ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS DE BIOENERGÍA PARA UNA PLANTA DE BENEFICIO DE PALMA DE ACEITE

JOSÉ ANDRÉS BASTO SARMIENTO

JORGE ANDRÉS ALVARADO SERRANO

HELI MAURICIO MENESES RODRIGUEZ

UNIVERSISDAD AUTONOMA DE BUCARMANGA UNAB

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS

XVIII COHORTE

BUCARMANGA

2014

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS DE BIOENERGÍA PARA UNA PLANTA DE BENEFICIO DE PALMA DE ACEITE

JOSÉ ANDRÉS BASTO SARMIENTO

JORGE ANDRÉS ALVARADO SERRANO

HELI MAURICIO MENESES RODRIGUEZ

Director:

ING. LUIS EDUARDO JAIMES REATIGA

UNIVERSISDAD AUTONOMA DE BUCARMANGA UNAB

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS

XVIII COHORTE

BUCARMANGA

2014

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN **1**

OBJETIVOS **2**

OBJETIVO GENERAL **2**

OBJETIVOS ESPECIFICOS **2**

1. MARCO CONTEXTUAL **3**

1.1 EL CONCEPTO DE BIOREFINERIA 3
1.2 CONTEXTO INTERNACIONAL 3
1.3 BIOENERGIA CONTEXTO INTERNACIONAL 4
1.4 LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGIA 5
1.5 AGROINDUSTRIA DE ACEITE DE PALMA EN COLOMBIA 6
1.5.1 FRUTO DE PALMA DE ACEITE 6
1.5.2 PROCESO DE BENEFICIO DE PALMA AFRICANA. 7
1.5.3 EVOLUCIÓN DEL SECTOR PALMERO EN COLOMBIA 12
1.6 MERCADO DEL ACEITE DE PALMA NACIONAL E INTERNACIONAL. 14
1.7 CARACTERIZACIÓN FISICO-QUIMICA DE LOS SUBPRODUCTOS 15
1.8 BIOENERGIA A PARTIR DE LOS SUBPRODUCTOS DEL PROCESO DE ACEITE DE PALMA 16
1.9 ESTADO DE LA TECNOLOGIA PARA LA COGENERACIÓN EN LAS PLANTAS DE BENEFICIO 24
1.9.1 COGENERACIÓN UTILIZANDO CALDERA Y TURBINA 24
1.9.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO 24
1.9.3 COMPONENTES DEL SISTEMA 25
1.9.4 TECNOLOGIA DE COGENERACION CON BIOMASA SOLIDA 26
1.9.5 TECNOLOGIA PARA REMOCION DE MATERIA ORGANICA EN EFLUENTES. 27
1.9.6 CICLO DEL BIOGAS EN EL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE ACEITE DE PALMA 28

2. MARCO REGULATORIO Y AMBIENTAL 31

2.1 EMISIONES ATMOSFERICAS 31

2.2 VERTIMIENTOS 34

3. ESTADO ACTUAL DE LA PLANTA DE BENEFICIO EN ESTUDIO 42

3.1 IDENTIFICACION PLANTA DE BENEFICIO EN ESTUDIO 42

3.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR ACTUAL 44

3.3 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES 47

3.4 DESCRIPICION DEL SISTEMA ELECTRICO 49

3.5 CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO ACTUAL 52

3.6 DEMANDA ENERGETICA ACTUAL 53

4. ESTUDIO TECNICO DEL PROYECTO 55

4.1 SISTEMA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA 56

4.1.1 DISPONIBILIDAD TERMICA 58

4.1.2 REQUERIMIENTO TERMICO 58

4.1.3 REQUERIMIENTO ENERGETICO PARA LA NUEVA CALDERA 60

4.1.4 REQUERIMIENTO ENERGETICO CON TURBINA CONTRA PRESION 62

4.2 SISTEMA DE COGENERACIÓN CON BIOGAS 63

4.2.1 REQUERIMIENTO DE LAGUNAS 64

4.2.2 REQUERIIMIENTO DE BIOGAS 66

4.2.3 CALCULOS DE DISEÑO 67

4.3 CRITERIOS TECNICOS PARA LA SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA 68

5. ESTUDIO FINANCIERO DEL PROYECTO 70

5.1 GENERACIÓN DE ENERGIA CON BIOMASA 70

5.1.1 INVERSION 70

5.1.2 COSTOS DE OPERACIÓN 73

5.2 GENERACIÓN DE ENERGIA CON BIOGAS 73

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS PROYECTOS 76

5.3.2 VALOR PRESENTE NETO (VPN) 78

5.4 SENSIBILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO DE GENERACION CON BIOMASA 79

5.4.1 ANALISIS DEL RENDIMIENTO MINIMO ATRACTIVO (RMA) PARA LOS TRES CASOS 79
5.4.2 TASA DE INDIFERENCIA 80
5.4.3 ANALISIS DEL PAYBACK O PERIODO DE RECUPERACIÓN 81
5.4.4 SENSIBILIDAD PARA EL PRECIO DE LA ENERGÍA 83
5.4.5 SENSIBILIDAD PARA EL TIEMPO EN HORAS DE CONEXIÓN A LA RED 84
5.4.6 SENSIBILIDAD PARA EL CRECIMIENTO DE LAS HECTAREAS CULTIVADAS 85

CONCLUSIONES 87

BIBLIOGRAFIA 88

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de la Energía por combustible 3
Figura 2 Diagrama del proceso de extracción de aceite de palma 12
Figura 3 Evolución del área sembrada con palma de aceite en Colombia 1960-2011 13
Figura 4 Evolución del área sembrada con palma de aceite en Colombia 1960-2011 13
Figura 5. Productos cadena productiva de la palma de aceite 14
Figura 6 Ruta energética para los productos y subproductos del proceso de la palma de aceite. 18
Figura 7 Distribución productos y subproductos Racimo de Fruta Fresca..... 19
Figura 8 Valor energético para los productos y subproductos de la cadena palma de aceite 20
Figura. 9 Vías de producción de energía del proceso de la palma de aceite..... 21
Figura 10. Opciones de uso energético de la biomasa a implementar en las plantad de beneficio 22
Figura 11 Principio de funcionamiento 25
Figura 12. Ciclo de Rankine. 26
Figura 13. Ciclo de Biogás para el Proceso de Aceite de Palma..... 30
Figura 14 Propuesta del sector palmero para modificación de la norma. 35
Figura 15. Distribución de los cultivos de palma en Colombia 42
Figura 16 Ubicación plana de beneficio en estudio. 43
Figura 17. . Fotografía ciclones actuales de la planta de beneficio 46
Figura 18. Diagrama caldera de generación de vapor 46
Figura 19 Sistema de generación con biomasa 56
Figura. 20 Sistemas de generación de biomasa 56
Figura 21. Matriz de decisión para el manejo de efluentes y residuos 64
Figura 22. Sistema de tratamiento actual..... 65
Figura 23. Sistema de biogás en HONDURAS 67
Figura 24 Generación de energía eléctrica a partir del biogás 74
Figura 25. Análisis del crédito para el proyecto..... 81

Figura 26. Análisis de sensibilidad para el precio de la energía eléctrica..... 83
Figura 27. Análisis de sensibilidad para las horas de conexión..... 84
Figura 28. Grafica de VPN vs Año 86

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Países productores de palma en el mundo 15
Tabla 2 Composición Química de los subproductos 16
Tabla 3 . Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa existentes que utilicen biomasa como combustible a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 13% 32
Tabla 4 Antecedentes resolución 909 de 2008 34
Tabla 5 Normatividad ambiental para vertimientos 36
Tabla 6 Parámetros de contaminantes para vertimientos 37
Tabla 7 Valores y parámetros permisibles 39
Tabla 8 Estándares de emisión de material particulado en países productores de aceite de palma..... 41
Tabla 9. Descripción técnica de las calderas de la planta en estudio..... 44
Tabla 10. . Combustible y sistema de control ambiental 45
Tabla 11. Comparativo de los límites permisibles de la planta en estudio..... 48
Tabla 12. Agrupación por potencia motores de la planta de beneficio 49
Tabla 13. Distribución de motores de la planta de beneficio 49
Tabla 14. Cargabilidad promedio de la planta de beneficio..... 50
Tabla 15.Porcentaje Promedio e Histórico de ingreso RFF anual 52
Tabla 16.Entrada de RFF proyectado teniendo en cuenta datos 2011, 2012 y 2013 52
Tabla 17. Costo KW/ton, KW/hr, y KW/ton..... 53
Tabla 18. Tabla 11. Demanda de energía 2013..... 54
Tabla 19. Proyección para 30 y 45 Ton/hr por producción mensual..... 55
Tabla 20. Requerimiento energético para 30 TRH 57
Tabla 21. Requerimiento energético para 45 TRH 58
Tabla 22. Kcal / Hr disponible a 30 TRH 58
Tabla 23. Kcal / Hr disponible a 45 TRH 58
Tabla 24. Ciclo de Esterilización. 59
Tabla 25. Requerimiento de vapor para el proceso a 30 TRH 59

Tabla 26. Requerimiento de vapor para el proceso a 45 TRH..... 60
Tabla 27. Requerimiento energético para una caldera a 21 Bares para 30 TRH 60
Tabla 28. Requerimiento energético para una caldera a 30 Bares para 30 TRH 61
Tabla 29. Requerimiento energético para una caldera a 21 Bares para 45 TRH 61
Tabla 30.Requerimiento energético para una caldera a 31 Bares para 45 TRH 61
Tabla 31. Requerimiento energético para generar energía con una Turbina de Vapor de contra-presión con diferente presión de operación 62
Tabla 32 Resultados monitoreo vertimientos 2013 66
Tabla 33 Cálculos de diseño..... 67
Tabla 34. Inversión en calderas 70
Tabla 35 Inversiones para el proyecto 71
Tabla 36 Variables a tener en cuenta 73
Tabla 37. Inversión llave en mano para biodigestor 25 m3/ h de efluente..... 74
Tabla 38. Inversión llave en mano para la generación de 1170 Kwh..... 75
Tabla 39. Costo de operación de un sistema de generación con Biogás 76
Tabla 40. Tasa Interna de Retorno PROYECTO CON BIOGAS 77
Tabla 41. Tasa interna de retorno PROYECTO CON BIOMASA 77
Tabla 42. Valor Presente Neto PROYECTO CON BIOGAS..... 78
Tabla 43.Valor presente neto PROYECTO CON BIOMASA 78
Tabla 44. Resultado obtenido de los proyectos en estudio. 79
Tabla 45. VPN para para RMA propuesto..... 79
Tabla 46. WACC para VPN = 0 80
Tabla 47. Tasa de indiferencia..... 80
Tabla 48. ANALISIS PAYBACK 82
Tabla 49. SENSIBILIDAD EN EL PRECIO DE LA ENERGIA ELECTRICA..... 83
Tabla 50. Sensibilidad para el tiempo en horas de conexión a la red..... 84
Tabla 51. Análisis para incremento en hectáreas cultivadas. 85

LISTADO DE ANEXOS

ANEXO A. LINEA BASE PARA PROYECTO PROYECTO CON BIOGAS.

ANEXO B. PROYECTO CON BIOGAS. FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO FINANCIADO AL 100% DE LA INVERSION.

ANEXO C. LINEA BASE PARA PROYECTO PROYECTO CON BIOMASA.

ANEXO D. PROYECTO CON BIOMASA. FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO FINANCIADO AL 100% DE LA INVERSION.

ANEXO E. FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO SIN FINANCIACION.

ANEXO F. FLUJO DE CAJA CON FINANCIACION EN UN 50% DE LA INVERSION

ANEXO G. ANALISIS DE LA VARIACION DEL WACC PARA LOS TRES CASOS DONDE VPN=0

ANEXO H. ANALISIS PAYBACK Y MAXIMO ENDEUDAMIENTO

INTRODUCCIÓN

La palma de aceite en el mundo se encuentra estigmatizada como un sistema insostenible, debido a los efectos sobre la biodiversidad, los bosques primarios y la generación de emisiones de gases efecto invernadero asociados con las formas de uso y manejo de los subproductos del proceso de beneficio. Hecho que le resta competitividad al sector, si se tiene en cuenta las nuevas tendencias mundiales hacia el uso de productos verdes y libres de metano.

Las plantas de beneficio de aceite se caracterizan por la disponibilidad de considerables cantidades de subproductos de alto valor energético tales como racimos vacíos (EFB), fibra, cascarilla y efluentes líquidos con alto contenido de orgánicos llamados Pome (Palm Oil Mill Effluent). Una planta extractora produce casi tres veces más la cantidad de aceite producido por biomasa, demostrando un gran potencial para el incremento de la eficiencia eléctrica de las plantas y la energía instalada, principalmente mediante el uso de subproductos en plantas de cogeneración con altos parámetros de vapor y disponibilidad para reducir el consumo de vapor en el proceso.

El aumento en el precio de la electricidad y los costos de los combustibles en los últimos años, así como la fuerte competencia en el mercado internacional del aceite de palma, han forzado la búsqueda de una reducción en los costos de producción, la posibilidad de implementar la producción de biodiesel y la comercialización de créditos de carbono. Estas razones han llevado a la industria del aceite de palma a interesarse en la cogeneración.

El presente estudio analizara económicamente dos posibles vías para la generación de energía eléctrica en una planta de beneficio en estudio, i) la generación a partir del biogás producido y capturado en los STAR y la ii) la cogeneración de energía para uso interno de las plantas de beneficio. Implementar este tipo de proyectos genera valor a la extractora por el ahorro en la compra de combustible y de energía eléctrica a la red y en segundo lugar, por la vía de generar ingresos adicionales por venta de energía eléctrica.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la viabilidad técnico económico de la generación de bioenergía en una planta de beneficio de palma aceitera a partir del uso del biogás y/o residuos sólidos del proceso.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Plantear alternativas de generación de energía utilizando los residuos sólidos del proceso de beneficio y/o la captura del gas metano producido en las lagunas de oxidación.

- Definir los parámetros adecuados para una planta de generación de energía eléctrica a partir del uso de biogás y/o residuos sólidos del proceso.

- Determinar el monto de la inversión necesaria para el autoabastecimiento de energía eléctrica utilizando biogás y/o residuos sólidos del proceso.

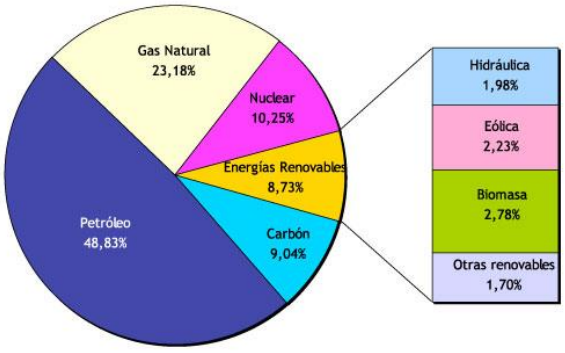
1. MARCO CONTEXTUAL

1.1 EL CONCEPTO DE BIOREFINERIA[1]

La biorefinería integrada es un marco conceptual tomado de la altamente desarrollada industria refinadora del petróleo. Las refinerías del petróleo actualmente usan crudo fósil para producir una variedad de compuestos energéticos (gasolina y diésel), compuestos químicos (amonio y sulfuro) y materiales (plásticos y lubricantes) los cuales forman el actual complejo petroquímico. En una biorefinería, diferentes procesos de conversión de la biomasa están ligados unos con otros de tal manera que las salidas (outputs) de unos sean las materias primas de los otros. En su forma ideal, este sistema tomará diferentes tipos de biomasa como entradas y producirá múltiple productos como salidas, de tal forma que todos los productos tengan valor y no se generen residuos sin ningún valor. Algunas de las etapas del proceso incluyen hidrólisis ácida, fermentación, gasificación, pirolisis, combustión, separación, etc.

1.2 CONTEXTO INTERNACIONAL

Figura 1. Distribución de la Energía por combustible[2]



Fuentes: CORES, Enagas, REE, CNE

[1] García, Jesús. García, M. Das, K.C. Revisión del concepto de biorefinería y oportunidades en el sector palmero. Revista Palmas Vol. 28, 2007.

[2] http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/perspectives.cfm

El consumo de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural) contabiliza la mayor proporción de los requerimientos mundiales de energía al sumar 475 EJ en el año 2009 (figura 1). Las energías renovables contribuyen con el 9% del consumo mundial de energía primaria, donde la biomasa y los residuos representan poco más del 2,78%, la hidroelectricidad el 1,98% y las otras energías renovables contribuyen con el 1,7%. La energía nuclear satisface el 10,25% del consumo energético global.

Alrededor del 77% del consumo total de biomasa se da en los usos tradicionales para cocción de alimentos y calefacción en los países en desarrollo (leña y carbón vegetal), en tanto que los usos modernos de la bioenergía como los biocombustibles líquidos para el sector transporte, la generación eléctrica y la generación de calor en los procesos industriales, consumen poco más del 23% (11.3 EJ)[3]

1.3 BIOENERGIA CONTEXTO INTERNACIONAL

Un escenario tendencial realizado en el 2010 por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) estima que el consumo mundial de energía se incrementará en un 47% al año 2035, y de no existir cambios sustanciales de participación de las energías renovables, el consumo de combustibles fósiles representaría el 71% [4]. En el sector transporte, un 96% de la oferta provendría del petróleo[3]. Este escenario considera que las emisiones de GEI se incrementarían en un 41% para el año 2035, con los consecuentes riesgos asociados al calentamiento global y el cambio climático. Por el contrario los escenarios dirigidos a la mitigación de emisiones muestran que la bioenergía puede jugar un papel fundamental en el suministro de energía en el mediano y largo plazo. El Consejo Consultivo Alemán para el Cambio Global (WBGU, por sus siglas en alemán) estimó que el potencial de participación de la bioenergía en el sistema energético mundial podría estar entre los 80 y 170 EJ, lo que equivale al 17%–36% del consumo de energía primaria en el mundo en 2008[5]. Por su

[3] Chum, Helena. Special Report on Renewable, Chapter 2 Bioenergy. 2011

[4] EIA (2010). "International Energy Outlook 2010", EIA/DOE, Estados Unidos

[5] Schubert, R., et al. (2009) "Future Bioenergy and sustainable Land Use". Earthscan.

parte, el IPCC señala que el potencial de la energía primaria que podría obtenerse de la biomasa va de 50 EJ/a a 500 EJ/a, del 10% a casi el 100% del consumo mundial de energía de 2008 (550 EJ).

