOS		CAPITAL DE TRABAJO		FUENTES Y USOS		BALANCES		FC DEL PROYECTO		FC DEL INVERSIONISTA		RAZONES Y GRAFICAS				
Proyecto	Planta de Autogeneración			Fecha:	2012											
Localización	Colombia			Año Base:	2016 (AÑO 5)											
Patrocinador	UBARDO HERNANDEZ / RICARDO MONTANA			Comienzo Operación:	5											
Preparado por				Periodo preparativo:												
	TOTAL	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
ESTRUCTURA FINANCIERA: Flujo No. 5																
Préstamos M.Plazo	50,00%	13.772.307	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Préstamos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subsidios		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	13.772.307 USD	1.444.280 USD	7.481.248 USD	3.024.864 USD	1.821.915 USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Social	50,00%	13.772.307 USD	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACUM. CAPITAL SOCIAL		1.444.280	8.925.528	11.950.392	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307
Total Fuentes	27.544.614 USD	2.888.560 USD	14.962.496 USD	6.049.728 USD	3.643.830 USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SERVICIO DE LA DEUDA: Flujo No. 6																
Préstamos en el periodo		1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Préstamos acumulados		1.444.280	8.925.528	11.950.392	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307
Abonos en el periodo		0	0	0	0	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231
Abonos acumulados		0	0	0	0	1.377.231	2.754.461	4.131.692	5.508.923	6.886.153	8.263.384	9.640.615	11.017.846	12.395.076	13.772.307	13.772.307
Saldo Insoluto	1.444.280	8.925.528	11.950.392	13.772.307	12.395.076	11.017.846	9.640.615	8.263.384	6.886.153	5.508.923	4.131.692	2.754.461	1.377.231	0	0	0
Intereses	0	0	0	0	2.479.015	2.231.114	1.983.212	1.735.311	1.487.409	1.239.508	991.606	743.705	495.803	247.902	0	0
Otros Préstamos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros: Total abonos a capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Insoluto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total reembolso (abonos a cap)		1.444.280 USD	8.925.528 USD	11.950.392 USD	13.772.307 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD	1.377.231 USD
Total balance (prestamos)		0	0	0	0	12.395.076 USD	11.017.846 USD	9.640.615 USD	8.263.384 USD	6.886.153 USD	5.508.923 USD	4.131.692 USD	2.754.461 USD	1.377.231 USD	0 USD	0 USD
Total interés		0	0	0	0	2.479.015 USD	2.231.114 USD	1.983.212 USD	1.735.311 USD	1.487.409 USD	1.239.508 USD	991.606 USD	743.705 USD	495.803 USD	247.902 USD	0 USD
ANÁLISIS DEL CAPITAL DE TRABAJO																
SALDO DE EFECTIVO REQUERIDO EN CAJA																
Item	Días de Cobertura	Coefficiente de Renovación	1	2	3	4	5	6	7	8	9					
Mano de Obra y otros Costos fijos	30	12				357.468	446.834	446.834	446.834	446.834	446.834	446.834	446.834	446.834	446.834	446.834
Costos Ind. de Fabricación	30	12				438.818	548.522	548.522	548.522	548.522	548.522	548.522	548.522	548.522	548.522	548.522
Saldo efectivo requerido en caja						796.285	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356
Incremento saldo efectivo req.						796.285	199.071	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CÁLCULO DEL CAPITAL DE TRABAJO																
Item	Días de Cobertura	Coefficiente de Renovación														
1. ACTIVO CORRIENTE																
1.1 CAJA (Saldo efect. requer.)						796.285	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356
1.2 CxC	30	12				796.763	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953
1.3 EXISTENCIAS																
Materias Primas	30	12				268.354	335.442	335.442	347.852	360.262	372.672	385.082	397.492	409.902	422.312	422.312
Productos Terminados	30	12				1.064.639	1.330.799	1.330.799	1.343.209	1.355.619	1.368.029	1.380.439	1.392.849	1.405.259	1.417.669	1.417.669
TOTAL ACTIVO CORRIENTE						2.926.041	3.657.551	3.657.551	3.682.371	3.707.191	3.732.011	3.756.831	3.781.651	3.806.471	3.831.291	3.831.291
2. PASIVO CORRIENTE																
2.1 CxP (En función de Mat. Pr.)	45	8				402.531	503.163	503.163	521.778	540.393	559.008	577.623	596.238	614.853	633.468	633.468
2.2 Otras CxP						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PASIVO CORRIENTE						402.531	503.163	503.163	521.778	540.393	559.008	577.623	596.238	614.853	633.468	633.468
3. CAPITAL DE TRABAJO	(Inic>>>)	80%				2.523.510	3.154.387	3.154.387	3.160.592	3.166.797	3.173.002	3.179.207	3.185.412	3.191.617	3.197.822	3.197.822
4. INC/DECR C. DE T.			0	0	0	2.523.510	630.877	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	0