En un análisis muy detallado sobre las perspectivas futuras de penetración de las fuentes renovables de energía, se estima que para evitar concentraciones mayores a 440 ppm de Co2e atmosférico (es decir para evitar un calentamiento mayor a 2 C) en el año 2050, la biomasa debería abastecer el 60% del consumo total de energías renovables al brindar 150 EJ/a[6].

1.4 LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGIA[7]

La biomasa fue la primera fuente de energía no animada utilizada por el hombre, y se mantuvo como la más importante hasta el comienzo de la revolución industrial. Desde el siglo XIX, nuevas tecnologías, como las máquinas de vapor y los motores de combustión interna, la desplazaron parcialmente al utilizar combustibles de mayor densidad energética como el carbón y posteriormente los hidrocarburos. Sin embargo, desde finales del siglo XX la bioenergía ha vuelto a ser considerada como una opción clave en la transición energética, en vista de la inseguridad y altos costos del abastecimiento de petróleo, los riesgos asociados a la energía nuclear y los impactos ambientales negativos del uso de fuentes fósiles. El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) afirma que actualmente cerca del 10% de la oferta total de energía final global y 77% de la energía derivada de fuentes renovables proviene de la biomasa.

La biomasa puede clasificarse de múltiples formas de acuerdo con los propósitos que se busque. Por su origen puede ser natural, residual o de cultivos energéticos:

---

[6] IPCC (2011). "Special Report Renewable Energy Sources: Summary for Policy Makers".

[7] García, Jesús. García, M. Das, K.C. Revisión del concepto de biorefinería y oportunidades en el sector palmero. Revista Palmas Vol. 28, 2007.

- Biomasa natural. Se produce en ecosistemas naturales y se obtiene de la explotación intensiva de la fuente. Por lo general se afectan negativamente ecosistemas, especies y medios de intervención restringida.
- Biomasa residual. Este tipo de biomasa se origina como residuo en la transformación y/o aprovechamiento de sistemas productivos que involucren el uso de materia orgánica de origen vegetal, animal o cualquier otro proceso biológico. Estos pueden ser:
  - Residuos forestales y agrícolas.
  - Residuos de industrias forestales y agrícolas.
  - Residuos sólidos urbanos.
  - Residuos biodegradables, con altos contenidos de humedad (efluentes ganaderos, lodos de depuradoras, aguas residuales urbanas, etc.)

1.5 AGROINDUSTRIA DE ACEITE DE PALMA EN COLOMBIA

1.5.1 FRUTO DE PALMA DE ACEITE

La palma africana es una planta *monocotiledónea* (un solo cotiledón por semilla), perteneciente al orden de las *palmales* y a la familia *palmaceae,* es una planta *monóica* pues produce flores femeninas y masculinas en la misma planta de manera independiente y es *alógama* (posee polinización cruzada).

Es calificada como perenne porque su periodo de vida es largo; para cultivos comerciales se estima que el promedio de vida por palma es de 24 a 28 años según el material plantado. La producción de racimos en las palmas se da luego de 24 meses de ser sembrada en campo y permanece durante toda su etapa productiva. Cuando las condiciones de desarrollo del cultivo en cuanto a suelo, clima, nutrición, sanidad y administración son óptimas, se logran producciones totales hasta de 4.2 toneladas por palma.

El racimo de la palma de aceite puede tener un peso entre 5 y 40 kilogramos de acuerdo al tipo de material plantado, la edad de la palma y las condiciones del cultivo. Está compuesto básicamente por el raquis (tusa), las espigas y los frutos. Las espigas son el

soporte de los frutos y rodean el raquis en forma helicoidal. Los frutos son de forma ovoide y alcanzan en su madurez un peso aproximado de 5 a 12 gramos.

El fruto está compuesto por una piel lisa y brillante (exocarpio), un tejido carnoso donde se encuentra el aceite atrapado en las células fibrosas (mesocarpio), una nuez o semilla compuesta de una corteza o cuesco (endocarpio) y una almendra aceitosa (endospermo) de donde se extrae el aceite de palmiste.

1.5.2 PROCESO DE BENEFICIO DE PALMA AFRICANA[8].

Transporte y recepción del fruto. Al llegar al estado de madurez de los racimos, con el desprendimiento espontáneo de los frutos, éstos deben ser cortados y trasladados en el menor tiempo posible a las plantas extractoras con el fin de evitar el aumento de la acidez del aceite (contenido de ácidos libres AGL). El manejo de los racimos durante el corte, recolección y transporte hasta las extractoras debe ser cuidadoso ya que de ello depende en buena medida la calidad del aceite que se produce.

El proceso de extracción de aceite de palma inicia cuando los racimos son pesados y descargados en la tolva de recibo, donde se lleva a cabo el análisis de calidad de fruto. Posteriormente se llenan las vagonetas y se trasladan hasta la etapa de esterilización. La capacidad de las vagonetas puede oscilar entre 0.8 y 5 ton RFF según la capacidad y las características de proceso de la planta extractora.

Esterilización. En esta etapa las vagonetas son introducidas en autoclaves (verticales u horizontales) y sometidos a la acción de vapor de agua saturado. La esterilización es quizá la parte más importantes del proceso y su eficiencia depende del tiempo de cocción, la temperatura y la presión. El proceso se realiza mediante la desaireación del autoclave, la descarga de condensados del vapor y la cocción del fruto en dos o tres picos de presión en el rango de los 20 y 45 psi, para un tiempo total de esterilización entre los 60 y 100 minutos.

La esterilización tiene como objetivos principales:

---

[8] WANBECK, Noel. Sinopsis del proceso de la palma de aceite. FEDEPALMA.

- La inactivación de las enzimas que incrementan el contenido de ácidos grasos libres en los frutos mediante altas temperaturas.
- Culminar el ablandamiento de las uniones entre los frutos y el raquis para permitir una óptima separación de éstos dos componentes en la posterior etapa de desfrutado.
- Debilitar los tejidos de mesocarpio para facilitar la extracción del aceite de las células contenedoras en las etapas subsiguientes de digestión y prensado.
- Deshidratar parcialmente las almendras contenidas en las nueces y favorecer el rompimiento y la recuperación del palmiste.
- Coagular las proteínas (albuminoides) contenidas en las células grasosas de los frutos, evitando la formación de complejos coloidales que puedan tener efectos emulsificantes en el aceite, y por lo tanto, generar inconvenientes en el proceso de clarificación.

Desfrutado. Luego de la esterilización, los racimos son transportados hasta una tolva que alimenta el desfrutador. Este equipo consiste en un cilindro o tambor a manera de jaula que gira sobre un eje central haciendo que los racimos contenidos en él golpeen los barrotes longitudinales del tambor de manera repetitiva, logrando así, el desprendimiento de los frutos de las tusas o raquis. Los frutos separados son transportados hasta los digestores, mientras que las tusas son recolectadas para llevarlas posteriormente al campo donde cumplen su función como abono orgánico. Los racimos que luego del desfrutado contengan cinco o más frutos adheridos son recirculados a la etapa de esterilización.

Digestión. Los digestores son cilindros verticales provistos agitadores a baja revolución e inyección de vapor donde el fruto se macera y culmina el rompimiento de las células de aceite de la pulpa. El desfrutador mantiene temperaturas de 90 a95 ^{0}C con el fin de facilitar la expulsión del aceite y la separación la pulpa y la nuez durante el prensado.

Extracción por prensado. La extracción es un proceso mecánico de prensado donde se extrae la fracción líquida de la masa de frutos que sale del digestor y que está compuesta por aceite de pulpa de palma, por agua y por una cierta cantidad de sólidos que quedan en suspensión en el agua. Las prensas son equipos compuestos de canastas perforadas (camisas) y tornillos sinfín de paso regresivo que giran paralelamente en sentido contrario; estos tornillos ejercen contrapresión mutuamente y trabajan contra unas piezas cónicas

colocadas en los extremos de la canasta y operadas hidráulicamente. Para facilitar la salida del aceite durante el prensado, se agrega agua caliente, cuya cantidad debe controlarse estrictamente para asegurar una buena extracción y para obtener una adecuada dilución del aceite crudo facilitando la etapa posterior de clarificación.

Los tres productos separados en esta sección son:

- El aceite crudo que está conformado por agua, lodo y aceite. Este pasa a la sección de clarificación.
- Las nueces que representan aproximadamente el 15% RFF.
- La Fibra que constituye el 15% del peso de los RFF, con un contenido de humedad del 37%. El contenido de aceite residual se encuentra entre 6 y 8% de aceite sobre fibra seca.

Como efecto de la presión ejercida por las prensas sobre la masa digestada se produce el rompimiento de algunas nueces, generando nueces rotas y partículas de almendra y cuesco de diferentes tamaños.

Clarificación. El aceite crudo que sale de la prensa pasa a un tamiz vibratorio que remueve las impurezas más gruesas, las cuales son recicladas hasta la etapa de esterilización para recuperar el aceite remanente. Posteriormente el aceite se decanta en un tanque de depósito (desarenador) donde se retiran la arena y las impurezas pesadas. Luego el aceite pasa a un clarificador estático a una temperatura de 100°C donde se purifica mediante la sedimentación de la mayor parte de las impurezas. En esta etapa se recupera aproximadamente el 90% del aceite. El líquido restante está formado por lodos pesados, lodos livianos y agua, los cuales pasan posteriormente a una etapa de recuperación de aceite mediante separación centrífuga.

El aceite puro obtenido tanto en los clarificadores como en la recuperación por centrífuga son sometidos a un proceso de secado al vacío, donde se combina un sistema de eyectores y vapor de agua para disminuir la humedad del aceite hasta un 0.1% para evitar su oxidación. El aceite seco es transportado finalmente hacia los tanques de almacenamiento.

Palmistería. La torta generada en la extracción por prensado es conducida hasta la etapa de separación neumática mediante un transportador de paletas, que retira parte de su

humedad (4 a 5% aproximadamente) y disgrega la torta con el fin de facilitar la separación de la fibra y la nuez en la columna neumática.

Separación Nuez – Fibra. La fibra y las nueces contenidas en la torta son separadas mediante un flujo de aire en una columna neumática gracias a las diferencias en las velocidades de sustentación y de arrastre de las partículas que componen la torta, estas velocidades dependen principalmente del peso, el tamaño y la forma de las partículas. La torta es descargada por el transportador de paletas en la sección de la columna denominada zona de separación, donde una pantalla o dámper regula el área disponible de flujo y por lo tanto la velocidad lineal del aire en dicha zona.

La fibra es arrastrada por el flujo de aire, conducida hasta un ciclón ubicado en la parte superior de la columna y descargada finalmente en transportadores mecánicos que la distribuyen en los alimentadores de las calderas donde cumple su función como combustible para la generación del vapor requerido en el proceso. Las nueces, por ser más pesadas, caen por la zona inferior de la columna a un tambor pulidor o un transportador sinfín, el cual las conduce hasta los silos de almacenamiento de nuez donde finaliza su proceso de acondicionamiento para la posterior etapa de ruptura.

Trituración de la nuez. Los silos de nuez cumplen la función de finalizar el proceso de acondicionamiento de la nuez (desprendimiento de la almendra y el cuesco) y facilitar la trituración. La nuez es transportada mediante sinfines y elevadores de cangilones hasta un tambor clasificador, el cual selecciona las nueces según su tamaño y las distribuye al sistema de trituración.

En la mayoría de las plantas extractoras el rompimiento se hace mediante equipos de rotura por tambor rotativo (Ripple Mill).

Separación Cuesco – Almendra. La mezcla triturada producida por los rompedores de nuez es transportada hacia el sistema de separación de almendra – cuesco. La separación puede darse por vía seca, vía húmeda o por sistemas combinados. En la separación por vía seca la almendra se separa del cuesco en una columna neumática que aprovecha las diferencias en las velocidades de sustentación y arrastre. Así pues, por efecto de un flujo ascendente de aire se arrastran las partículas de cuesco y son recuperadas por el tope de la columna, mientras las almendras, que poseen mayor peso,

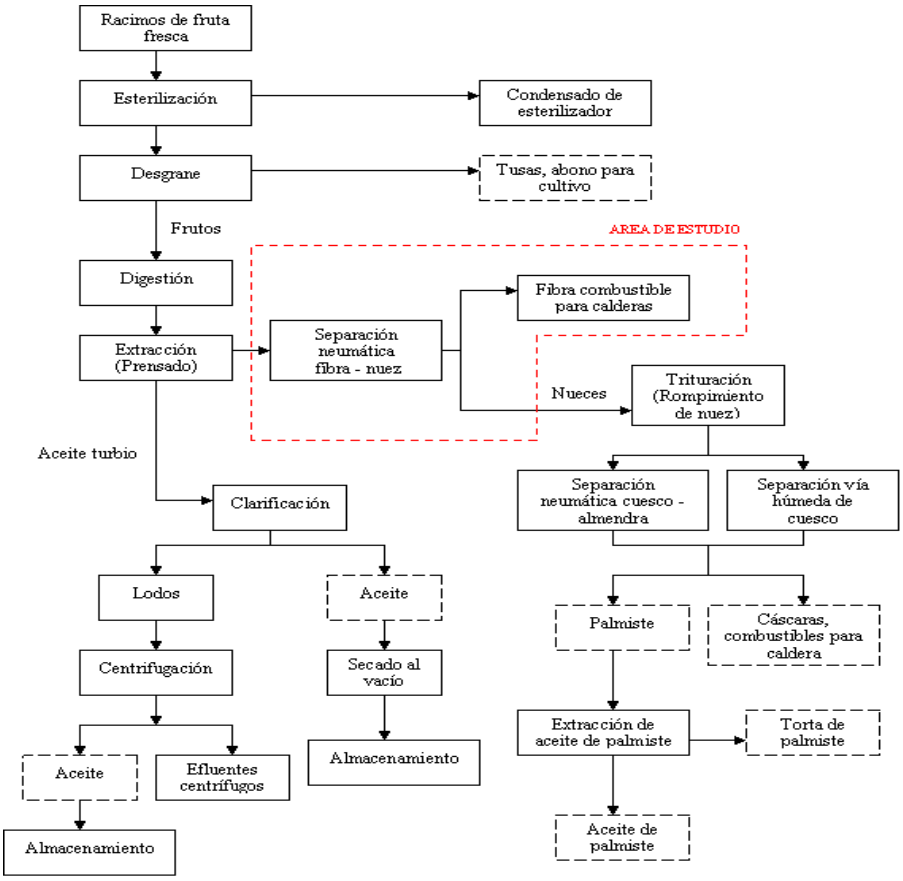
caen y se recuperan por la base de la misma. Las columnas neumáticas utilizadas pueden poseer una o dos zonas de separación y están acondicionadas con pantallas movibles que permiten el control de la velocidad lineal en dichas zonas. Los sistemas por vía seca pueden usar más de una columna neumática para aumentar la eficiencia de separación.

El sistema de separación por vía húmeda aprovecha la diferencia de densidades del cuesco y la almendra el equipo utilizado en la separación húmeda y de alta eficiencia es el hidrociclón, el cual utiliza agua como fluido de separación.

Palmiste. La extracción de aceite de palmiste se da mediante un proceso físico de extracción mecánica por prensado de las almendras limpias. Las impurezas del palmiste (fracciones de cuesco), la acidez y la humedad son parámetros que determinan la eficiencia de la extracción del aceite del palmiste y la calidad de los productos obtenidos. La almendra a procesar es sometida a un proceso de secado en silos con inyección de vapor de agua con el fin de evitar la acidificación del aceite y la formación de moho, se recomienda que en el prensado el contenido de humedad de la almendra sea de 4 a 5% y el contenido de impurezas se máximo 5%.

Actualmente el prensado del palmiste se hace en una o dos etapas. Para la extracción en dos etapas la almendra se alimenta a la primera prensa, la cual consiste en un tornillo de hélice interrumpida, el cual gira dentro de un cilindro estacionario formado por barras denominado canasta. En el extremo de la canasta se encuentra un cono ajustable, el cual restringe la apertura de descarga de la torta. La almendra es forzada a pasar a través de la canasta por la acción de rotación del tornillo, y luego, por la disminución del volumen axial desde la alimentación a la descarga se crean altas presiones que hacen que el aceite drene a través de las perforaciones de la canasta, haciendo que a la vez la torta desaceitada se descargue por el orificio anular formado por la acción del cono ajustable. La torta que se descarga en la primera etapa del prensado es conducida a una segunda prensa donde se extrae aceite nuevamente. La torta finalmente se descarga a un transportador o elevador para su posterior almacenamiento y empaque.

Figura 2 Diagrama del proceso de extracción de aceite de palma



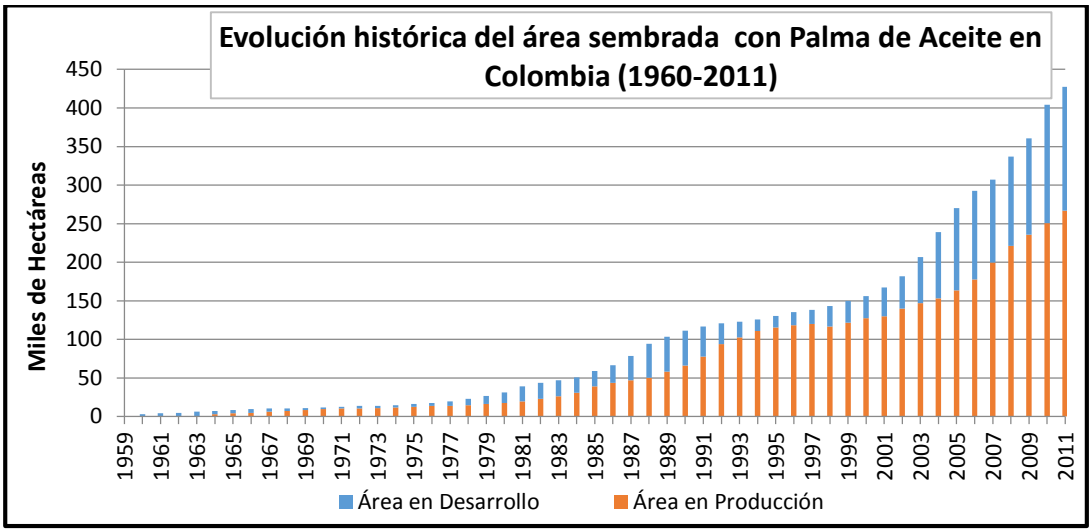
Fuente. AGROINCE

1.5.3 EVOLUCIÓN DEL SECTOR PALMERO EN COLOMBIA

La actividad palmera viene desarrollándose en Colombia en forma comercial desde la década de 1960. Para finales de 2011, Colombia contaba con un área sembrada en palma de aceite de aproximadamente 427.368 hectáreas, ubicadas en 108 municipios de 18 departamentos (SISPA 2012). Por su parte, la producción de aceite crudo de palma en Colombia fue de 944.963 toneladas en 2011, ubicando a Colombia como el primer productor de aceite de palma en el continente.

La tasa de crecimiento de las áreas sembradas fue relativamente baja hasta finales de la década de los 90, pero desde el año 2000 ha venido aumentando a un promedio cercano al 10% anual, tal como se muestra en la Figura 3.

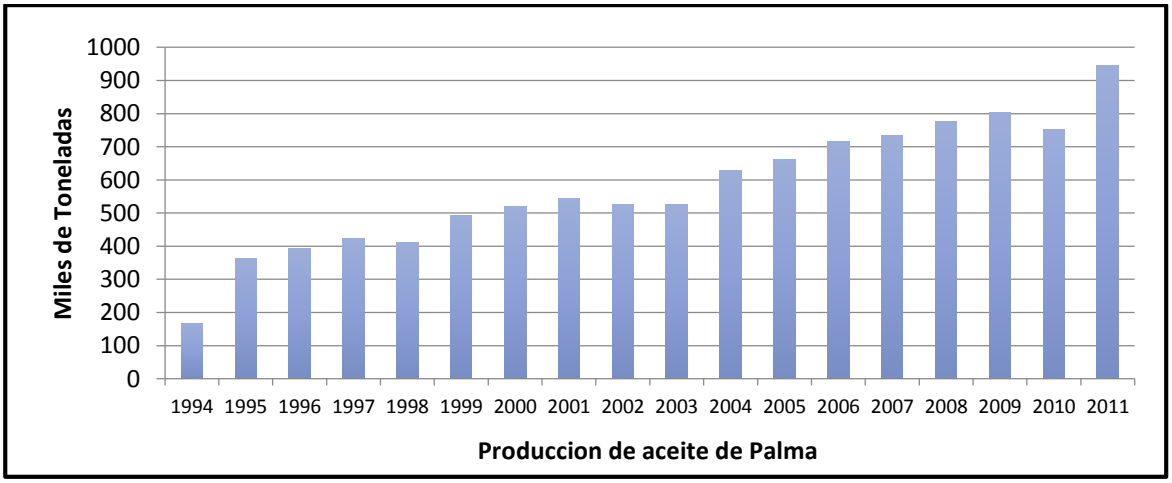
Figura 3 Evolución del área sembrada con palma de aceite en Colombia 1960-2011



Fuente: SISPA 2012

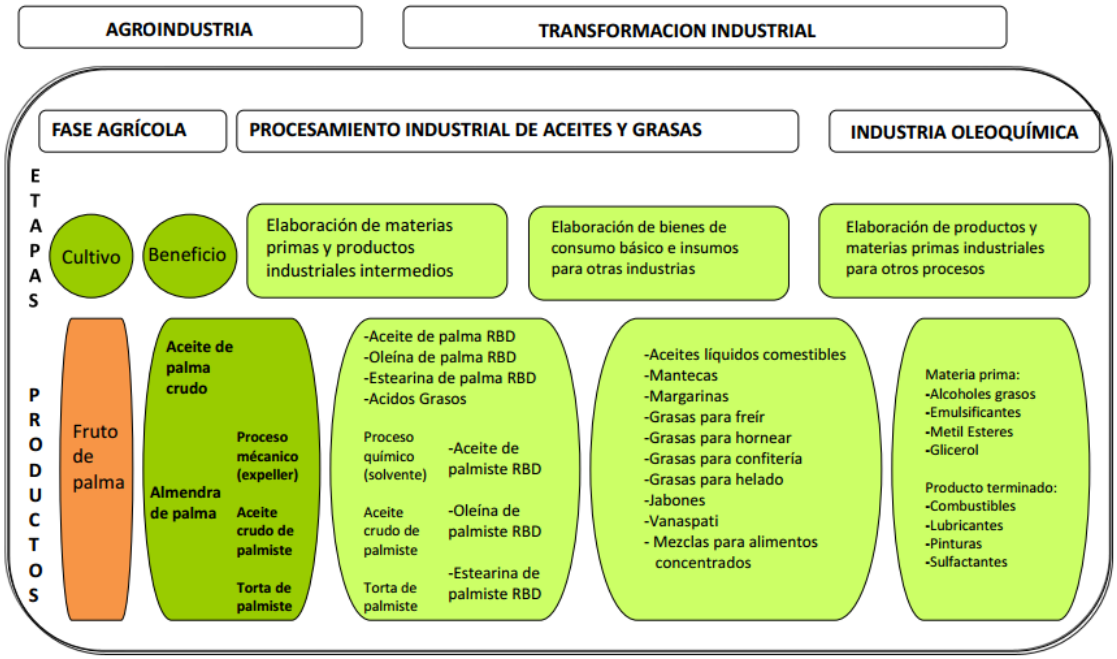
Por su parte, la Figura 4 muestra la evolución de la producción de aceite de palma en el país en el periodo 1994-2011.

Figura 4 Evolución del área sembrada con palma de aceite en Colombia 1960-2011



Fuente: SISPA 2012

Figura 5. Productos cadena productiva de la palma de aceite[9]



Fuente. FINAGRO

1.6 MERCADO DEL ACEITE DE PALMA NACIONAL E INTERNACIONAL.

La palma de aceite es un fruto oleaginoso que por sus características físico-químicas debe procesarse tan pronto se coseche, por lo tanto, no puede comercializarse en el mercado mundial como el resto de las semillas oleaginosas.

Colombia ocupa el puesto 5, tanto en la producción mundial de palma aceitera como en la superficie destinada a este cultivo, en ambos casos participa con menos del 2%. Los principales productores son Indonesia, Malasia Tailandia Y Nigeria que concentran el 81.7% de la producción mundial. Igualmente, la superficie sembrada con palma de aceite en Malasia e Indonesia representa prácticamente el 80% de la superficie mundial.[10]

---

[9] web.fedepalma.org/sites/default/files/files/Fedepalma/Panoramaagroindustriapalmeraretos_opt.pdf

[9]www.finagro.com.co/sites/default/files/node/info_sect/.../**palma**_0.docx

Tabla 1 Países productores de palma en el mundo

No.	País	Producción (Ton)
1	Indonesia	21.449.000
2	Malasia	18.912.000
3	Tailandia	1.530.000
4	Nigeria	1.350.000
5	Colombia	941.400
6	Alemania	555.165
7	Papua Nueva Guinea	520.000
8	Côte d'Ivoire	400.000
9	Honduras	320.000
10	Ecuador	289.900

Fuente. FINAGRO

La producción mundial de aceites y grasas creció 4% y de aceites de palma 7% en la última década, alcanzando 186 y 60 millones de toneladas respectivamente en 2012.

1.7 CARACTERIZACIÓN FISICO-QUIMICA DE LOS SUBPRODUCTOS

La tusa o racimo vacío de palma es un material lignocelulósico con 60 a 65% de humedad y 1 a 2,5% de aceite vegetal impregnado, producto de la separación física de los frutos de su soporte natural raquis, en el proceso de desfrutado de los racimos esterilizados en la planta de beneficio. La tusa es un material rico en potasio (K) y en menor proporción, en nitrógeno (N), fósforo (P) y magnesio (Mg). Sus principales componentes son polisacáridos, como celulosa, glucano y xilano, en aproximadamente 66%, y polímeros, como la lignina, en 12% (Cenipalma; Rahman et él, 2007; Mada et ál., 2010; y García et al., 2008).

En la tabla 2. Se describe la composición química de los subproductos sólidos de la planta de beneficio.

Tabla 2 Composición Química de los subproductos

Componentes	Cuesco	Tusa	Fibra
Lignina (%)	49.58	10.23	21.79
Celulosa (%)	30.28	44.97	33.21
Hemicelulosa (%)	12.72	19.92	16.58
Extractos (%)	7.13	19.32	19.34
Poder calorífica (kJ/kg)	21445	8165	19201
Ceniza (%)	2.02	7.87	8.44
Volátiles a 600 ºC (%)	70.65	70.59	69.39
C (%)	46.21	40.88	43.35
N (%)	0.36	0.87	1.21
S (%)	0.04	0.09	0.18
Na (mg kg^{-1})	13.3	102.3	32.9
Mg (mg kg^{-1})	250.7	913.1	1509.5
Al (mg kg^{-1})	336.5	802.1	1216.3
P (mg kg^{-1})	111.9	572.7	594.9
K (mg kg^{-1})	1557.5	22289.2	5188.3
Ca (mg kg^{-1})	160.8	889.3	1771.6
Fe (mg kg^{-1})	337.9	812.4	1239.4

Adaptado: (Das et al… 2007: Garcia-Nunez et al… 2008: Garcia-Nunez.2005)

Los Lodos de Fondo son un subproducto semisólido generado que corresponde a lodos estabilizados acumulados en el fondo de la laguna anaerobia de dichos sistemas de tratamiento; con el tiempo reducen la capacidad del sistema, por lo que es necesario retirarlos del fondo de la laguna. Considerando su importante contenido de nutrientes, es de suma importancia aprovecharlo en el cultivo. El lodo es estabilizado en un proceso biológico generalmente por conversión de gases y tejido celular, el cual puede ser aeróbico o anaeróbico; contiene varios componentes en suspensión, incluyendo tejidos vegetales, paredes de las células, orgánulos, fibra, carbohidratos, algunos compuestos nitrogenados, y un conjunto de pequeños componentes orgánicos y minerales

1.8 BIOENERGIA A PARTIR DE LOS SUBPRODUCTOS DEL PROCESO DE ACEITE DE PALMA

La industria del aceite de palma está buscando activamente usos para los subproductos de las plantas de beneficio, como se observa en la figura 6, incluyendo el tratamiento de efluentes de planta de beneficio para producir metano para recuperación de energía,

compost a partir de racimos vacíos combinados con efluentes. Los productos energéticos (generación de energía eléctrica y producción de biodiésel) generalmente son de alto volumen, con valor moderado a bajo por unidad. El valor calorífico de los subproductos está alrededor de 1.600 kCal/kg para RFF, 2.700 kCal/kg para fibra y 4.000 kCal/kg para cáscaras. El uso de energía para las necesidades de la planta y la exportación a la red eléctrica puede generar ingresos significativos para la operación. El biodiésel es un combustible ampliamente usado y se puede producir a partir de aceite de palma a través de la transesterificación. Típicamente, el costo de su producción se ve en gran parte afectado por el costo del aceite vegetal que se usa como materia prima[11].

Se sabe que en una planta de beneficio típica los productos que se tienen como objetivo, o sea aceite de palma y palmiste, representan aproximadamente 25% y 4,5% (peso húmedo) de racimos de fruta fresca (RFF) respectivamente. Esto implica que más del 70% de la masa que ingresa permanece como residuos sin usar. El residuo sólido consta principalmente de racimos vacíos (RV) o tusas (20% - 24% de RFF), fibra (13% de RFF), y cáscaras (4% - 5% de RFF). La fibra normalmente se usa como combustible en calderas que producen vapor, y las cáscaras se usan como cobertura de bajo valor en las vías internas de la plantación. Después de usar toda la fibra requerida para producir vapor, una planta de beneficio típica todavía tiene un 30% de biomasa disponible como RFF, que puede tener usos de mayor valor[12].

Por esta razón, Cenipalma y Fedepalma han hecho énfasis en los beneficios del uso de las mejores prácticas operativas en planta, que posibilitan la optimización y la mejoría de la eficiencia de los procesos (reducción de pérdidas de aceite)[13]. Además, ello permite adaptar el proceso de extracción de aceite a los requerimientos nacionales e internacionales en materia ambiental, como por ejemplo los establecidos por la Mesa Redonda sobre Aceite de Palma Sostenible. El principio 5 de la RSPO (Roundtable Sustainable Palm Oil) establece en sus criterios 1, 2, 3, 4 y 6 que el reciclaje, la mitigación

---

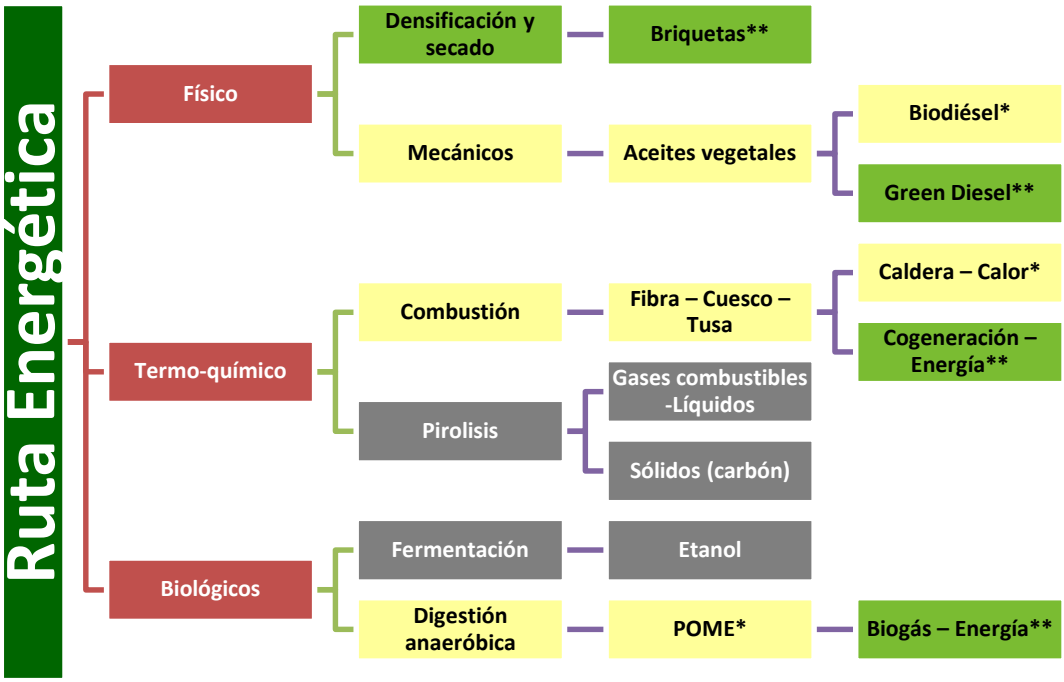
[11] GARCIA, Jesús. DAS K.C. Revisión del concepto biorefinería y oportunidades en el sector palmero. Palmas Vol. 28, Tomo 1. 2007

[12] RAMIREZ, Nidia. SILVA, Ángela. Caracterización y manejo de subproductos del beneficio de fruto de palma de aceite. Boletín # 30, 2011.

[13]MOSQUERA, M. Metodología para la definición dela agenda de investigación tecnológica del sector palmero Colombiano. Palmas Vol. 28, 2007

de impactos ambientales negativos y la eficiencia energética son los ejes principales de desarrollo de una palmicultura ambiental y económicamente sostenible. Dentro de este contexto, el gremio palmicultor debe buscar alternativas para solucionar el problema de la utilización de subproductos y retorno de nutrientes al agro ecosistema.

Figura 6 Ruta energética para los productos y subproductos del proceso de la palma de aceite.



*ya se usa en el sector palmero colombiano.