INDICADORES		INVERSIONES		COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES		INGRESOS		VALOR TERMINAL		PRESTAMOS		SERVICIO A LA DEUDA		REGRESAR AL MENU		
ESTADOS DE RESULTADOS		CAPITAL DE TRABAJO		FUENTES Y USOS		BALANCES		FC DEL PROYECTO		FC DEL INVERSIONISTA		RAZONES Y GRAFICAS				
Proyecto	Plantilla de Autogeneración															
Localización	Colombia															
Patrocinador	LIBARDO HERNANDEZ 7 RICARDO MONTAÑA															
Preparado por																
	TOTAL	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
	Periodo>>>															
A PARTIR DE AQUI TODO DEBE SER CON FORMULAS																
ESTADO DE RESULTADOS																
Capacidad de Utilización	(%)															
		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0
TOTAL VENTAS																
		29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	0
COSTOS DIRECTOS DE PROD.																
Materias Primas		15.969.585	15.969.585	16.118.505	16.267.425	16.416.345	16.565.265	16.714.185	16.863.105	17.012.025	17.012.025	17.012.025	17.012.025	17.012.025	17.012.025	23.594.289
M. O. y otros Costos fijos		4.025.308	4.025.308	4.174.228	4.323.148	4.472.068	4.620.988	4.769.908	4.918.828	5.067.748	5.067.748	5.067.748	5.067.748	5.067.748	5.067.748	5.067.748
Costos Ind. de Fabricación		5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	5.362.014	11.944.278
		6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264	6.582.264
MARGEN BRUTO DE VENTAS																
		13.909.012	13.909.012	13.760.092	13.611.172	13.462.252	13.313.332	13.164.412	13.015.492	12.866.572	12.866.572	12.866.572	12.866.572	12.866.572	12.866.572	-23.594.289
COSTOS INDIRECTOS																
Gastos de Admón, Ventas, etc.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPREC. & AMORT.																
		2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091
UTIL. OPERACIÓN (UAI)																
		11.644.921 USD	11.644.921 USD	11.496.001 USD	11.347.081 USD	11.198.161 USD	11.049.241 USD	10.900.321 USD	10.751.401 USD	10.602.481 USD	10.602.481 USD	10.602.481 USD	10.602.481 USD	10.602.481 USD	10.602.481 USD	-23.594.289
OTROS INGR. (v. Residual/gravable)	**															0
INTERESES OPERACIONALES		2.479.015	2.231.114	1.983.212	1.735.311	1.487.409	1.239.508	991.606	743.705	495.803	247.902					
UTIL. ANTES DE IMP. (UAI)	***															
		9.165.906	9.413.807	9.512.789	9.611.771	9.710.752	9.809.734	9.908.715	10.007.697	10.106.678	10.106.678	10.106.678	10.106.678	10.106.678	10.106.678	-23.594.289
IMPUESTOS (%)																
		3.024.749	3.106.556	3.139.220	3.171.884	3.204.548	3.237.212	3.269.876	3.302.540	3.335.204	3.335.204	3.335.204	3.335.204	3.335.204	3.335.204	-7.786.115
UTILIDAD NETA																
		6.141.157 USD	6.307.251 USD	6.373.569 USD	6.439.886 USD	6.506.204 USD	6.572.521 USD	6.638.839 USD	6.705.157 USD	6.771.474 USD	6.771.474 USD	6.771.474 USD	6.771.474 USD	6.771.474 USD	6.771.474 USD	-15.808.174
DIVIDENDOS		614.116	630.725	637.357	643.989	650.620	657.252	663.884	670.516	677.147	677.147	677.147	677.147	677.147	677.147	0
GANANCIAS NO DISTRIBUIDAS																
		5.527.041	5.676.526	5.736.212	5.795.898	5.855.583	5.915.269	5.974.955	6.034.641	6.094.327	6.094.327	6.094.327	6.094.327	6.094.327	6.094.327	-15.808.174
** Valor Residual gravable por ser superior al valor en libros. El valor no gravable lo registramos como Fuente en el Estado de Liquidez. La ganancia ocasional es gravable con v igual al importe																
*** Base tributaria negativa no paga impuestos. En tal caso el impuesto se calcula sobre el patrimonio líquido. Ver Estatuto Tributario																
FLUJO DE CAJA: ESTADO DE LIQUIDEZ - MOD. 2																
Capacidad de Utilización	(%)															
		100	100	100	100	100	100	100	100	101	102	103	104	105	105	0
FUENTES																
Utilidad Operacional (UAI)		2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	13.909.012	13.909.012	13.760.092	13.611.172	13.462.252	13.313.332	13.164.412	13.015.492	12.866.572	12.866.572	
Depreciación& amort		0	0	0	0	11.644.921	11.644.921	11.496.001	11.347.081	11.198.161	11.049.241	10.900.321	10.751.401	10.602.481	10.602.481	
Préstamos		1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	0
Capital Social		1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor Residual (desinversiones)***		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USOS																
Inversiones en Act. no corrientes		2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	8.125.988	7.345.626	7.143.225	6.934.619	6.726.013	6.517.408	6.308.802	6.100.196	5.891.590	5.735.900	
Variación en Capital de Trabajo		0	0	0	2.523.510	630.877	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	0
Servicio de la Deuda																
Intereses						2.479.015	2.231.114	1.983.212	1.735.311	1.487.409	1.239.508	991.606	743.705	495.803	247.902	
Abonos a Capital						1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	
Impuestos						3.024.749	3.106.556	3.139.220	3.171.884	3.204.548	3.237.212	3.269.876	3.302.540	3.335.204	3.417.011	
Dividendos						614.116	630.725	637.357	643.989	650.620	657.252	663.884	670.516	677.147	693.757	
EXCESO/DEFICIT																
		0	0	0	0	5.783.024	6.563.387	6.616.867	6.676.553	6.736.239	6.795.925	6.855.611	6.915.297	6.974.983	7.130.672	
CAJA FINAL:																
ACUM. Saldo efect. (Exc/defic)	*					5.783.024	12.346.411	18.963.278	25.639.832	32.376.071	39.171.996	46.027.606	52.942.903	59.917.886	67.048.558	
Saldo efect. req. en caja		0	0	0	0	796.285	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	995.356	
BALANCE CAJA FINAL	**					796.285	6.778.381	13.341.767	19.958.635	26.635.188	33.371.427	40.167.352	47.022.963	53.938.260	60.913.242	68.043.914
OTRA PRESENTACION:																
CAJA INICIAL						796.285	6.778.381	13.341.767	19.958.635	26.635.188	33.371.427	40.167.352	47.022.963	53.938.260	60.913.242	
INC. Mínima requerida		0	0	0	0	796.285	199.071	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exceso/Deficit		0	0	0	0	5.783.024	6.563.387	6.616.867	6.676.553	6.736.239	6.795.925	6.855.611	6.915.297	6.974.983	7.130.672	
BALANCE CAJA FINAL						796.285	6.778.381	13.341.767	19.958.635	26.635.188	33.371.427	40.167.352	47.022.963	53.938.260	60.913.242	68.043.914
* Nota: Debe ser cero o mayor (positivo). Dentro del diseño del software si es positivo va a caja y si es negativo debe obtenerse un préstamo de corto plazo para equilibrar.																
No se concibe una caja negativa.																
** Si caja final es negativa debe compensarse con crédito de corto plazo																
*** Equivale a USOS negativos de incremento de cambios en L224 y L225																