**potencial a corto plazo

Tales requerimientos se plasman en algunos criterios relacionados con la utilización de buenas prácticas de procesamiento, la necesidad de reducir y/o valorizar la biomasa generada, la maximización del uso eficiente de la energía, el uso de energías renovables, y la ejecución y monitoreo de planes para reducir la contaminación y las emisiones, incluyendo los gases de efecto invernadero.[14]

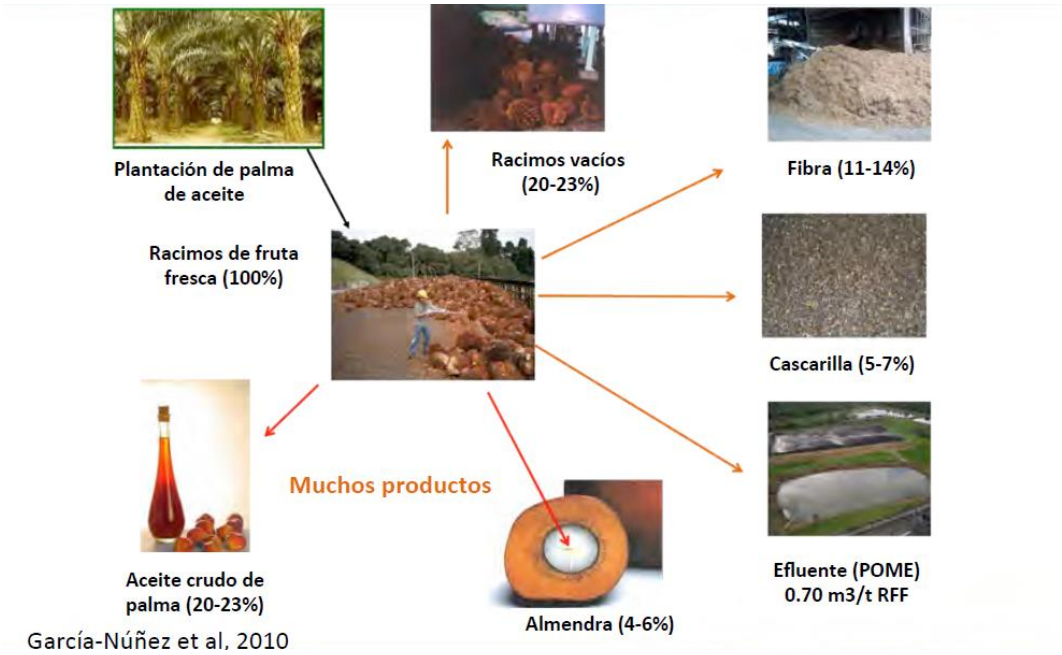
[14] web.fedepalma.org/sites/default/files/files/Fedepalma/Panoramaagroindustriapalmeraretos_opt.pdf

1.8.1 POSIBLES USOS DE LA BIOMASA RESIDUAL EN PLANTAS DE BENEFICIO

En el proceso de beneficio del fruto de palma de aceite se generan varios subproductos de interés técnico y económico tanto para la planta de beneficio como para el manejo agronómico del cultivo de palma de aceite. Entre ellos se pueden citar, figura 7: (a) las tusas o racimos vacíos, resultado del desfrutado de los racimos esterilizados de palma, (b) la fibra resultante del prensado del fruto, (c) el cuesco obtenido del rompimiento de la nuez, (d) las cenizas producidas por la quema de fibra y cuesco en las calderas y (e) los lodos de fondo retirados de la laguna anaerobia del sistema de tratamiento de aguas.

Una de las opciones con mayor viabilidad para el uso de los subproductos del proceso de extracción es la generación de energía, considerando el alto valor energético de cada uno de los productos y subproductos que se tienen en la cadena de la palma de aceite y que se presenta en la figura 8.

Figura 7 Distribución productos y subproductos Racimo de Fruta Fresca



Fuente. GARCIA-NUÑEZ et al. 2010

Figura 8 Valor energético para los productos y subproductos de la cadena palma de aceite

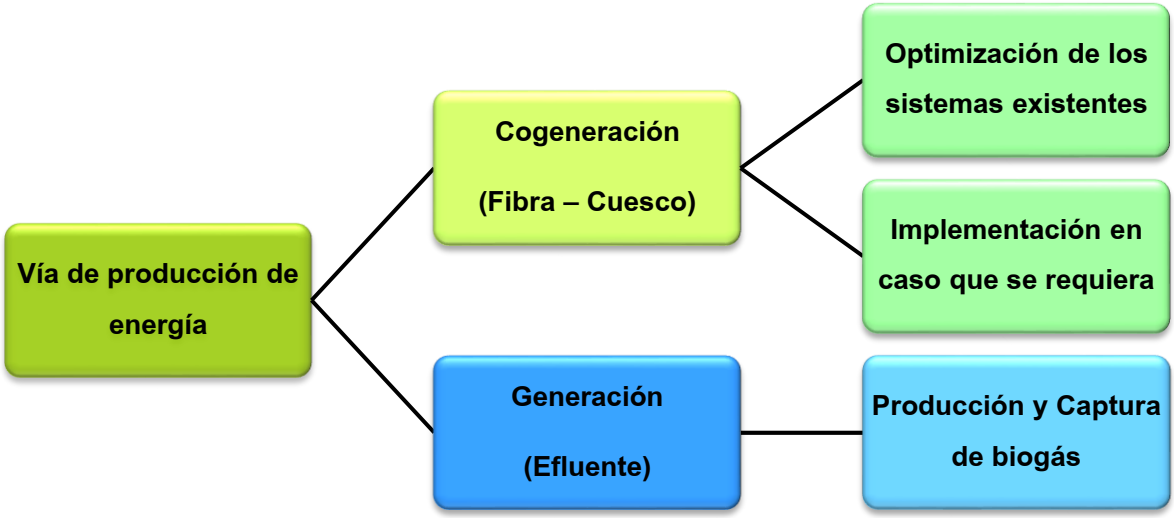
	Producto	Poder Calorífico (Kcal/Kg)
Cultivo	Raíces	15.548
	Hojas	15.719
	Troncos	17.471
Productos	Aceite de Palma	39.360
	Aceite de Palmiste	38.025
	Torta Palmiste	18.884
	Almendra	24.481
Subproductos	Tusas	18.795
	Fibra	19.055
	Cuesco	20.093
	POME	16.992

La fibra y el cuesco, se utiliza principalmente como combustible para calderas y en procesos de cogeneración de energía. Sin embargo, regularmente se tienen excedentes que requieren disposición. La fibra es llevada a campo o al compostaje y el cuesco en algunos casos es utilizado como material de relleno en las carreteras o vendido a terceros que lo utilizan como combustible para calderas.

Una opción complementaria para este tipo de biomasa es la cogeneración de energía eléctrica. Estos sistemas operan con vapor a presión media y eficiencia tanto en las calderas como en las turbinas. En la actualidad, ninguna de las plantas que tienen cogeneración vende los excesos de energía a la red, debido principalmente a las limitaciones normativas vigentes sobre el uso de la biomasa residual de la palma de aceite, en parte por el desconocimiento del regulador sobre las características de este tipo de biomasa residual. Esta alternativa tiene un alto potencial de generación de valor agregado al sector, en especial si se tiene en cuenta que las plantas de beneficio no son autosuficientes energéticamente y que el costo de la energía utilizada en el proceso representa entre el 15-20% de la costos variables de procesamiento de la planta de

beneficio[15].

Figura. 9 Vías de producción de energía del proceso de la palma de aceite



Fuente. AGROINCE

En el caso de los efluentes, la mayoría son llevados a los Sistemas de Tratamiento de Aguas Residuales tradicionales y el efluente de salida generalmente es vertido a los cuerpos de agua y ocasionalmente es utilizado como fertirriego. Una forma de dar valor agregado a los efluentes, consiste en el tratamiento (digestión) a través de un proceso anaeróbico para la producción de biogás – con una concentración de metano entre 50 – 60% – que puede ser utilizado para generar energía eléctrica con un motor de combustión interna. El potencial de producción de biogás y energía a partir de un efluente con una carga orgánica de 60.000 ppm DQO y un caudal de 0,7 m3 – Ton, es de 15 m3– ton RFF de metano y de 39,4 kW – Ton RFF.

Este tipo de proyectos pueden ser registrados en el Mecanismo de Desarrollo Limpio de las Naciones Unidas, por el potencial de generación gases efecto invernadero y la posibilidad de reducción de emisiones de gases invernadero, hecho que es

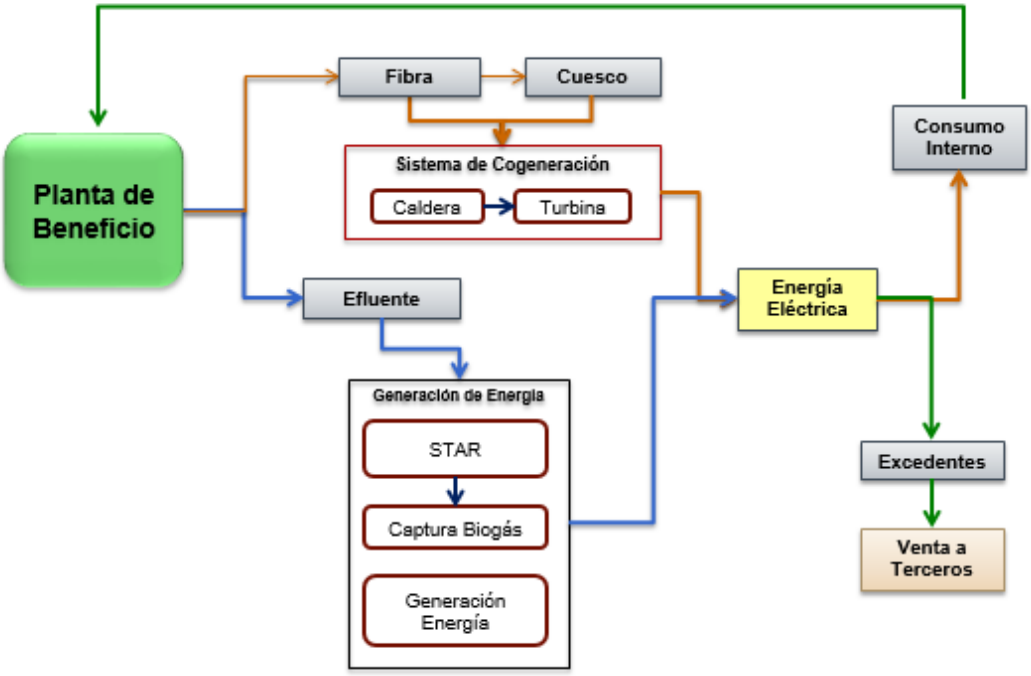
[15] web.fedepalma.org/sites/default/files/files/Fedepalma/Panoramaagroindustriapalmeraretos_opt.pdf

recompensada por la expedición y posterior venta de CERs. En la actualidad el sector palmero tiene registrado un proyecto por el MDL[16].

1.8.2 OPORTUNIDADES Y DEBILIDADES DE LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR

"Las plantas de beneficio en Colombia tienen un potencial de generación de energía con biogás de 200 a 300 MW, esto podría convertir al sector palmero en el principal proveedor de energías renovables alternativas en Colombia"[17]

Figura 10. Opciones de uso energético de la biomasa a implementar en las plantad de beneficio



Fuente. AGROINCE

[16] CONIL, Philippe. Biogás con efluentes de palma. PIPOC 2009 Kuala Lumpur.

[17] http://rspo2013.com/wp-content/uploads/2013/08/juan-carlos-espinosa-sostenibilidad-ambiental-en-colombia.pdf

Con el auge mundial sobre el uso de las energías renovables, la agroindustria tiene la oportunidad de incursionar en nuevos mercados, a través del aprovechamiento sostenible de los subproductos; fibra, cuesco, tusa y efluentes, los cuales tienen múltiples usos entre los que se destaca: su uso como materia prima en la generación de energía, como fertilizante orgánico, en la fabricación de aglomerados, entre otros. De esta forma, se obtienen valor en dos vías:

- Desde el punto de vista ambiental por la incorporación a las nuevas tendencias mundiales sobre el uso eficiente de los subproductos orgánicos, la mejora de la eficiencia energética de los procesos y el uso de energías renovables.
- Desde el punto de vista económico por la generación de nuevos ingresos y los costos evitados en la disposición de residuos del proceso de extracción.

Las oportunidades de cogeneración en el sector de la palma de aceite en Colombia están dadas por: [18]

- La disponibilidad de combustible residual del proceso de extracción de aceite.
- La ubicación en regiones aisladas que presenta deficiente disponibilidad de energía eléctrica.
- Aumento en el costo de la electricidad y del combustible diésel.
- Diversificación de los negocios.
- Posibilidad de reducir los costos variables en el proceso de extracción de aceite de palma.
- Posibilidad de comercializar los créditos de carbono.
- Posibilidad de emplear incentivos gubernamentales para cofinanciar la inversión en la planta de cogeneración.

Las debilidades para la cogeneración en el sector de la palma de aceite en Colombia están dados por:

[18] Silva, Eduardo. Yañez, Edgar. Castillo, EES. Potencial de cogeneración de energía eléctrica en la Agroindustria Colombiana de palma de aceite. Palmas Vol. 28, 2007.

- Falta de legislación regulatoria para la comercialización de la energía excedente.
- Alto costo de interconexión a la red.
- Inversión relativamente alta en el proyecto de cogeneración, lo que implica la necesidad de incentivos económicos tales como precios especiales para la compra de electricidad por parte de las compañías eléctricas o reducción de impuestos.

1.9 ESTADO DE LA TECNOLOGIA PARA LA COGENERACIÓN EN LAS PLANTAS DE BENEFICIO

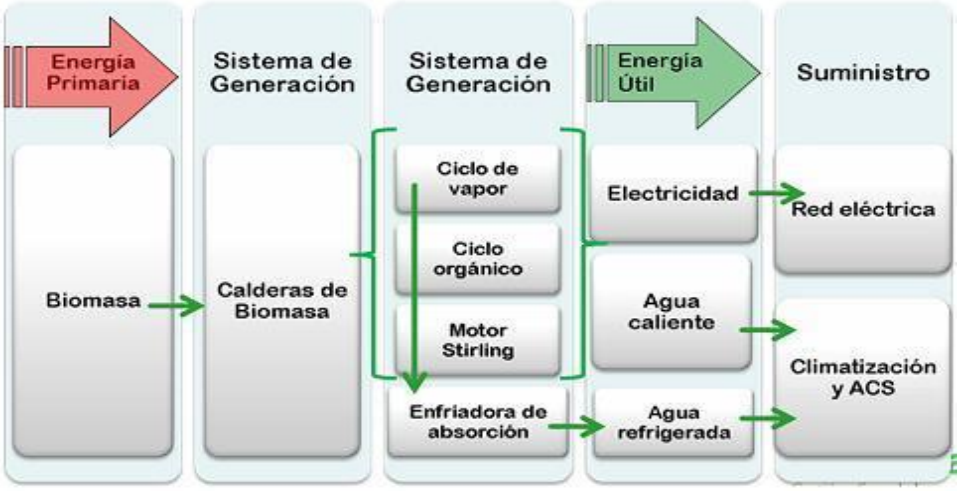
1.9.1 COGENERACIÓN UTILIZANDO CALDERA Y TURBINA

La tecnología de cogeneración con biomasa consiste en, a partir de una energía primaria, en este caso biomasa producir tres efectos útiles: electricidad, calor y frío. Este concepto deriva de los ya conocidos sistemas de cogeneración o producción conjunta de calor y electricidad, una tecnología de sobra probada y fiable utilizada principalmente en grandes centrales y entornos industriales.

1.9.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

La caldera se alimenta con biomasa, produciendo energía térmica. Parte de esta energía térmica se emplea para generar vapor de agua. Este vapor generado se introduce en una turbina para generar electricidad. Posteriormente este vapor de agua pasa a un condensador. El calor generado en la condensación se utiliza como fuente de energía para un sistema de generación de frío como podría ser un sistema de absorción.

Figura 11 Principio de funcionamiento[19]



Fuente. Efirenova. Gestión eficaz de la Energía

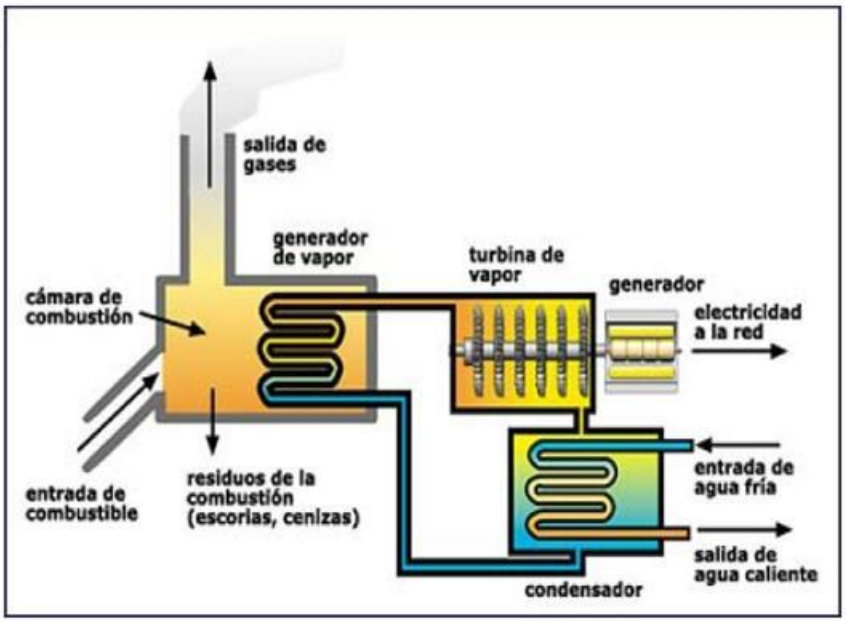
1.9.3 COMPONENTES DEL SISTEMA

Los componentes del sistema varían principalmente del tipo generadores de energías útiles a emplear:

- Parque de recepción, almacenamiento y tratamiento de Biomasa.
- Sistema de combustión de Biomasa
- Sistemas de generación de energía eléctrica: Existen diferentes sistemas para la generación de energía eléctrica (turbina de gas, pilas de combustible, ciclos combinado) siendo el Ciclo Rankine de vapor el que se utilizara para el proyecto el cual parte de la energía térmica
- generada en la combustión de la biomasa se utiliza para generar vapor. Este vapor se introduce en una turbina para generar electricidad. Posteriormente ese vapor condensa y de nuevo el líquido condensado vuelve a la caldera para comenzar de nuevo el ciclo

[19]http://blogs.nebrija.es/mundosostenible/2013/01/07/tecnologias-de-trigeneracion-con-la-utilizacion-de-biomasa/

Figura 12. Ciclo de Rankine.[20]



1.9.4 TECNOLOGIA DE COGENERACION CON BIOMASA SOLIDA[21]

Del proceso de extracción en una planta de beneficio se generan tres tipos de biomasa de desechos: fibra, cascarilla y racimos vacíos de fruta (EFB, por sus siglas en inglés). La fibra y la cascarilla se emplean en la producción de energía y vapor en la planta de beneficio, y los racimos vacíos se incineran o se dispone de ellos como cobertura orgánica. El valor calorífico de la biomasa es: fibra = 18,6 MJ/kg.; cascarilla = 20,8 MJ/kg.; y racimos vacíos de fruta con 50% de humedad = 8,16 MJ/kg.

La cogeneración es muy interesante desde un punto de vista termodinámico y es técnicamente factible. En muchos casos, también es atractiva económicamente y es una forma interesante de obtener importantes reducciones en la compra anual de energía y, por tanto, en los costos de producción. Como tecnología de cogeneración se utiliza el

[20]http://blogs.nebrija.es/mundosostenible/2013/01/07/tecnologias-de-trigeneracion-con-la-utilizacion-de-biomasa/

[21] Silva, Eduardo. Yañez, Edgar. Castillo, EES. Potencial de cogeneración de energía eléctrica en la Agroindustria Colombiana de palma de aceite. Palmas Vol. 28, 2007.

ciclo de vapor. Esto se debió al uso de combustibles sólidos (residuos de biomasa) y al uso de energía térmica como vapor.

Los parámetros de vapor se diseñan 20 a 80 bar y de 200 a 650 °C dependiendo de la capacidad de la planta de beneficio y carga eléctrica a producir requerida. La eficiencia de diseño se propone para las calderas fue de 85%. Para utilizar parámetros de vapor más altos, se requieren modificaciones considerables en el proceso tales como la reducción del consumo específico de vapor y su variabilidad según el tiempo, aumento del factor de capacidad de la planta, etcétera. Existen varios tipos de turbinas pero la más común son las turbinas de condensación/extracción y un sistema para la generación de vapor del proceso, incluyendo una bomba, una válvula para reducir la presión y un intercambiador de calor.

Las oportunidades de cogenerar en el sector palmero con biomasa residual sólida:

- Disponibilidad de combustible residual del proceso de extracción del aceite
- Ubicación de algunas plantas de beneficio en regiones aisladas, permitiendo la electrificación de esas áreas.
- Aumento constante en el costo de la electricidad y del combustible diésel
- Diversificación de los negocios
- Posibilidad de reducir los costos variables de la producción de aceite en 25%
- Posibilidad de comercializar los créditos de carbono
- Posibilidad de emplear incentivos gubernamentales para cofinanciar la inversión en la planta de cogeneración
- Posibilidad de incrementar la eficiencia de la energía del proceso.

1.9.5 TECNOLOGIA PARA REMOCION DE MATERIA ORGANICA EN EFLUENTES

El proceso consiste en generar valor agregado a los efluentes, donde a través de un proceso anaeróbico se capturar el gas metano que producen millones de bacterias que se comen la materia orgánica proveniente de las aguas residuales depositada en una piscina cubierta por un plástico que no permite la entrada de oxígeno. El metano producido es conducido por una tubería hasta una planta que la quema en una primera fase; desde allí,

una parte del gas quemado se conecta a un cogenerador que produce unos kilovatios hora de energía para el consumo de la empresa y lo que sobra se puede vender al mercado. El potencial de producción de biogás y energía a partir de un efluente con una carga orgánica de 60.000 ppm de DQO y un caudal de 0.7 m3 por tonelada de fruto procesa es de 20 m3 de biogás por tonelada de fruto procesado y de 39.4 kw por tonelada de fruto procesado.

El florecimiento de esta tecnología tenía que llegar algún día considerando[22]:

- El valor energético del biogás, con una producción del orden de 15 m3 de CH4 (metano) por tonelada de fruta procesada, equivalente a 15 litros de diesel por tonelada o 40 kilos adicionales de cascarilla. Estamos hablando de 1.500.000 m3 de CH4 al año (equivalente a 1.500.000 litros de diesel) para una extractora que procesa 100.000 T al año.
- El valor fertilizante del efluente de palma (> 0,7 m3/T), que es del orden de 5 US$/m3, o sea 3US$ por tonelada de fruta, entre sus macro-nutrientes N, P, K, Ca, Mg y S, sus micro-nutrientes y su materia orgánica estabilizada.
- Las medidas internacionales implementadas a través del Protocolo de Kyoto para mitigar los cambios climáticos, fomentando la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

1.9.6 CICLO DEL BIOGAS EN EL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE ACEITE DE PALMA[23]

El aprovechamiento del biogás involucra una serie de fenómenos que se entrelazan en un ciclo así: el cultivo de palma asimila el dióxido de carbono (CO_2) del ambiente durante la fotosíntesis para producir biomasa, la cual es usada como combustible junto con el biogás obtenido posteriormente, sin que se genere un incremento neto de dióxido de carbono en la atmósfera, hay que anotar que la producción de energía a partir de combustibles

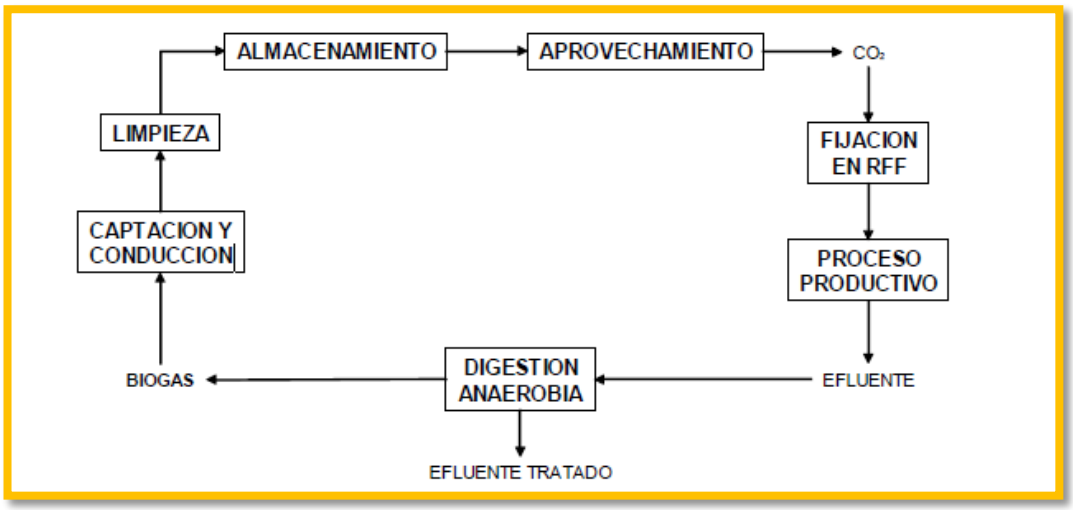
[22] CONIL, Philippe. Biogás con efluentes de palma. PIPOC 2009 Kuala Lumpur.

[23] CONIL, Philippe. La valoración de los subproductos de la planta de tratamiento de los efluentes de la extractora de aceite de palma “Palmar Santa Helena” en Tumaco. BIOTEC COLOMBIA S.A. Cali, 1997

fósiles, generan un incremento neto del dióxido de carbono en el ambiente; para utilizar el biogás obtenido dentro de este ciclo se requieren las operaciones de:

- Captación: El biogás se capta mediante el cubrimiento en PVC del área o punto donde se produce (laguna anaeróbica o biodigestor); este tipo de captación suele usarse también como almacenamiento del biogás producido, lo cual permite reducir costos relacionados con tanques o sistema de compresión.
- Limpieza: hace referencia a la remoción de sulfuro de hidrógeno contenido en el biogás mediante un sistema de filtración con cal viva o apagada, limadura de hierro, tierras ricas en sustancias ferrosas o productos biológicos; el sulfuro de hidrógeno está presente en biogás en cantidades variables y es inconveniente para su aprovechamiento porque genera contaminación por olores y reacciona con agua produciendo ácido sulfúrico que es altamente corrosivo, por lo cual promueve daños graves en equipos.
- Almacenamiento: si el biogás no se consume al mismo ritmo que se produce, es necesario almacenarlo temporalmente, mediante una construcción adicional.
- Aprovechamiento: la mayoría de las pantas de tratamiento anaeróbico desperdicia el biogás obtenido, ya que no lo captan o queman en teas. En la agroindustria palmera nacional, muy pocas extractoras usan el biogás para cogeneración, mientras otras permiten su liberación a la atmósfera, causando un impacto negativo al ambiente, además el metano es un gas de invernadero mucho más nocivo que el dióxido de carbono, por lo que se recomienda quemarlo antes de liberarlo al ambiente.

Figura 13. Ciclo de Biogás para el Proceso de Aceite de Palma[24]



[24] DUARTE, Sonia. Estudio de factibilidad técnico económica y ambiental para el aprovechamiento del biogás producido en el tratamiento de efluentes de las plantas extractoras de aceite de palma de la zona de Puerto Wilches. UIS, 2006

2. MARCO REGULATORIO Y AMBIENTAL

Actualmente las plantas de beneficio del sector palmero presentan un gran reto frente al medio ambiente, ya que durante el proceso para la extracción del aceite de palma resultan altas cantidades de biomasa (fibra, cáscaras, racimos vacíos y efluentes) y emisiones de gases causando daños al medio ambiente si no son manejados de manera adecuada, ya que estos son las principales fuentes de contaminación en esta industria.

2.1 EMISIONES ATMOSFERICAS

Durante el proceso de combustión de la fibra la cual es utilizada como fuente de generación de energía para las calderas son generadas emisiones contaminantes compuestas por monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), compuestos nitrogenados, cenizas y material particulado. También se presentan emisiones de material particulado en las zonas de manipulación y transporte de materiales como la fibra, cascara, raquis, entre otros.

PERMISO DE EMISIONES ATMOSFERICA APLICABLE AL SECTOR PALMERO

Las normas a cumplir son:

1. Norma de calidad del aire o nivel de inmisión (Decreto 948/95 Decreto 976/06 -R. 601/06 – R. 610/10 – R. 650/10 – R. 651/10)
2. Norma de evaluación y emisión de olores ofensivos. (R. 601/06 – R. 610/10)
3. Norma de emisión de ruido (R. 627/06)
4. Norma de ruido ambiental, y (R. 627/06)
5. Norma de emisión o descarga de contaminantes al aire

- Fuentes Fijas: (Decreto 948/95 - R. 909/08 – R. 1309/10 - R. 1023/2010 – R. 760/10
- Fuentes Móviles (R. 910/08)

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), expidió la Resolución 909 de 2008 “Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones”, la cual fue posteriormente modificada por la Resolución 1309 de 2010. Dicha resolución derogó el Decreto 02 de 1982, que había estableció niveles aplicables de manera general a las actividades industriales del país, incluyendo a los equipos de combustión externa que utilizan biomasa como combustible.

La mencionada resolución está claramente enfocada en la reducción de las emisiones de material particulado, identificado como uno de los principales contaminantes que genera efectos sobre la salud humana, de acuerdo con lo establecido en la Política de Prevención y Control de la Contaminación del Aire. Esta política indica que el contaminante monitoreado de mayor interés es el material particulado (PST y PM_{10}), dados sus demostrados efectos nocivos sobre la salud humana.

De acuerdo con lo anterior, la Resolución 909 de 2008 estableció estándares de emisión para diferentes procesos, equipos e industrias del país e igualmente incluyó doce capítulos particulares para aquellos equipos, procesos e industrias que por la naturaleza de sus actividades, combustibles utilizados y contaminantes generados, entre otros aspectos, requerían consideraciones especiales en la normatividad. El sector palmero, y en particular los equipos de combustión externa utilizados para el beneficio del aceite de palma (los cuales usan biomasa como combustible), están cobijados por el Capítulo VII de la Resolución, que establece los estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire cuando se utiliza biomasa como combustible en equipos de combustión externa nuevos y existentes, como se muestra en la Tabla 3:

Tabla 3 . Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa existentes que utilicen biomasa como combustible a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 13%

Tipo de combustible	Capacidad de producción de vapor (t/h)	Tipo de instalación	Estándares de Emisión Admisible (mg/m^3)	
			MP	NOx
Biomasa	Todos	Nueva	50	350
		Existente	300	350

Fuente. Resolución 909 de 2008 Bogotá, Agosto 21 de 2013

La citada Resolución establece las siguientes definiciones para instalaciones nuevas y existentes:

- Instalación Existente: Aquella instalación que se encuentre construida y operando a la entrada en vigencia de la presente resolución.
- Instalación Nueva: Aquella instalación que inicie operación con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución.

El régimen de transición para el cumplimiento de los estándares de esta resolución estableció lo siguiente:

- Los equipos de combustión externa considerados como existentes y que estuvieran cumpliendo con los estándares de emisión aplicables del Decreto 02 de 1982 para el día 15 de julio de 2008, deberían cumplir con los nuevos estándares para instalaciones existentes a partir del 15 de julio de 2010.
- Los equipos considerados como existentes y que el 15 de julio de 2008 no estuvieren cumpliendo con los estándares del Decreto 02 de 1982, deberían cumplir con los nuevos estándares a partir del 15 de enero de 2010.
- Los equipos considerados como nuevos (aquellos cuya operación inició con posterioridad al 15 de julio de 2008) deberían cumplir con los nuevos estándares a partir del momento de iniciar su operación.

Teniendo en cuenta que la mayoría de plantas de beneficio no cuenta con la tecnología de punta para cumplir con estas metas Fedepalma desarrollo el proyecto "Buenas **practicas operacionales aplicables a los sistemas de generación del sector palmero colombiano**" cuyo objetivo principal es la identificación de buenas prácticas operacionales que beneficien a las plantas que poseen calderas antiguas para poder así cumplir con los estándares de la resolución 909 de 2008.[25]

Desde el año 2010 el sector palmero ha participado en la modificación de la resolución 909 de 2008 con los siguientes antecedentes:

[25] http://web.fedepalma.org/normatividad-ambiental

Tabla 4 Antecedentes resolución 909 de 2008

Noviembre 2010	Fedepalma solicitó en espacio ante el MADS para la realización de un estudio técnico con la firma consultora CAIA Ingeniería Para caracterizar las emisiones atmosféricas, analizar sus potenciales efectos sobre la calidad del aire y analizar la viabilidad técnica y económica del sector.
Noviembre de 2011 – I semestre de 2012	Se desarrolló el estudio de la viabilidad técnica y económica del cumplimiento de la resolución, el cual contempla el análisis de las emisiones del sector y su afectación a la calidad del aire; asimismo, la modelación de dispersión de los contaminantes emitidos.
II semestre de 2012	Socialización de los resultados obtenidos y concertación de la propuesta de modificación de la norma con las cuatro zonas palmeras del país.
I semestre de 2013	El MADS recibió las observaciones pertinentes a la norma por parte de los sectores adscritos a la misma. Fedepalma presentó los resultados obtenidos en el estudio técnico y la propuesta de modificación de la norma

La Resolución 909 de 2008 estableció estándares de emisión para diferentes procesos, equipos e industrias del país e igualmente incluyó doce capítulos particulares para aquellos equipos, procesos e industrias que por la naturaleza de sus actividades, combustibles utilizados y contaminantes generados, entre otros aspectos, requerían consideraciones especiales

2.2 VERTIMIENTOS

Son generados durante el proceso de extracción de palma de aceite los cuales presentan una alta carga orgánica causada al arrastre de material celular (fibras) y su contenido de aceite haciendo que estos presenten un alto contenido de DBO y DQO. Estos efluentes se caracterizan por tener un bajo pH, altas temperaturas y altos valores en DBO y DQO.

Uno de los grandes problemas con estos efluentes es la presencia de aceite haciendo así un problema ambiental, económico y operacional. Para poder recupera este aceite se utiliza un sistema denominado florentinos (trampa de aceite).

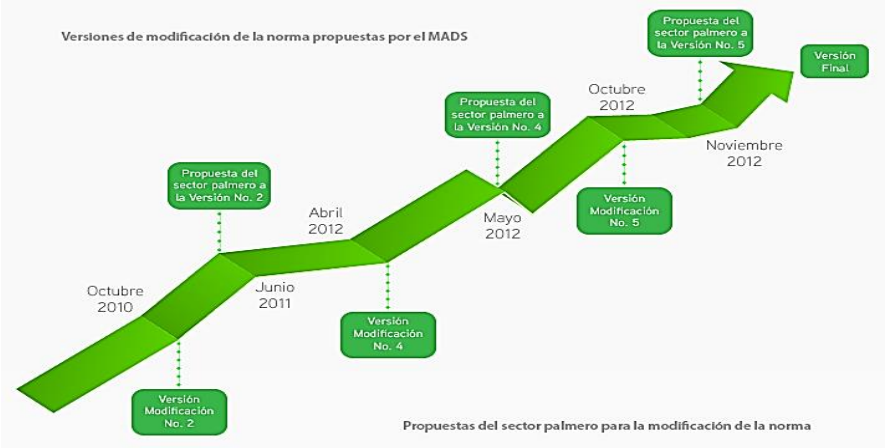
El MADS viene desarrollando un proceso de modificación de la norma cuyo objetivo es derogar los actuales estándares de vertimientos del decreto 1594 de 1984, el cual aplica directamente a los vertimientos de las plantas de beneficio del sector palmero.

A la fecha se han publicado cuatro versiones donde el sector palmero por intermedio de Fedepalma ha realizado sus respectivas observaciones.

Para poder sustentar las diferentes propuestas que presentaron ante el MADS realizo el estudio de efluentes líquidos de las plantas de beneficio, orientado al cumplimiento de las normas ambientales nacionales

El estado colombiano por medio de la Constitución Política de Colombia de 1991 elevó a norma constitucional la consideración, manejo y conservación de los recursos naturales y el medio ambiente, a través de tres principios fundamentales: derecho a un ambiente sano (art. 79), medio ambiente como patrimonio común (art. 8, 58, 63, 95), desarrollo sostenible (art. 80). Los cuales son reglamentados actualmente por los siguientes decretos, que se describen a continuación.