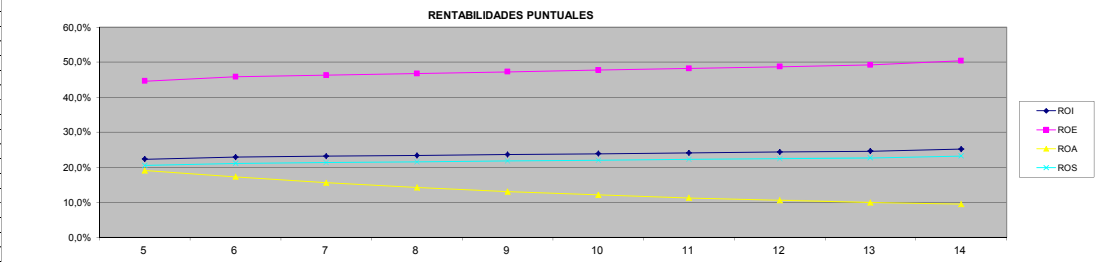
INDICADORES	INVERSIONES	COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES	INGRESOS	VALOR TERMINAL	PRESTAMOS	SERVICIO A LA DEUDA	REGRESAR AL MENU										
ESTADOS DE RESULTADOS	CAPITAL DE TRABAJO	FUENTES Y USOS	BALANCES	FC DEL PROYECTO	FC DEL INVERSIONISTA	RAZONES Y GRAFICAS											
Proyecto	Planta de Autogeneración						Fecha:	2.012									
Localización	Colombia						Año Base:										
Patrocinador	LIBARDO HERNANDEZ / RICARDO MONTANA						Comienzo Operación:	2016 (AÑO 5)									
Preparado por							Periodo presentativo:										
	TOTAL	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	
	Periodo>>>																
BALANCE																	
Capacidad de Utilización	(%)					100	100	100	100	100	101	102	103	104	105	0	
ACTIVOS																	
1. ACTIVO CORRIENTE																	
1.1 CAJA: FINAL		0	0	0	796.285	6.778.381	13.341.767	19.958.635	26.635.188	33.371.427	40.167.352	47.022.963	53.938.260	60.913.242	68.043.914		
1.2 CC	12	0	0	0	796.763	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953	995.953		
1.3 EXISTENCIAS	0																
Materias Primas	12	0	0	0	268.354	335.442	335.442	347.852	360.262	372.672	385.082	397.492	409.902	422.312	422.312		
Productos Terminados	12	0	0	0	1.064.639	1.330.799	1.330.799	1.343.209	1.355.619	1.368.029	1.380.439	1.392.849	1.405.259	1.417.669	1.417.669		
TTL ACTIVO CORRIENTE		0	0	0	2.926.041	9.440.575	16.003.962	22.645.649	29.347.022	36.108.081	42.928.826	49.809.257	56.749.374	63.749.176	70.879.849	0	
ACTIVOS NO CORRIENTES																	
ACUM. INV. ACTIVOS NO CORR.		2.888.560	17.851.056	23.900.784	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104	25.021.104		
ACUM. DEPRECIACION		0	0	0	0	-2.264.091	-4.528.183	-6.792.274	-9.056.365	-11.320.457	-13.584.548	-15.848.639	-18.112.731	-20.376.822	-22.640.913		
ACTIVOS NO CORRIENTES NETOS		2.888.560	17.851.056	23.900.784	25.021.104	22.757.013	20.492.921	18.228.830	15.964.739	13.700.647	11.436.556	9.172.465	6.908.373	4.644.282	2.380.191		
TTL ACTIVOS		2.888.560	17.851.056	23.900.784	27.947.145	32.197.588	36.496.883	40.874.479	45.311.761	49.808.729	54.365.382	58.981.722	63.657.747	68.393.459	73.260.039		
PASIVOS																	
2. PASIVO CORRIENTE																	
2.1 CxP (En función de Mat. Pr.)	8	0	0	0	402.531	503.163	503.163	521.778	540.393	559.008	577.623	596.238	614.853	633.468	633.468		
2.2 Otras CxP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3 Prestamo C. Plazo (Déficit de caja)		0	0	0	402.531	503.163	503.163	521.778	540.393	559.008	577.623	596.238	614.853	633.468	633.468		
TOTAL PASIVO CORRIENTE		0	0	0	402.531	503.163	503.163	521.778	540.393	559.008	577.623	596.238	614.853	633.468	633.468		
PRESTAMOS M&L Plazo		1.444.280	8.925.528	11.950.392	13.772.307	12.395.076	11.017.846	9.640.615	8.263.384	6.886.153	5.508.923	4.131.692	2.754.461	1.377.231	0		
TTL PASIVO		1.444.280	8.925.528	11.950.392	14.174.838	12.898.240	11.521.009	10.162.393	8.803.778	7.445.162	6.086.546	4.727.931	3.369.315	2.010.699	633.468		
ACUM. CAPITAL SOCIAL (Equity)		1.444.280	8.925.528	11.950.392	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307	13.772.307		
RESERVAS		0	0	0	0	0	5.527.041	11.203.567	16.939.779	22.735.677	28.591.260	34.506.529	40.481.485	46.516.126	52.610.452		
GANANCIAS NO DISTRIBUIDAS		0	0	0	0	5.527.041	5.676.526	5.736.212	5.795.898	5.855.583	5.915.269	5.974.955	6.034.641	6.094.327	6.243.812		
TTL PATRIMONIO		1.444.280	8.925.528	11.950.392	13.772.307	19.299.348	24.975.874	30.712.086	36.507.983	42.363.567	48.278.836	54.253.791	60.288.433	66.382.759	72.626.571		
TTL PASIVO+PATRIMONIO		2.888.560	17.851.056	23.900.784	27.947.145	32.197.588	36.496.883	40.874.479	45.311.761	49.808.729	54.365.382	58.981.722	63.657.747	68.393.459	73.260.039		
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
FLUJOS DE CAJA:																	
FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA																	
EXCESO/DEFICIT		0	0	0	0	5.783.024	6.563.387	6.616.867	6.676.553	6.736.239	6.795.925	6.855.611	6.915.297	6.974.983	7.130.672		
Dividendos		0	0	0	0	614.116	630.725	637.357	643.989	650.620	657.252	663.884	670.516	677.147	693.757		
Capital Social		-1.444.280	-7.481.248	-3.024.864	-1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
FLUJO DE CAJA DEL INV.		-1.444.280	-7.481.248	-3.024.864	-1.821.915	6.397.140	7.194.112	7.254.224	7.320.542	7.386.859	7.453.177	7.519.495	7.585.812	7.652.130	7.824.429		
Costo de Oportunidad de Inver.	20,0%																
VPN (I) del Inversionista	5.502.005 USD																
TIR del Inversionista	30,463%																
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO																	
FLUJO DE CAJA DEL INV.		-1.444.280	-7.481.248	-3.024.864	-1.821.915	6.397.140	7.194.112	7.254.224	7.320.542	7.386.859	7.453.177	7.519.495	7.585.812	7.652.130	7.824.429	0	
Préstamos		-1.444.280	-7.481.248	-3.024.864	-1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Intereses		0	0	0	0	2.479.015	2.231.114	1.983.212	1.735.311	1.487.409	1.239.508	991.606	743.705	495.803	247.902	0	
Abonos a Capital		0	0	0	0	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	0	
Ingresos por Beneficios Tributarios		0	0	0	0	-818.075	-736.268	-654.460	-572.653	-490.845	-409.038	-327.230	-245.423	-163.615	-81.808	0	
FLUJO DE CAJA DEL PROY.		-2.888.560	-14.962.496	-6.049.728	-3.643.830	9.435.311	10.066.189	9.960.207	9.860.431	9.760.654	9.660.878	9.561.102	9.461.325	9.361.549	9.361.754	0	
Costo de Capital del Proyecto	16,030%																
VPN(I) del Proyecto	6.364.988 USD																
TIR del Proyecto	21,769%																

INDICADORES INVERSIONES COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES INGRESOS VALOR TERMINAL PRESTAMOS SERVICIO A LA DEUDA
 ESTADOS DE RESULTADOS CAPITAL DE TRABAJO FUENTES Y USOS BALANCES FC DEL PROYECTO FC DEL INVERSIONISTA RAZONES Y GRAFICAS
 REGRESAR AL MENU

Proyecto: Planta de Autogeneración
 Localización: Colombia
 Fecha: 2012
 Año Bases: 2016 (AÑO 5)
 Comienzo Operación: 4
 Período preoperativo:
 Patrocinador: UBARDO HERNANDEZ / RICARDO MONTANA
 Preparado por:



RAZONES FINANCIERAS		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
ROI (%)	R/Inversion					22,3%	22,9%	23,1%	23,4%	23,6%	23,9%	24,1%	24,3%	24,6%	25,2%	
ROE (%)	R/patrimonio					44,6%	45,8%	46,3%	46,8%	47,2%	47,7%	48,2%	48,7%	49,2%	50,4%	
ROA (%)	R/activo					19,1%	17,3%	15,6%	14,2%	13,1%	12,1%	11,3%	10,5%	9,9%	9,5%	
ROS (%)	R/ventas					20,6%	21,1%	21,3%	21,6%	21,8%	22,0%	22,2%	22,4%	22,7%	23,2%	
Cálculo del PAY BACK:																
Inversión inicial		-2.888.560	-14.962.496	-6.049.728	-3.643.830	-630.877	0	-6.205	-6.205	-6.205	-6.205	-6.205	-6.205	-6.205	-6.205	0
Flujo de caja neto anual						9.435.311	10.066.189	9.960.207	9.860.431	9.760.654	9.660.878	9.561.102	9.461.325	9.361.549	9.261.774	
Flujo acumulado		-2.888.560	-14.962.496	-6.049.728	-6.532.390	2.272.044	12.338.232	22.292.234	32.146.460	41.900.909	51.555.582	61.110.479	70.565.599	79.920.943	89.288.696	
Período Pay Back:		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Cobertura servicio de la deuda						2,4	2,8	3,0	3,2	3,4	3,7	4,0	4,5	5,0	5,8	
Rotación del Activo						1,3	1,5	1,6	1,9	2,2	2,6	3,3	4,3	6,4	12,6	
Relación Deuda/Capital Social						0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	
Cálculo BEP (Punto de Equi.):																
Período>>>		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Ventas						29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598
Costos Fijos						2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	
Costos Variables						15.969.585	15.969.585	16.118.505	16.267.425	16.416.345	16.565.265	16.714.185	16.863.105	17.012.025	17.160.945	
BEP (%)						16,3%	16,3%	16,5%	16,6%	16,8%	17,0%	17,2%	17,4%	17,6%	17,6%	