Figura 14 Propuesta del sector palmero para modificación de la norma.[26]



Fuente. FEDEPALMA

[26] http://web.fedepalma.org/normatividad-ambiental

Tabla 5 Normatividad ambiental para vertimientos[27]

NORMATIVIDAD	DESCRIPCIÓN
Decreto 2811 de 1974	Artículo 99: Establece la obligatoriedad de tramitar el respectivo permiso de explotación de material de arrastre. Art. 77 a 78: Clasificación de aguas. Art 80 a 85: Dominio de las aguas y cauces. Art. 86 a 89: Derecho a uso del agua. Art.134 a 138: Prevención y control de contaminación. Art. 149: Aguas subterráneas. Art.155: Administración de aguas y cauces.
Decreto 1541 de 1978	Aguas continentales: Art. 44 a 53, Características de las concesiones de agua superficiales y subterráneas. Art 87 a 97, Explotación de material de arrastre. Art. 104 a 106, Ocupación de cauces y permisos de ocupación de causes. Art. 211 a 219, Control de vertimientos. Art. 220 a 224, Vertimiento por uso doméstico y municipal. Art. 225, Vertimiento por uso agrícola. Art. 226 a 230, Vertimiento por uso industrial. Art. 231, Reglamentación de vertimientos.
Decreto 1594 de 1984	Normas de vertimientos de residuos líquidos Art. 1 a 21 Definiciones. Art 22-23, Ordenamiento del recurso agua. Art. 29, Usos del agua. Art. 37 a 50, Criterios de Calidad de agua. Art. 60 a 71, Vertimiento de residuos líquidos. Art. 72 a 97, Normas de vertimientos. Art. 142, Tasas retributivas. Art. 155, procedimiento para toma y análisis de muestras

[27] http://web.fedepalma.org/normatividad-ambiental

Cabe mencionar que el decreto que rige el vertimiento de residuos líquidos a cuerpos de agua continentales y alcantarillados no ha sido modificado parcial ni totalmente en los últimos 30 años. En la Tabla No 6 se especifican los parámetros medidos bajo el Decreto 1594 de 1984

Tabla 6 Parámetros de contaminantes para vertimientos

Parámetro	Referencia
pH	5 – 9
Temperatura	$< 40℃$
Grasas y Aceites	Remoción >80%
Sólidos suspendidos	Remoción >80%
DBO5	Remoción >80%
DQO	Remoción >80%

Dentro de las modificaciones al Decreto 1594 de 1984 se destaca:

- Inclusión de nuevos parámetros;
- Límites máximos permisibles por parámetro y basados en concentración de contaminantes y no en porcentaje de remoción
- Establecimiento de parámetros a cumplir y límites máximos por actividad económica.

No obstante, las actividades industriales allí estipuladas permiten algunas confusiones al no poder identificar claramente la pertenencia a uno u otro grupo; tal es el caso de la agroindustria de la palma de aceite la cual se puede clasificar dentro de la siguiente clase:

Producción especializada de cereales y oleaginosas o Elaboración de grasas y aceites de origen vegetal y animal.

Los generadores de vertimientos deberán dar cumplimiento a esta resolución dentro de los dos (2) años siguientes contados a partir de la fecha de publicación de la misma. En caso de optar por un plan de reconversión a tecnologías limpias en gestión de vertimientos; especificado en el capítulo VI de la misma propuesta, el plazo será ampliado tres (3) años más, sumando en total 5 años de plazo para implementar y cumplir con la nueva normatividad.

Quienes generen vertimientos a un cuerpo de agua o al suelo deberán elaborar un Plan de Gestión del Riesgo para el Manejo de Vertimientos en situaciones que limiten o impidan el tratamiento del vertimiento. El plan debe incluir el análisis del riesgo, medidas de prevención y mitigación, protocolos de emergencia y contingencia y programa de rehabilitación y recuperación.

Cuando se requiera presentar modificaciones o cambios en las condiciones bajo las cuales se otorgó el permiso, el usuario deberá dar aviso de inmediato y por escrito a la autoridad ambiental competente y solicitar la modificación.

Para la renovación del permiso, la solicitud deberán ser presentadas ante dentro del primer trimestre del último año de vigencia del permiso. El trámite correspondiente se adelantará antes de que se produzca el vencimiento del permiso respectivo.

El proyecto de Resolución en su versión N. 5, *"PARAMETROS Y VALORES LIMITES MÁXIMO PERMISIBLES EN VERTIMIENTOS PUNTUALES A CUERPOS DE AGUAS SUPERFICIALES" del MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE* en su Artículo 34. "Cultivos de Palma para Aceite" dispone que los parámetros a monitorear en los vertimientos puntuales de aguas residuales de generadores que desarrollan actividades de los siguientes Códigos CIIU integrados con el Cultivo de Palma para Aceite.

Sección A. Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca.

Clases

- 0126. Cultivo de palma para aceite (palma africana y otros frutos oleaginosos).
- 0161. Actividades de apoyo a la agricultura.
- 0163. Actividades posteriores a la cosecha.

- 0164. Tratamiento de semillas para propagación.

Sección C. Industrias Manufactureras.

Clases

- 1030. Elaboración de aceites y grasas de origen vegetal y animal.
- 2029. Fabricación de otros productos químicos n.c.p.

Sección E. Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental.

Clase

- 3821. Tratamiento y disposición de desechos no peligrosos

Tabla 7 Valores y parámetros permisibles

PARÁMETRO	UNIDADES	VALORES LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES	
		CUERPO DE AGUA SUPERFICIAL	ALCANTARILLADO PÚBLICO
Generales			
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O_2	800,0	1.200,0
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO_5)	mg/L O_2	400,0	400,0
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mg/L	300,0	300,0
Sólidos Sedimentables (SSED)	mL/L	2,0	10,0
Grasas y Aceites	mg/L	20,0	100,0
Sustancias Activas al Azul de Metileno (SAAM)	mg/L	5,0	5,0
Hidrocarburos			
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	5,0	5,0
Nutrientes			
Fósforo Total (P)	mg/L	3,0	5,0
Compuestos Nitrogenados			
Nitrógeno Total (N)	mg/L	20,0	25,0
Iones			
Cloruros (Cl^-)	mg/L	800,0	1.000,0
Sulfatos (SO_4^{2-})	mg/L	500,0	500,0
Metales y Metaloides			
Cadmio (Cd)	mg/L	0,05	0,05
Plomo (Pb)	mg/L	0,2	0,2
Otros			
Residuos de ingredientes activos de plaguicidas.	mg/L	Aplicar Artículo 25	

Parágrafo. Debe realizarse el análisis de los siguientes parámetros en toda(s) la(s) muestra(s) puntual(es), compuesta(s) o integrada(s) representativa(s) obtenida(s) de la caracterización del vertimiento y aplicando lo establecido en el Protocolo para el

Monitoreo de los Vertimientos, contemplado en el artículo 34 del Decreto 3930 de 2010 y debe reportarse el resultado en los informes de cada caracterización realizada de acuerdo con el Plan de Monitoreo contemplado:

- Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP) (mg/L)
- BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno) (mg/L)
- Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX) (mg/L)
- Compuestos Semi volátiles Fenólicos (mg/L)
- Fenoles (mg/L)

Por su tradición y su importante participación en el mercado internacional, Malasia e Indonesia son los principales referentes en el mundo en materia de tecnología, logística y mercadeo para los demás países productores de aceite de palma. En el caso de las plantas de beneficio, y en específico en lo referente al tema de emisiones atmosféricas, Indonesia y Malasia han sido referentes para Colombia en tecnología de sistemas de generación de vapor.

Un aspecto clave a tener en cuenta es que las calderas y sistemas de control de emisiones que se fabrican en Malasia están diseñadas teniendo en cuenta la normatividad de ese país en materia de emisiones atmosféricas.

El estándar de Malasia para emisiones de materia particulado aplicable al sector palmero es 400 mg/Nm^3, inclusive superior al estándar para instalaciones existentes en Colombia. La Tabla 8 muestra los estándares de emisión de material particulado en Malasia, Indonesia y otros países productores de palma de aceite en América Latina.

Tabla 8 Estándares de emisión de material particulado en países productores de aceite de palma

MALASIA[28]	INDONESIA[29]	TAILANDIA[30]	ECUADOR[31]	BRASIL[32]	HONDURAS[33]
400 mg/Nm^3	300 mg/Nm^3	320 mg/m^3	355 mg/m^3 (existentes) 150 mg/m^3 (nuevas)	Varía de 260 a 730 mg/m^3 (Dependiendo de la capacidad térmica nominal)	200 mg/m^3 (5 años después de la entrada en vigencia de la norma)

[28] Emission Standards from Environmental Quality (Clean Air) Regulations 1978 P.U (A) 280. Federal Subsidiary legislation. Ministry of Natural Resources and Environment - Department of Environment.

[29] Minister of Environment Decree No. Kep-13/MENLH/3/1995 regarding Emission Standard for Stationery Sources.

[30] Ministry of Natural Resources and Environment of Thailand. 2006, Enhancement and Conservation of National Environmental Quality Act B.E. 2535 (1992) dated April 5, B.E. 2549(2006), and published in the Royal Government Gazette, Vol 123.

[31] Ministerio del medio ambiente de la Republica de Ecuador. Libro VI de Calidad Ambiental. Anexo 3: Norma de Emisiones al Aire desde Fuentes Fijas de Combustión

[32] Ministério do Meio Ambiente. Brasil. Resolução CONAMA Nº 382/2006 - "Estabelece os límites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas" - Data da legislação: 26/12/2006 - Publicação DOU nº 1, de 02/01/2007, pág. 13

[33] Secretaria de recursos naturales y ambiente de Honduras. Diario Oficial de la republica de Honduras Acuerdo 1566/2010. Reglamento para el control de emisiones generadas por fuentes fijas

3. ESTADO ACTUAL DE LA PLANTA DE BENEFICIO EN ESTUDIO

3.1 IDENTIFICACION PLANTA DE BENEFICIO EN ESTUDIO

La producción de palma en Colombia, está distribuida en 73 municipios, distribuidos en cuatro zonas.

- **Norte** -Magdalena, Norte del Cesar, Atlántico, Guajira
- **Central** - Santander, Norte de Santander, sur del Cesar, Bolívar
- **Oriental** - Meta, Cundinamarca, Casanare, Caquetá
- **Occidental** – Nariño

Figura 15. Distribución de los cultivos de palma en Colombia

La Zona Norte: Esta zona está clasificada como bosque seco tropical y sus ventajas productivas están sustentadas en la alta fertilidad, posee suelos planos y profundos y una

alta luminosidad. Adicionalmente, está zona cuenta con buenas vías de acceso lo que facilita el transporte. Una característica que juega en contra es la alta intensidad del verano.

La Zona Oriental: Esta zona es de fácil mecanización por su topografía plana y la textura del suelo, adicionalmente goza de buenas vías; sus veranos intensos y prolongados se constituyen en una desventaja. En esta zona se encuentran las plantaciones más jóvenes.

La Zona Central: Esta zona se caracteriza por tener suelos planos o ligeramente ondulados, buena luminosidad y aceptable precipitación, adicionalmente cuenta con buenas vías tanto al interior como a la Costa Atlántica; la baja fertilidad de los suelos se constituye es una desventaja.

La Zona Occidental: Esta zona presenta una alta lluviosidad bien distribuida, por lo que no necesita riego. La falta de luminosidad, la irregularidad de los suelos y la mala comunicación con el interior del país son las mayores desventajas.

La planta de beneficio en estudio se encuentra ubicada en la zona central, en el kilómetro 146 vía el mar, en el municipio de Aguachica, actualmente tiene una capacidad de procesamiento de 22 toneladas de fruto fresco nominal con un porcentaje de extracción promedio año 20%.

Figura 16 Ubicación plana de beneficio en estudio.

La planta de beneficio en estudio tiene el proyecto de ampliar su planta de beneficio al 2015 a 30 Toneladas de Fruto Fresco y al 2020 a 45 Toneladas de Fruto Fresco. Para ello deberá realizar una serie de inversiones, evaluando Técnico y económicamente las alternativas de inversión para manejo de sus subproductos, teniendo en cuenta que tiene como meta cumplir con los requisitos y principios de RSPO a partir del 2015:

- Cambio del sistema de generación de vapor con capacidad mínima de 24 toneladas de vapor, la cual deberá cumplir con Resolución 909 de 2008, por el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, donde toda caldera nueva a partir de la fecha de expedición de dicha Resolución tiene como límite máximo 50 mg/ m3 de emisión de material particulado.
- Cambio del sistema de tratamiento de aguas residuales debido a que el actual tiene una capacidad hidráulica equivalente para una planta de beneficio de 15 Toneladas de procesamiento de fruta fresca.

3.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR ACTUAL

En la tabla 9 y 10 se describe el sistema actual de generación de vapor, el combustible utilizado y el sistema de control ambiental que la planta de beneficio presenta con el fin de generar aproximadamente 10.500 kg de vapor requeridos para procesar el fruto de palma.

Tabla 9. Descripción técnica de las calderas de la planta en estudio

DESCRIPCION TECNICA DE LAS CALDERAS			
	CALDERA 1	**CALDERA 2**	**CALDERA 3**
Capacidad Nominal	200 BHP	200 BHP	200 BHP
Tipo Caldera	MIXTA-COMBI	MIXTA-COMBI	MIXTA-COMBI
Marca	LUCEY	LUCEY	LUCEY
Tipo Parrilla	FIJA	FIJA	FIJA
Tipo dosificación	MANUAL	MANUAL	MANUAL
Tipo de Tiro	INDUCIDO	INDUCIDO	INDUCIDO
Producción ton vapor/h	3,17	3,17	3,17
Tiempo promedio operación	1280 horas/ año	1400 horas / año	1340 horas / año
Presión	100 PSI	100 PSI	100 PSI
Combustible			
% fibra	80%	80%	80%

Fuente. Especificaciones de planta en estudio 2014

Tabla 10. . Combustible y sistema de control ambiental

COMBUSTIBLE	HUMEDAD	Poder Calorífico Inferior (Kcal/Kg. Incluyendo Humedad)
FIBRA	35.5%	2750
CASCARILLA	12.47%	3700
Características Calderas		
Cantidad Biomasa quemada por hora : 2,7 Ton/hora		
Sistemas de control de emisiones: ciclones y multiciclones		
Cantidad de Oxigeno medido en la chimenea: 11,5% promedio		

Fuente. Especificaciones de planta en estudio. 2014

El sistema de control de emisiones, figura 15, utilizado son los dos ciclones en las caderas 2 y 3 y un multiciclón en la caldera 1, que se utilizan para reducir la carga de entrada de materiales particulado a los dispositivos finales de captura, remueven las partículas agresivas de mayor tamaño.

Los ciclones utilizan la inercia para remover las partículas impartiendo una fuerza centrífuga a la corriente de gas, en una cámara de forma cónica, operando y creando un vórtice doble por lo cual el gas es forzado hacia la pared del ciclón por fuerza centrífuga a la corriente de gas en rotación; en el fondo del ciclón la dirección del gas se invierte y sube en espirales por el centro del tubo para salir por la tapa del ciclón.

Para las partículas más grandes, la inercia vence a la fuerza de arrastre, haciendo que estas alcancen la pared del ciclón y sean colectadas. Sin embargo con las partículas más pequeñas la fuerza de arrastre es mayor que la inercia, ocasionando que salgan del ciclón junto con el gas. La gravedad también hace que las partículas más grandes que llegan a la pared del ciclón bajen hacia la tolva.

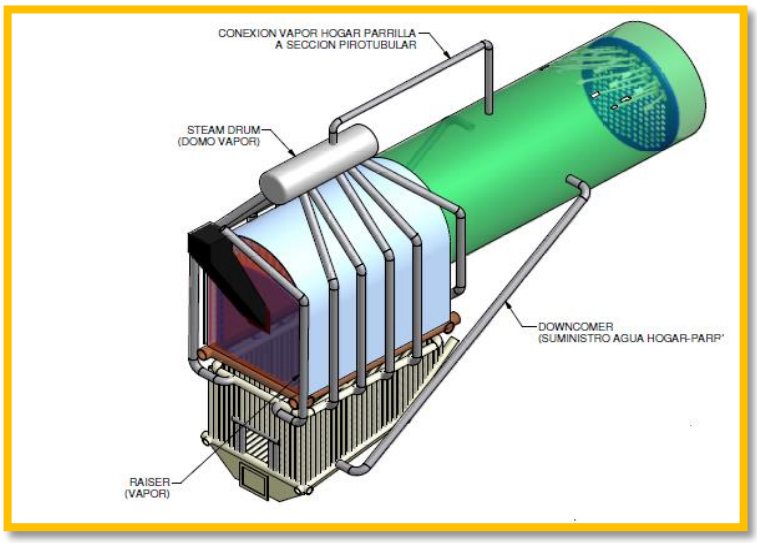
Desde mediados de 2008, las plantas de beneficio del sector palmero están reguladas por la Resolución 909 de 2008 expedida por el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Esta norma reglamenta las emisiones de contaminantes de fuentes fijas, incluidos los equipos de combustión externa que utilicen biomasa.

En cuanto la instalación existente en la planta de beneficio en estudio, cumplen con el estándar establecido de 300 mg/ m3 de emisión de material particulado. Pero teniendo en cuenta sus proyectos de ampliación deberá invertir en un nuevo sistema de generación de vapor y control de emisiones y el estándar de emisión admisible será de 50 mg / m3.

Figura 17. . Fotografía ciclones actuales de la planta de beneficio

Fuente. AGROINCE

Figura 18. Diagrama caldera de generación de vapor



3.3 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES

El tratamiento de los efluentes de plantas de beneficio de palma de aceite, se realiza a través de un sistema de lagunas de oxidación, compuesto por cuatro etapas: tratamiento preliminar (rejillas y florentinos), lagunas de ecualización, anaerobias y facultativas. Dicho sistema, remueve materia orgánica con eficiencias superiores al 80%.

Los procesos en los cuales se generan efluentes son esterilización, clarificación e hidrociclones, la cantidad de efluente producido, en proporción con la fruta procesada, en promedio es de 0,85 m3 de agua / TRFF.