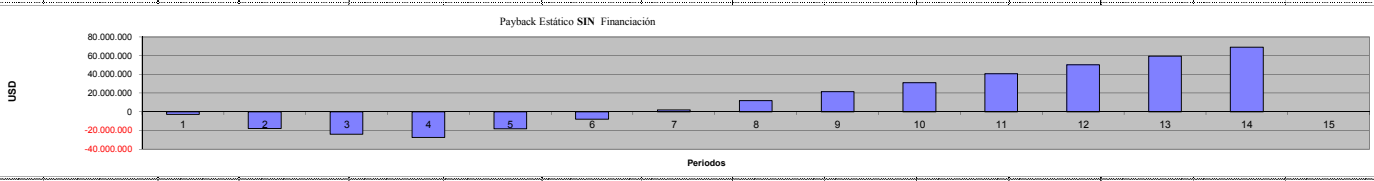
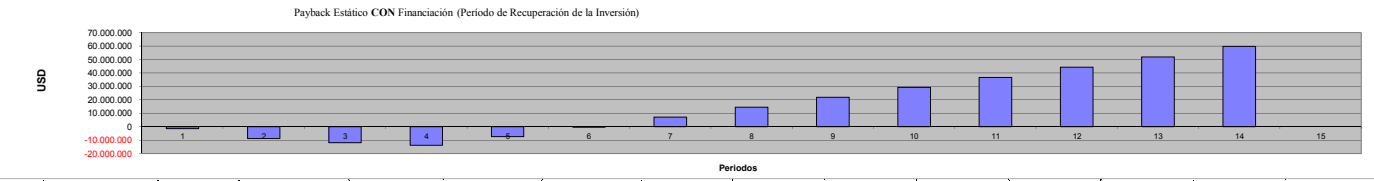
INDICADORES	INVERSIONES	COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES	INGRESOS	VALOR TERMINAL	PRESTAMOS	SERVICIO A LA DEUDA	REGRESAR AL MENU														
ESTADOS DE RESULTADOS	CAPITAL DE TRABAJO	FUENTES Y USOS	BALANCES	FC DEL PROYECTO	FC DEL INVERSIONISTA	RAZONES Y GRAFICAS															
Proyecto	Planta de Autogeneración		Fecha:																		
Localización	Colombia		Año Base:		2016 (AÑO 5)																
Patrocinador	LIBARDO HERNANDEZ / RICARDO MONTANA		Comienzo Operación:		4																
Preparado por			Periodo preparativo:																		
	TOTAL	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15					
FLUJO DE CAJA LIBRE:																					
FLUJO DE CAJA BRUTO:	0	0	0	0	0	10.066.189	10.066.189	9.966.412	9.866.636	9.766.859	9.667.083	9.567.307	9.467.530	9.367.754	9.367.754						
UAII	0	0	0	0	0	11.644.921	11.644.921	11.496.001	11.347.081	11.198.161	11.049.241	10.900.321	10.751.401	10.602.481	10.602.481						
Depreciaciones	0	0	0	0	0	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091						
Valor Residual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Impuestos (1)	0	0	0	0	0	-3.024.749	-3.106.556	-3.139.220	-3.171.884	-3.204.548	-3.237.212	-3.269.876	-3.302.540	-3.335.204	-3.417.011						
Impuestos (2)	0	0	0	0	0	-818.075	-736.268	-654.460	-572.653	-490.845	-409.038	-327.230	-245.423	-163.615	-81.808						
INVERSIONES BRUTAS:	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	630.877	0	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205						
Inversiones en Act. no corrientes	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	630.877	0	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205						
Variación en Capital de Trabajo	0	0	0	2.523.510	630.877	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205						
FLUJO DE CAJA LIBRE:	-2.888.560	-14.962.496	-6.049.728	-3.643.830	9.435.311	10.066.189	9.960.207	9.860.431	9.760.654	9.660.878	9.561.102	9.461.325	9.361.549	9.367.754							
NOTA: El impuesto (1) esta tomado sobre la UAII, pero debe ser sobre la UAII y con el impuesto (2) se hace el ajuste. La sumatoria de impuesto 1 y 2 corresponde																					
entonces al impuesto sobre UAII. El impuesto (2) equivale en valor al Beneficio Tributario sobre UAII. El valor de continuidad se calcula con formulas propias de la metodología de valoración de empresas.																					
FLUJO DE CAJA FINANCIERO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15						
EXCESO/DEFICIT	0	0	0	0	-5.783.024	-6.563.387	-6.616.867	-6.676.553	-6.736.239	-6.795.925	-6.855.611	-6.915.297	-6.974.983	-7.130.672							
Dividendos	0	0	0	0	-614.116	-630.725	-637.357	-643.989	-650.620	-657.252	-663.884	-670.516	-677.147	-693.757							
Capital Social	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Préstamos	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Intereses	0	0	0	0	-2.479.015	-2.231.114	-1.983.212	-1.735.311	-1.487.409	-1.239.508	-991.606	-743.705	-495.803	-247.902							
Abonos a Capital	0	0	0	0	-1.377.231	-1.377.231	-1.377.231	-1.377.231	-1.377.231	-1.377.231	-1.377.231	-1.377.231	-1.377.231	-1.377.231							
Ingresos por Beneficios Tributarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
FLUJO DE CAJA FINANCIERO:	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	-10.253.386	-10.802.456	-10.614.667	-10.433.083	-10.251.499	-10.069.915	-9.888.332	-9.706.748	-9.525.164	-9.449.561							
FLUJO DE FONDOS MODELO 1	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15						
FUENTE DE FONDOS	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598							
TOTAL VENTAS	0	0	0	0	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598	29.878.598							
Préstamos	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Capital Social	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Valor Residual (desinversiones)***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
USOS DE FONDOS	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	24.095.573	23.315.211	23.261.730	23.202.044	23.142.359	23.082.673	23.022.987	22.963.301	22.903.615	23.747.925							
COSTOS DIRECTOS DE PROD.	0	0	0	0	15.969.585	15.969.585	16.118.505	16.267.425	16.416.345	16.565.265	16.714.185	16.863.105	17.012.025	17.012.025							
COSTOS INDIRECTOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Servicio de la Deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Intereses	0	0	0	0	2.479.015	2.231.114	1.983.212	1.735.311	1.487.409	1.239.508	991.606	743.705	495.803	247.902							
Abonos a Capital	0	0	0	0	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231							
Impuestos	0	0	0	0	3.024.749	3.106.556	3.139.220	3.171.884	3.204.548	3.237.212	3.269.876	3.302.540	3.335.204	3.417.011							
Dividendos	0	0	0	0	614.116	630.725	637.357	643.989	650.620	657.252	663.884	670.516	677.147	693.757							
Inversiones en Act. no corrientes	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Variación en Capital de Trabajo	0	0	0	2.523.510	630.877	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205							
EXCESO/DEFICIT	0	0	0	0	5.783.024	6.563.387	6.616.867	6.676.553	6.736.239	6.795.925	6.855.611	6.915.297	6.974.983	7.130.672							
ACUM. Saldo efect. (Exc/defic)	0	0	0	0	5.783.024	12.346.411	18.963.278	25.639.832	32.376.071	39.171.996	46.027.606	52.942.903	59.917.886	67.048.558							
FLUJO DE FONDOS MODELO 3	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15						
FUENTE DE FONDOS	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	11.429.997	11.677.899	11.776.880	11.875.862	11.974.843	12.073.825	12.172.806	12.271.788	12.370.769	12.618.671							
UTIL. ANTES DE IMP. (UAII)	0	0	0	0	9.165.906	9.413.807	9.512.789	9.611.771	9.710.752	9.809.734	9.908.715	10.007.697	10.106.678	10.354.580							
DEPREC. & AMORT.	0	0	0	0	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091							
Préstamos	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Capital Social	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Valor Residual (desinversiones)***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
USOS DE FONDOS	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	5.646.973	5.114.512	5.160.013	5.199.309	5.238.604	5.277.900	5.317.196	5.356.491	5.395.787	5.487.999							
Servicio de la Deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Abonos a Capital	0	0	0	0	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231							
Impuestos	0	0	0	0	3.024.749	3.106.556	3.139.220	3.171.884	3.204.548	3.237.212	3.269.876	3.302.540	3.335.204	3.417.011							
Dividendos	0	0	0	0	614.116	630.725	637.357	643.989	650.620	657.252	663.884	670.516	677.147	693.757							
Inversiones en Act. no corrientes	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Variación en Capital de Trabajo	0	0	0	2.523.510	630.877	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205							
EXCESO/DEFICIT	0	0	0	0	5.783.024	6.563.387	6.616.867	6.676.553	6.736.239	6.795.925	6.855.611	6.915.297	6.974.983	7.130.672							
ACUM. Saldo efect. (Exc/defic)	0	0	0	0	5.783.024	12.346.411	18.963.278	25.639.832	32.376.071	39.171.996	46.027.606	52.942.903	59.917.886	67.048.558							