En el año 2010 el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) presento a consulta pública una propuesta de resolución "Por la cual se establecen las normas y los valores límite máximos permisibles de parámetros en vertimientos puntuales a sistemas de alcantarillado público y a cuerpos de aguas continentales superficiales de generadores que desarrollen actividades industriales, comerciales o de servicio y se dictan otras disposiciones". La anterior modifica las normas de vertimientos establecidas en el artículo 72 del Decreto 1594 de 1984. Dentro de las modificaciones al Decreto 1594 de 1984 se destaca: i) inclusión de nuevos parámetros; ii) límites máximos permisibles por parámetro y basados en concentración de contaminantes y no en porcentaje de remoción; y iii) establecimiento de parámetros a cumplir y límites máximos por actividad económica. El sistema de tratamiento de efluentes actualmente utilizado por la planta de beneficio, es altamente eficientes en la remoción de materia orgánica; sin embargo, no se logra cumplir a cabalidad con los estándares propuestos por el Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial para vertimientos a aguas continentales. De acuerdo con un muestreo realizado, se encontró presencia de sustancias como: lignina, vitaminas, carotenos, tocoferoles y tocotrienoles, nitrógeno, fosforo, cloro y azufre (sulfatos) dentro de la materia prima (Racimos de Fruta Fresca), los valores límite propuestos para los parámetros, fenoles totales, nitrógeno total, fosforo total, cloruros, sulfatos y color por fuera de los limites propuestos para estos parámetros.

El dimensionamiento hidráulico de las actuales piscinas de tratamiento de la planta de beneficio esta corto para el procesamiento actual, lo cual hace necesario pensar en cambiar o rediseñar el sistema. Además, adelantar estudios e investigación que permita

seleccionar el sistema más adecuado para el tratamiento de efluentes con base en la normatividad propuesta, uso de tecnologías limpias y costos.

Tabla 11. Comparativo de los límites permisibles de la planta en estudio

	UNIDADES	ENTRADA	SALIDA	NORMA ACTUAL		NORMA EN ESTUDIO	
PH			7.76			6.0-9.0	**OK**
TEMPERATURA	° C		32.8			< 40	**OK**
DBO5	mg/L02	22945	180.7	99.21%	**OK**	400	**NO CUMPLE**
SST	mg/L	19625	570	97.10%	**OK**	300	**NO CUMPLE**
DQO	mg/L02	50950	1795	96.48%	**OK**	800	**NO CUMPLE**
SOLIDOS SEDIMENTABLES	mg/L		<0.1			2	**OK**
HIDROCARBUROS TOTALES	mg/L	<10	<10			5	**OK**
TENSOACTIVOS	mg/L MBAS	<0,2	<0,2			5	**OK**
CLORUROS	mg/L CL(-)	1170	1233.5			800	**NO CUMPLE**
SULFATOS	mg/L SO4	258.5	26.635			500	**OK**
CADMIO	mg/L Cd	<0.014	<0.014			0.05	**OK**
PLOMO	mg/L Pb	0.0965	0.05			0.2	**OK**
FOSFORO TOTAL	mg/L P	1.855	2.785				
FENOLES	mg/L Fenol	1.321	0.576				
NITROGENO TOTAL	mg/L N	612.5	208.5			20	**NO CUMPLE**
ALCALINIDAD TOTAL	mg/L CaCO3		2690				
DUREZA TOTAL	mg/L CaCO3		1633				
DUREZA CALCICA	mg/L CaCO3		333				
COLOR 436	m(-1)		745				
COLOR 525	m(-1)		482				
COLOR 620	m(-1)		294				
GRASAS Y ACEITE	mg/L	444	<10			20	**OK**
MATERIA FECAL			AUSENTE				
ACIDEZ TOTAL	mg/L CaCO3		<5				

3.4 DESCRIPICION DEL SISTEMA ELECTRICO

La carga Industrial de la planta de beneficio actualmente se encuentra instalados 136 motores trifásicos con 1.291 HP, conectados a 220V. La carga de motores instalada y calculada con la corriente de placa de características es: 3.506 A, 1336 KVA. La carga de motores medida y calculada mediante la sumatoria de las corrientes tomadas a los motores durante la operación normal del equipo es: 1.903 A, 725 KVA. En la tabla 12, se presenta una agrupación por potencias de motores, indicando para cada grupo la potencia en HP, carga instalada en KVA calculada por corrientes de placa de características y la carga en operación normal calculada mediante la toma de corrientes.

Tabla 12. Agrupación por potencia motores de la planta de beneficio

Descripción	Motor > ó = 5HP	5HP > Motor < ó = 12 HP	Motor > 12 HP	Total
Cantidad	82	28	26	136
Potencia (HP)	214	258	819	1.291
Corriente según Placa (Amp.)	675	753	2.078	3.506
Potencia Aparente según corrientes de placa (KVA)	257	287	792	1.336
Corriente medida en operación (Amp.)	380	492	1.031	1.903
Potencia Aparente según corrientes de placa (KVA)	145	187	393	725

Tabla 13. Distribución de motores de la planta de beneficio

Descripción	Motor > ó = 5HP	5HP > Motor < ó = 12 HP	Motor > 12 HP
Cantidad	60%	21%	19%
Potencia (HP)	17%	20%	63%
Corriente según Placa (Amp.)	19%	21%	59%
Potencia Aparente según corrientes de placa (KVA)	19%	21%	59%
Corriente medida en operación (Amp.)	20%	26%	54%
Potencia Aparente según corrientes de placa (KVA)	20%	26%	54%

En la Tabla 13, se presenta la distribución de motores en la planta de beneficio donde:

- Los motores mayores a 5HP y menores o iguales a 12 HP representan el 21% de los motores totales y son el 20% del total de la carga instalada en HP, y el 21% en KVA.
- Los motores iguales o menores a 5 HP representan el 60% del total de los motores, pero son el 17% de la carga instalada en HP, y el 19% en KVA.
- Los motores mayores a 12HP representan el 19% del total de los motores y son el 63% del total de la carga instalada en HP, y el 59% en KVA.

Realizando un comparativo entre las corrientes medidas en operación normal y las corrientes de placa de los motores a 220V, se encontró los siguientes porcentajes de cargabilidad.

Tabla 14. Cargabilidad promedio de la planta de beneficio

Descripción	Motor > ó = 5HP	5HP > Motor < ó = 12 HP	Motor > 12 HP	Total
Cantidad	82	28	26	136
Potencia (HP)	214	258	819	1.291
Porcentaje de cargabilidad Medido VS Placa	56%	65%	50%	54%

De la tabla 14, se tiene que la cargabilidad promedio del sistema que atiende los procesos industriales está en el orden del 54%, que los motores más grandes (mayores a 12 HP) presentan una cargabilidad promedio del 50%, lo cual es de analizar en detalle si se tiene en cuenta que ellos representan el 63 % de la potencia instalada en HP y el 59% en KVA. Se debe hacer un análisis de los motores relacionados en la Tabla 7, son motores de más de 12 HP con una cargabilidad menor al 60% de su capacidad durante la operación normal de la planta, para establecer si estos motores de acuerdo a la función que realizan están sobredimensionados o si por la naturaleza del proceso que atiende así lo exige.

El análisis anterior es relevante en el momento de calcular la capacidad el transformador de potencia que atenderá la carga de la Planta, pues por datos de Placas de los motores serían 1339 KVA, y proyectando una carga de servicios auxiliares de 150KVA, tendríamos que seleccionar un transformador de 1500 KVA, pero si se determina que hay motores sobredimensionados y se proyecta el aumento de capacidad del transformador con los

datos de medida de corrientes 727 KVA más la carga de servicios generales, tendríamos un transformador de 1 000 KVA.

- *Acometida de Baja Tensión.* La acometida de baja tensión existente tiene una longitud de 18 metros y está ejecutada en cobre, constituida por 7 conductores 350 KCMIL por fase, 7 conductores 350 KCMIL para neutro y un conductor 3/0 AWG para puesta a tierra, por tanto es adecuada para un transformador de potencia de 1 MVA ó de 1,5 MVA, con voltaje secundario ya sea a 460V o 220V, pues cumple con la regulación de voltaje en cada caso.

- *Celda de Transferencia.* En la actualidad la transferencia cuenta con interruptores de 2000 Amperios, esto sería adecuado para una capacidad de 1000 KVA ó 1500 KVA a 460V; en caso de optar por voltaje secundario 220 V con transformador de 1000KVA, se tendrían que cambiar estos interruptores y el barraje común de distribución para la capacidad de 2.624 Amperios; para tomar la opción de 1500 KVA a 220V ya se recomienda transferencia por media tensión por la alta corriente que se manejaría.

- *Tableros*. Desde la celda de transferencia se tienen tres grandes grupos de carga: Palmistería (319 KVA instalados), Palmiste (333 KVA instalados) y Tablero Planta Rojo (704 KVA instalados sin los servicios auxiliares), estos valores en KVA fueron obtenidos a partir de los datos de la placa de características de los motores.

El Tablero Planta Rojo atiende más del 50% de la carga de la Planta, tiene chasis en mal estado, barrajes inadecuado para la carga total que maneja, hay apiñamiento de elementos de protección, accionamiento y maniobra, y salen alimentadores hacia campo sin protección para las cuales no habría espacio si se decide instalarlas. El alimentador actual de tablero rojo está en 4 conductores 250 KCMIL, que se proyectó con 1000 Amp. al tener una carga medida de 749 Amp., para una carga instalada de 704 KVA en procesos y una carga proyectada de 150 KVA para servicios generales nos daría un porcentaje de regulación del 3,25% desde barraje común de transferencia al tablero, dando un total desde bornes de un transformador de 1 MVA de 4,3%, la cual sería muy

alta si se tiene en cuenta que desde este tablero se alimentan otros centros de control de motores (calderas, prensado, puente grúa, tratamiento de agua, despacho) y motores de los procesos de recibo, esterilización, clarificación, no dando margen para asumir la caída de voltaje hacia las cargas finales.

Se recomienda el rediseño de este tablero liberándolo de las cargas de los procesos que no están en el área, dejándolo como tablero de protección y distribución para algunos alimentadores de los CCM menos lejanos tales como Recibo y Esterilización, Clarificación, Puente grúa, desfrutado y Extracción. Con esta recomendación la carga a asumir por el tablero estaría en el orden de 483 KVA instalados, obteniendo una regulación de 1,925% desde la celda de transferencias, y desde bornes de transformador de 1 MVA de 2,97%,

3.5 CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO ACTUAL

En la actualidad la empresa, cuenta con infraestructura para procesar 22 toneladas de fruto fresco día. Es por ello que teniendo en cuenta los promedios de entrada de fruto fresco de los años 2011, 2012 y 2013 y el porcentaje mensual, se proyecta un crecimiento en la producción de RFF y por ende en el procesamiento de dicha materia prima.

Tabla 15.Porcentaje Promedio e Histórico de ingreso RFF anual

Item	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Promedio	10,43%	11,22%	11,26%	9,78%	8,21%	7,08%	7,45%	7,73%	6,76%	6,65%	6,41%	6,99%	100,00%
Histórico	11,50%	11,10%	12,50%	11,50%	8,00%	7,00%	7,00%	6,40%	6,50%	6,50%	6,00%	6,00%	100,00%

Fuente. AGROINCE LTDA Y CIA S.C.A.

Tabla 16.Entrada de RFF proyectado teniendo en cuenta datos 2011, 2012 y 2013

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2.011	8.639	9.210	9.023	9.215	7.660	6.195	6.190	6.807	5.469	5.506	5.411	7.056	86.381
2.012	9.645	10.373	10.169	10.215	8.346	6.667	6.688	7.377	5.866	5.898	5.781	7.587	94.612
2.013	10.768	11.684	11.459	11.323	9.093	7.175	7.227	7.995	6.292	6.318	6.177	8.157	92.980
2.014	11.676	12.559	12.612	10.955	9.197	7.927	8.346	8.658	7.573	7.450	7.175	7.831	111.960
2.015	13.190	14.187	14.247	12.375	10.389	8.954	9.428	9.781	8.555	8.416	8.105	8.846	126.474
2.016	15.265	16.419	16.488	14.321	12.023	10.363	10.910	11.319	9.901	9.739	9.380	10.237	146.364

2.017	17.570	18.898	18.978	16.484	13.839	11.928	12.558	13.029	11.396	11.210	10.797	11.783	168.469
2.018	18.381	19.771	19.854	17.245	14.477	12.478	13.138	13.630	11.922	11.728	11.295	12.327	176.246
2.019	19.055	20.496	20.582	17.878	15.009	12.936	13.620	14.130	12.359	12.158	11.710	12.779	182.712
2.020	20.272	21.805	21.896	19.019	15.967	13.762	14.490	15.032	13.149	12.934	12.457	13.595	194.380
2.021	21.389	23.006	23.102	20.067	16.846	14.520	15.288	15.860	13.873	13.647	13.143	14.344	205.085
2.022	22.608	24.317	24.419	21.211	17.807	15.348	16.159	16.764	14.663	14.425	13.893	15.162	216.775
2.023	23.861	25.665	25.773	22.386	18.794	16.198	17.055	17.693	15.476	15.224	14.663	16.002	228.790
2.024	25.302	27.215	27.330	23.739	19.929	17.177	18.085	18.762	16.411	16.144	15.548	16.969	242.610
2.025	27.443	29.517	29.641	25.747	21.615	18.630	19.615	20.349	17.799	17.509	16.863	18.404	263.133

Fuente. Planta en estudio.

3.6 DEMANDA ENERGETICA ACTUAL

La demanda de energía eléctrica que la empresa consume para su procesos de extracción, están relacionados a continuación teniendo en cuenta los datos obtenidos por entradas de RFF ilustrados en la tabla 17 y 18. (Entrada de RFF proyectado teniendo en cuenta datos 2011, 2012 y 2013), el consumo de KW por tonelada procesada y el valor por KW consumido.

Tabla 17. Costo KW/ton, KW/hr, y KW/ton

MES	COSTOS DE KW/TON PROCESADA	COSTO KW/HR	KW/TON
ENERO	$ 5.218,49	$ 261	20,52
FEBRERO	$ 5.207,78	$ 263	20,77
MARZO	$ 4.947,94	$ 263	20,37
ABRIL	$ 4.622,64	$ 260	20,52
MAYO	$ 5.455,24	$ 267	21,76
JUNIO	$ 5.690,55	$ 262	22,21
JULIO	$ 5.526,86	$ 251	24,39
AGOSTO	$ 6.642,14	$ 264	22,13
SEPTIEMBRE	$ 6.258,46	$ 270	24,19
OCTUBRE	$ 5.749,15	$ 258	22,89
NOVIEMBRE	$ 5.880,58	$ 273	22,55
DICIEMBRE	$ 4.453,16	$ 203	21,96
PROMEDIO	**$ 5.471,08**	**$ 258**	**22,02**

Fuente. Planta en estudio. 2013

Tabla 18. Tabla 11. Demanda de energía 2013

MES	CONSUMO KW	VALOR DE LA ENERGIA
ENERO	221.003	$ 56.192.666
FEBRERO	242.677	$ 60.847.665
MARZO	233.428	$ 56.700.391
ABRIL	232.341	$ 52.340.653
MAYO	197.829	$ 49.602.825
JUNIO	159.365	$ 40.830.942
JULIO	176.272	$ 39.941.888
AGOSTO	176.940	$ 53.106.939
SEPTIEMBRE	152.192	$ 39.375.303
OCTUBRE	144.630	$ 36.325.929
NOVIEMBRE	139.297	$ 36.325.929
DICIEMBRE	179.135	$ 36.325.929
TOTAL CONSUMO	2.255.109	$ 557.917.059

Fuente. Planta en estudio 2013

4. ESTUDIO TECNICO DEL PROYECTO

Actualmente la empresa tiene una capacidad de proceso de 22 ton/hr de RFF y su consumo de energía eléctrica para la producción es en promedio 2.255.109 kW/año aproximadamente 2,255 GW/año. Teniendo en cuenta esta información, los consumos de energía y entrada de RFF del año 2013, se proyecta teniendo en cuenta el crecimiento deseado por la empresa en 30 ton/hr para el año 2015 y 45 ton/hr para el año 2020.

Tabla 19. Proyección para 30 y 45 Ton/hr por producción mensual

ENTRADA DE RFF				CONSUMOS KW			
AÑO	**2.013**	**2.016**	**2.019**	**AÑO**	**2013**	**2015**	**2020**
PROD./HR	**20**	**30**	**45**	**PROD./HR**	**20**	**30**	**45**
ENERO	10.768	16,327	22,223	**ENERO**	221.003	424,506	577,802
FEBRERO	11.684	15,759	21,450	**FEBRERO**	242.677	409,740	557,704
MARZO	11.459	17,747	24,156	**MARZO**	233.428	461,419	628,045
ABRIL	11.323	16,327	22,223	**ABRIL**	232.341	424,506	577,802
MAYO	9.093	11,358	15,460	**MAYO**	197.829	295,308	401,949
JUNIO	7.175	9,938	13,527	**JUNIO**	159.365	258,395	351,705
JULIO	7.227	9,938	13,527	**JULIO**	176.272	258,395	351,705
AGOSTO	7.995	9,086	12,368	**AGOSTO**	176.940	236,247	321,559
SEPTIEMBRE	6.292	9,228	12,561	**SEPTIEMBRE**	152.192	239,938	326,584
OCTUBRE	6.318	9,228	12,561	**OCTUBRE**	144.630	239,938	326,584
NOVIEMBRE	6.177	8,519	11,595	**NOVIEMBRE**	139.297	221,481	301,462
DICIEMBRE	8.157	8,519	11,595	**DICIEMBRE**	179.135	221,481	301,462
TOTAL ENTRADA RFF	**103.669**	**141.975**	**193.245**	**TOTAL CONSUMO KW**	**2.164.124**	**3.691.353**	**5.024.362**
				TOTAL GW	**2,16**	**3,69**	**5.02**

Para alcanzar la meta propuesta por la empresa y tomando como base el consumo de energía eléctrica (2,16 GW/ año) y la producción del año 2013 (103.669 toneladas de RFF), se proyectó para el año 2016 con un aumento de capacidad a 30 ton/hr RFF, un procesamiento de 141.975 ton/año y un consumo de energía eléctrica de 3,69 GW/año, y para el año 2019 un aumento de capacidad a 45 ton/hr, un procesamiento de 193.245 ton/año y un consumo de energía eléctrica de 5,02 GW/año.