INDICADORES	INVERSIONES	COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES	INGRESOS	VALOR TERMINAL	PRESTAMOS	SERVICIO A LA DEUDA
ESTADOS DE RESULTADOS	CAPITAL DE TRABAJO	FUENTES Y USOS	BALANCES	FC DEL PROYECTO	FC DEL INVERSIONISTA	RAZONES Y GRAFICAS

REGRESAR AL MENU

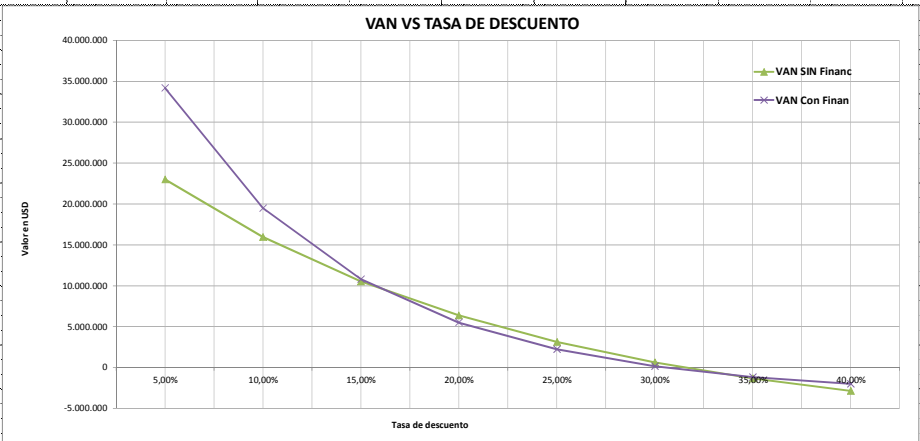
Proyecto	Planta de Autogeneración	Fecha:	2.012
Localización	Colombia	Año Base:	2016 (AÑO 5)
Patrocinador	UBARDO HERNANDEZ / RICARDO MONTANA	Comienzo Operación:	5
Preparado por		Periodo preparativo:	

TOTAL	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
FLUJO DE FONDOS	MODELO 4														
FUENTE DE FONDOS	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	8.405.248	8.571.342	8.637.660	8.703.978	8.770.295	8.836.613	8.902.930	8.969.248	9.035.566	9.201.660	
UTILIDAD NETA	0	0	0	0	6.141.157	6.307.251	6.373.569	6.439.886	6.506.204	6.572.521	6.638.839	6.705.157	6.771.474	6.937.568	
DEPREC. & AMORT.	0	0	0	0	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	2.264.091	
Préstamos	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Capital Social	1.444.280	7.481.248	3.024.864	1.821.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Valor Residual (desinversiones)***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
USOS DE FONDOS	2.888.560	14.962.496	6.049.728	3.643.830	2.622.224	2.007.956	2.020.793	2.027.424	2.034.056	2.040.688	2.047.320	2.053.951	2.060.583	2.070.988	
Dividendos	0	0	0	0	614.116	630.725	637.357	643.989	650.620	657.252	663.884	670.516	677.147	693.757	
Abonos a Capital	0	0	0	0	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	1.377.231	
Inversiones en Act. no corrientes	2.888.560	14.962.496	6.049.728	1.120.320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Variación en Capital de Trabajo	0	0	0	2.523.510	630.877	0	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	
EXCESO/DEFICIT	0	0	0	0	5.783.024	6.563.387	6.616.867	6.676.553	6.736.239	6.795.925	6.855.611	6.915.297	6.974.983	7.130.672	
ACUM. Saldo efect. (Exc/defic)	0	0	0	0	5.783.024	6.563.387	6.616.867	6.676.553	6.736.239	6.795.925	6.855.611	6.915.297	6.974.983	7.130.672	
PAY BACK CON FINANCIACION (ESTÁTICO)	-1.444.280	-7.481.248	-3.024.864	-1.821.915	6.397.140	7.194.112	7.254.224	7.320.542	7.386.859	7.453.177	7.519.495	7.585.812	7.652.130	7.824.429	
	-1.444.280	-8.925.528	-11.950.392	-13.772.307	-7.375.167	-181.055	7.073.169	14.393.711	21.780.570	29.233.748	36.753.242	44.339.055	51.991.185	59.815.614	
PAY BACK SIN FINANCIACION (ESTÁTICO)	-2.888.560	-14.962.496	-6.049.728	-3.643.830	9.435.311	10.066.189	9.960.207	9.860.431	9.760.654	9.660.878	9.561.102	9.461.325	9.361.549	9.367.754	
	-2.888.560	-17.851.055	-23.900.784	-27.544.614	-18.109.303	-8.043.114	1.917.093	11.777.523	21.538.178	31.199.056	40.760.157	50.221.482	59.583.031	68.950.785	



OTRAS GRAFICAS:

	costo oportunidad	costo capital	VAN	
			SIN Financ	Con Finan
5,00%	8,53%	23.011.231	34.185.607	
10,00%	11,03%	15.953.388	19.493.660	
15,00%	13,53%	10.539.046	10.793.301	
20,00%	16,03%	6.364.988	5.502.005	
25,00%	18,53%	3.134.562	2.216.944	
30,00%	21,03%	627.521	748.172	
35,00%	23,53%	-1.321.085	-1.163.886	
40,00%	26,03%	-2.835.805	-1.994.588	



ANEXO 2. MÉTODO DE EVALUACIÓN DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES

Los aspectos ambientales del proyecto se evaluaron por medio del siguiente modelo, está basado en la norma ISO 14000 y en el protocolo de valoración de aspectos e impactos ambientales des de la Universidad Nacional de Colombia.

DEFINICIONES

Aspecto Ambiental: Elementos de las actividades, productos o servicios de una organización que pueden interactuar con el medio ambiente.

Impacto Ambiental: Cualquier cambio en el medio ambiente, sea adverso o benéfico, total o parcial como resultado de las actividades, productos o servicios de una organización.

Impacto Real (IR): Hay certeza de la consecuencia ambiental por investigaciones, conocimiento técnico o científico.

Impacto Potencial (IP): No hay certeza de la consecuencia ambiental, pero hay sospecha que se pueda dar.

Significancia Ambiental: Valoración de la importancia del impacto ambiental.

Priorización: Valoración del impacto ambiental para establecer su prelación de modo que se tenga en cuenta para definir objetivos y metas ambientales.

Interacción: Relación que puede tener la actividad, producto o servicio con cualquier componente del medio ambiente como: aire, agua, suelo, flora, fauna, hombre (sociedad).

Matriz: Cuadro compuesto por números reales o complejos colocados en líneas y columnas.

Condición Normal (CN): Estado de operación habitual del proceso en la cual se presentan fuentes de variación propias o inherentes a la forma como ha sido concebido el proceso.

Condición Anormal (CA): Estado de operación no habitual del proceso en la cual se presentan fuentes de variaciones impropias o diferentes a la forma como ha sido concebido el proceso.

Condición de Emergencia (CE): Estado de operación fuera de los parámetros establecidos, que genera impacto y que para atenderlo se requiere de la intervención de recursos y/o apoyo externo al proceso.

Aspecto ambiental Influenciable: aquel sobre el cual puede actuar directamente la empresa.

Aspecto ambiental No Influenciable: aquel sobre el cual no puede actuar directamente la empresa, pues es generado por vecinos o personal ajeno a la planta.

Clasificación del Aspecto e Impacto Ambiental

Considerando la forma de operación del proceso, se determina si obedece a condición normal (CN), condición anormal (CA) o condición de emergencia (CE).

Un aspecto ambiental y su impacto es influenciado cuando es generado directamente por la empresa o sus contratistas, de forma que se pueda tomar acciones sobre este (I). Un impacto ambiental es no influenciado cuando es generado por persona o entidad diferente a la empresa y no se puede ejercer control sobre él de forma directa (NI).

Si hay certeza de la consecuencia ambiental por investigaciones, conocimiento técnico o científico se debe indicar en la columna IR= Impacto Real, cuando no exista certeza de la consecuencia ambiental, pero hay la sospecha que se pueda dar se debe indicar en la columna IP= Impacto Potencial.

Evaluación de la Significancia Ambiental

En cada una de las celdas de la matriz se realiza la valoración de la importancia del impacto, para lo cual se tienen en cuenta los siguientes criterios:

Tipo de Impacto (TI) (+1 ó -1)	Magnitud (M)
Área de Influencia (AI)	Permanencia en el Tiempo (Pt)
Medida Correctivas (MC)	Frecuencia de Ocurrencia

Tipo de Impacto o efecto: Si la acción es benéfica se identifica con +1, si la acción es adversa se identifica con -1.

NOTA: Si se trata de un impacto ambiental benéfico, el análisis se hace considerando el efecto causado en el escenario, al eliminar la actividad que lo genera; así mismo éste será valorado únicamente hasta su significancia ambiental.

Magnitud del Impacto: Grado de afectación o daño que la acción genera a los recursos naturales, al ambiente y/o a las condiciones socioeconómicas:

Magnitud	Valor
Baja	1
Media	5
Alta	10

Área de Influencia (AI): Alcance espacial o geográfico que va tener el Impacto Ambiental:

Área	Influencia sobre	Valor
Puntual	Localizado en el predio	1
Local	Trasciende a los límites del predio.	3
Regional	Trasciende a otras regiones.	5
Global	Trasciende a otros países.	10

Permanencia en el tiempo: Tiempo que supuestamente permanecería a partir de su aparición. No tener en cuenta el hecho de que se repita:

Permanencia en el tiempo	Duración	Valor
Fugaz	0-3 meses	1
Temporal	4-12 meses	3
Permanente	Más de 1 año	5

Medidas correctivas (MC): Posibilidad y momento de introducir medidas correctivas eficaces, para minimizar, mitigar o remediar los impactos por medios humanos:

Tiempo para realizarla	Valor
De manera inmediata (0-3 meses)	5
A mediano plazo (4 meses – 1 año)	3
Mitigable (más de 1 año)	1

Frecuencia de Ocurrencia (FOC): Posibilidad de presentarse el impacto ambiental basado en la experiencia o la vulnerabilidad del proceso o actividad que se esté analizando:

Frecuencia de Ocurrencia	Valor a multiplicar
Alta (ocurre más de 4 veces al mes)	1,5
Media (ocurre de 1 a 3 veces al mes)	1,00
Baja (ocurre menos de 1 vez en el mes)	0,5

Significancia del Impacto: Se establece sumando los valores de los criterios de evaluación así:

$$\text{Significancia} = \text{TI} * (\text{M} + \text{AI} + \text{Pt} + \text{MC}) * \text{FOC}$$

Dónde:

TI = Tipo de Impacto

M = Valor numérico de Magnitud del impacto.

AI = Valor numérico del Área de Influencia del impacto.

Pt = Valor numérico de Permanencia en el tiempo

MC = Valor numérico de Medida Correctiva del impacto.

FOC = Valor numérico de Frecuencia de ocurrencia.

Priorización del Aspecto e Impacto Ambiental

Para definir prioridades es necesario poner en consideración los impactos ambientales identificados frente a criterios específicos, así:

Significancia Ambiental: se toma el valor absoluto de la significancia

Requisitos legales, Partes interesadas, Factibilidad tecnológica y Factibilidad económica: En cada una de las celdas correspondientes a estos criterios se realiza la valoración de la prioridad del aspecto e impacto ambiental; para lo cual se tienen en cuenta los siguientes criterios:

CRITERIOS	ALTA (A) 3	MEDIA (M) 2	BAJA (B) 1
Requisitos legales	Existen requisitos legales y no se	Se cumple el requisito en el límite	Existen requisitos y se cumplen con

	cumplen	inferior y existe evidencia de futuros requisitos	amplio margen
Opiniones partes interesadas (Autoridades, clientes, opinión pública, comunidad, proveedores)	Fuerte crítica, reclamos justificados con evidencia	Sospecha de críticas	Crítica y reclamos no justificados.
Factibilidades Tecnológicas	Existe tecnología apropiada para hacerlo	La tecnología existe pero no es accesible	No existe la tecnología apropiada para el cambio
Factibilidades económicas	Bajas las inversiones y/o muy bueno el retorno de la inversión	Inversiones medias y/o un aceptable retorno de la inversión	Inversiones altas y/o un retorno de la inversión muy bajo

Prioridad: Promedio entre Significancia Ambiental, Requisitos Legales y Partes Interesadas.

Nivel de Actuación: Resultado obtenido al multiplicar prioridad por factibilidad económica por factibilidad tecnológica y los resultados se interpretan según la siguiente tabla:

Valor	Nivel de Actuación	Plazo
132 – 88	Inmediata	0 – 6 meses
87.9 – 44	Mediano Plazo	6 meses – 2 años
43.9 – 1.3	Largo Plazo	2 años en adelante

NOTA: La prioridad es el criterio primordial para la definición de los niveles de actuación. De acuerdo con la prioridad se inicia la evaluación de la factibilidad técnica y económica por parte del responsable del proceso.

Aquellos aspectos que presenten un nivel de actuación inmediato o mediano plazo se toman para la definición de objetivos, metas y/o programas del Sistema de Gestión Ambiental.