Partiendo de las características de la empresa, el residuo generado por la fabricación, la capacidad productiva, infraestructura y equipos instalados, y la proyección planteada para el año 2016 y 2019 por la empresa AGROINCE, se realiza la selección de los equipos necesarios para la cogeneración.

4.1 SISTEMA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA

Figura 19 Sistema de generación con biomasa

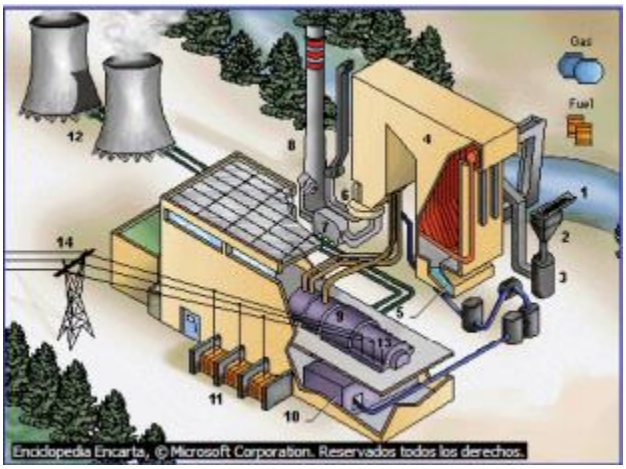
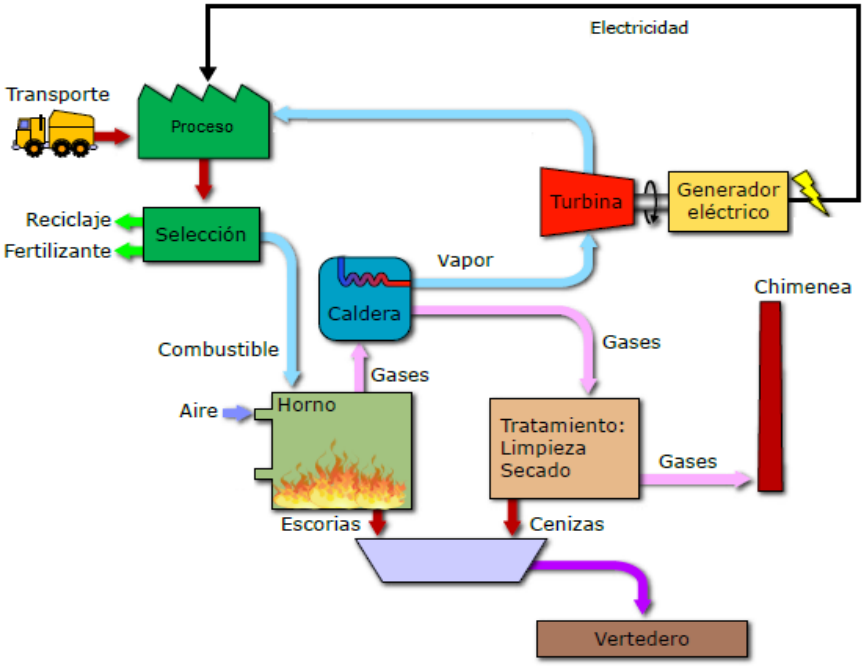


Figura. 20 Sistemas de generación de biomasa



La complejidad del sistema de producción de vapor a utilizar depende de su operación, su uso y la cantidad de vapor necesario.

- ***Pre tratamiento***, es un proceso crítico e importante del proceso de producción de vapor, son proceso físico y/o químicos para remover o reducir los niveles de impurezas presentes en el agua de alimentación. Estos proceso pueden ser clarificación, suavización, desmineralizador, osmosis inversa y desalcalinizador.
- ***Desaireador o removedor de oxígeno***, el oxígeno presente en el agua de alimentación a la caldera debe ser removido, debido a que es un elemento altamente, activo y como tal, produce daños graves en todo el sistema generador de vapor. Esta remoción puede ser de forma mecánica o química.
- ***Las calderas*** pueden dividirse de acuerdo a su construcción o tipo de funcionamiento en dos grupos calderas pirotubulares y acuatubulares. Estas calderas pueden estar equipadas de un sobrecalentador para cuando el vapor es utilizado en turbinas de generación de energía, cuya finalidad, es aumentar la temperatura del vapor saturado para llevarlo a un campo de sequedad absoluta, para que el vapor se comporte como un gas. Además con el fin de aprovechar la temperatura de los gases de combustión se le adiciona un economizador, que consiste en un intercambiador de calor instalado a la salida de los gases en donde el agua de alimentación aumenta su temperatura.

Para la selección de la caldera se debe realizar un balance de masa y un análisis de requerimiento energético

Tabla 20. Requerimiento energético para 30 TRH

REQUERIMIENTO ENERGETICO PARA 30 TRH			
		Kw instalados	Kw consumidos
		26	23
TRH	30	780	690
		Kw instalados	Kw consumidos
1,- Procesamiento		690	611
2,- Iluminación interna y externa		69	61
3,- Requerimientos administrativos		21	18
Total		780	690

Tabla 21. Requerimiento energético para 45 TRH

REQUERIMIENTO ENERGETICO PARA 45 TRH			
		Kw instalados	Kw consumidos
		26	23
TRH	45	1,170	1,035
		Kw instalados	Kw consumidos
1,- Procesamiento		1035	916
2,- Iluminación interna y externa		104	92
3,- Requerimientos administrativos		31	27
Total		1170	1035

4.1.1 DISPONIBILIDAD TERMICA

Tabla 22. Kcal / Hr disponible a 30 TRH

Combustibles	Humedad	Poder Calorífico Kcal/Kg	Proporción por Ton Racimos Frescos	Cantidad Disponible en Kgs / Hr	Kcal / Hr
Fibras	30-35 %	2,800	13.0%	3,900	10,920,000
Cascarilla	14-15 %	4,500	6.0%	1,800	8,100,000
Total					19,020,000

Tabla 23. Kcal / Hr disponible a 45 TRH

Combustibles	Humedad	Poder Calorífico Kcal/Kg	Proporción por Ton Racimos Frescos	Cantidad Disponible en Kgs / Hr	Kcal / Hr
Fibras	30-35 %	2,800	13.0%	5,850	16,380,000
Cascarilla	14-15 %	4,500	6.0%	2,700	12,150,000
Total					28,530,000

4.1.2 REQUERIMIENTO TERMICO

Para conocer el requerimiento de vapor en el proceso de extracción, se debe analizar el ciclo de esterilización que es el máximo consumidor.

Para una esterilización de 30 TRH se requiere dos autoclaves de 26 metros de diámetro 2100 mm, de longitud 5 vagonetas con capacidad de 5 toneladas, que con ese ciclo de esterilización nos daría una capacidad de 35 TRH en esterilización; y para llegar a 45 TRH se adiciona un esterilizador adicional para lograr una capacidad de 50 TRH en esterilización. Como se observa en las tablas 18 y 19, la capacidad actual de generación de vapor es insuficiente para los requerimientos futuros, lo cual hace necesario la compra de una caldera de mayor capacidad.

Tabla 24. Ciclo de Esterilización.

- Desaireación	**10 min**
- Subida a 15 psig	
- Descenso a 5 psig	► 24 min
- Subida a 35 psig	
- Presión constante a 35 psig	35 min
- Descenso a 0 psig	5 min
- Manipuleo	10 min
Total Ciclo	84 min

Tabla 25. Requerimiento de vapor para el proceso a 30 TRH

Consumo de vapor por esterilizador	**4.752**	**Kg**
Tiempo de inyección de vapor (Ti)	69	Min.
Consumo Pico Esterilizador N° 3	7.438	Kg/hr
Consumo medio Esterilizador N° 2	4.132	Kg/hr
Consumo mínimo Esterilizador N° 1	0	Kg/hr
Demanda de vapor Esterilizadores	11.570	Kg/hr
Demanda de vapor otros equipos: 180 Kg/Ton x 25 TRH =	4.800	Kg/hr
TOTAL DEMANDA VAPOR A 30 TRH	**16.360**	Kg/hr
Producción de vapor por las 3 Calderas Actuales	**10.830**	Kg/hr

Tabla 26. Requerimiento de vapor para el proceso a 45 TRH

Consumo de vapor por esterilizador	**5,940**	**Kgs**
Tiempo de inyección de vapor (Ti)	69	Min.
Consumo Pico Esterilizador N° 3	9,297	Kg/hr
Consumo medio Esterilizador N° 2	5,165	Kg/hr
Consumo mínimo Esterilizador N° 1	1,033	Kg/hr
Demanda de vapor Esterilizadores	15,496	Kg/hr
Demanda de vapor otros equipos: 160 Kg/Ton x 45 TRH =	7,200	Kg/hr
TOTAL DEMANDA VAPOR A 45 TRH	22,696	Kg/hr
Producción de vapor por las 3 Calderas Actuales	**10.830**	Kg/hr

4.1.3 REQUERIMIENTO ENERGETICO PARA LA NUEVA CALDERA

Para el análisis se tendrán en cuenta los siguientes parámetros y restricciones técnicas:

- La turbina para la generación de energía será de contra- presión.
- La condición del vapor para la generación de energía es recalentado.
- Se revisarán diseños para caldera que operan con presión de trabajo a 21 bares y / o 31 bares absolutos.
- Para los cálculos de combustible se realizará tomando como base el consumo del 100% de la fibra.
- Para el estudio financiero, se tendrá en cuenta el tratamiento de agua adicional que se requiere para obtener un agua óptima, que cumpla con los requerimientos establecidos por el fabricante del generador seleccionado.

Tabla 27. Requerimiento energético para una caldera a 21 Bares para 30 TRH

Presión	21	Bar	
Temperatura Vapor	260	°C	
Entalpía	668	Kcal/Kg	
Temp. Agua Alimentación	70	ºC	

Caldera			
Entalpía	70	Kcal/Kg	
Eficiencia térmica de las calderas	80%		
Necesidad energía para generar 16.370 Kg/hr de vapor		**12.244.825**	**Kcal**

Tabla 28. Requerimiento energético para una caldera a 30 Bares para 30 TRH

Presión	30	Bar	
Temperatura Vapor	300	°C	
Entalpía	668	Kcal/Kg	
Temp. Agua Alimentación Caldera	70	ºC	
Entalpía	70	Kcal/Kg	
Eficiencia térmica de las calderas	80%		
Necesidad energía para generar 16.370 Kg/hr de vapor		**12.224.825**	**Kcal**

Tabla 29. Requerimiento energético para una caldera a 21 Bares para 45 TRH

Presión	21	Bar	
Temperatura Vapor	260	°C	
Entalpía	668	Kcal/Kg	
Temp. Agua Alimentación Caldera	70	ºC	
Entalpía	70	Kcal/Kg	
Eficiencia térmica de las calderas	80%		
Necesidad energía para generar 22.696 Kg/hr de vapor		**16.976.348**	**Kcal**

Tabla 30.Requerimiento energético para una caldera a 31 Bares para 45 TRH

Presión	31	Bar	
Temperatura Vapor	300	°C	
Entalpía	668	Kcal/Kg	
Temp. Agua Alimentación Caldera	70	ºC	
Entalpía	70	Kcal/Kg	

Eficiencia térmica de las calderas	80%		
Necesidad energía para generar 22.696 Kg/hr de vapor		**16.976.348**	**Kcal**

4.1.4 REQUERIMIENTO ENERGETICO CON TURBINA CONTRA PRESION

Tabla 31. Requerimiento energético para generar energía con una Turbina de Vapor de contra-presión con diferente presión de operación

Presión del vapor a la entrada de la Turbina	21	Bares Absolutos	
Temperatura Vapor a la entrada de la Turbina	260	ºC	
Demanda de vapor por Kw generado	23,6	Kgs de vapor / Kw generado	
Total vapor para generar 780 Kw	***18.408***	***Kg/hr ≈***	***20.000 Kg/Hr***
Eficiencia térmica de la caldera	80%		
Necesidad energía para generar 16.370 Kg/hr de vapor		**13.769.184**	**Kcal**
Se consumirá toda la fibra y el 35% de la cascarilla			
Presión del vapor a la entrada de la Turbina	21	Bares Absolutos	
Temperatura Vapor a la entrada de la Turbina	260	ºC	
Demanda de vapor por Kw generado	23,6	Kgs de vapor / Kw generado	
Total vapor para generar 1170 Kw	***27.612***	***Kg/hr ≈***	***28.000 Kg/Hr***
Eficiencia térmica de la caldera	80%		
Necesidad energía para generar 22.696 Kg/hr de vapor		**20.653.776**	**Kcal**
Se consumirá toda la fibra y el 15% de la cascarilla			
Presión del vapor a la entrada de la Turbina	30	Bares Absolutos	
Temperatura Vapor a la entrada de la Turbina	300	ºC	
Demanda de vapor por Kw generado	19,5	Kgs de vapor / Kw generado	
Total vapor para generar 780 Kw	***15.210***	***Kg/hr ≈***	***18.000 Kg/Hr***
Eficiencia térmica de la caldera	80%		

Necesidad energía para generar 16.370 Kg/hr de vapor		**11.377.080**	**Kcal**
Se consumirá toda la fibra y el 35% de la cascarilla			
Presión del vapor a la entrada de la Turbina	30	Bares Absolutos	
Temperatura Vapor a la entrada de la Turbina	300	ºC	
Demanda de vapor por Kw generado	19.5	Kgs de vapor / Kw generado	
Total vapor para generar 1170 Kw	***22.815***	***Kg/hr ≈***	***24.000 Kg/Hr***
Eficiencia térmica de la caldera	80%		
Necesidad energía para generar 22.696 Kg/hr de vapor		**17.065.620**	**Kcal**
Se consumirá toda la fibra y el 15% de la cascarilla			

4.2 SISTEMA DE COGENERACIÓN CON BIOGAS[34] [35]

El biogás puede utilizarse como combustible en motores de combustión interna a gasolina o Diesel para transporte, transmisión mecánica o generación eléctrica. En aplicaciones rurales y a nivel industrial es más común el uso de motores Diesel por su resistencia y bajo costo de operación. Para introducir el biogás en la operación de un motor Diesel como parte del combustible se requiere de un dispositivo externo donde se mezcla con el aire, el cual debe estar conectado a la succión del motor; la mezcla Biogás – aire es succionada y comprimida en la cámara de combustión del motor y poco antes de alcanzar la máxima compresión el sistema de inyección atomiza dentro de la cámara la cantidad de ACPM requerida para producir la ignición; dicha cantidad varia con el diseño y operación del motor, pero puede restringirse hasta 20% del total consumido cuando solo se alimenta ACPM.

Producción promedia por tonelada de fruta procesada:

- Metano: 15 m3 / T

[34] CONIL, Philippe. Biogás con efluentes de palma. PIPOC 2009 Kuala Lumpur.

[35] http://rspo2013.com/wp-content/uploads/2013/08/juan-carlos-espinosa-sostenibilidad-ambiental-en-colombia.pdf

- Energía vendida o sustituida: 50 kWh o 15 litros de fuel-oil por tonelada de fruta
- Certificados emitidos: 0,22 CER / T

Los biodigestores para efluentes de palma pueden generar hasta 18 US$ de ingresos o economías anuales por tonelada de fruto procesado. Para la empresa en estudio se establece una matriz de decisiones para plan maestro de manejo de efluentes y residuos, como se muestra en la figura 20.

Figura 21. Matriz de decisión para el manejo de efluentes y residuos

4.2.1 REQUERIMIENTO DE LAGUNAS

Adecuación de un nuevo sistema de tratamiento teniendo en cuenta que el actual tiene un diseño hidráulico para una capacidad de procesamiento de 15 TRH con un caudal de efluente producido de 0,75 m^3 / Tonelada de fruto procesada.

El nuevo sistema requiere:

- Enfriamiento de efluentes
- Impermeabilización inferior de las lagunas y / o biodigestor
- Sistema de manejo interno de lodos entre las diferentes lagunas.
- Sistema de manejo de purgas de lodos.
- Medición y direccionamiento de caudales
- Instrumentación

Figura 22. Sistema de tratamiento actual

Para el diseño para la ampliación prevista para la planta de beneficio se toma como capacidad de diseño el escenario de 45 TRH y con operación de 16 horas en pico de producción[36]:

$$Q = CP \times HP \times R$$

[36] Boletín Técnico # 11. Manejo de efluentes de platas extractoras. Cenipalma. 1997

Q = Caudal de diseño en m3 / día.

CP = Capacidad máxima de procesamiento para la planta de beneficio

R = Relación de efluentes por tonelada procesada

Q = (45 t RFF / HORA) x (16 HORA / DIA) x (0,75 m3 / t RFF) = 540 m^3 / DIA

La DQO ponderada de los efluentes de clarificación, hidrociclones, esterilización es de 70000 mg/L, en pico de producción, en la tabla 25 se muestran los resultados obtenidos en los monitoreos realizado al sistema de tratamiento actual.

4.2.2 REQUERIIMIENTO DE BIOGAS

- Captación con carpa
- Succión con sopladores
- Conducción con tuberías.
- Filtración de H2S y H2O
- Sistema de seguridad
- Tea, para quemar el metano excedente
- Equipo para uso energético.
- Montaje eléctrico e instrumentación

Tabla 32 Resultados monitoreo vertimientos 2013

		2013											
		MARZO			MAYO			SEPTIEMBRE			DICIEMBRE		
	UNIDADES	ENTRADA	SALIDA	% EFICIENCIA	ENTRADA	SALIDA	% EFICIENCIA	ENTRADA	SALIDA	% EFICIENCIA	ENTRADA	SALIDA	% EFICIENCIA
DBO		18110	245.5	98.64%	21121.5	183.46	99.13%	22945	180.6	99.21%	16600	136.5	99.18%
DQO	(mg/l) O2	64866.5	2540	96.08%	29533.5	1970	93.33%	50950	1795	96.48%	41450	1195	97.12%
SST	(mg/l)	26462.5	507.5	98.08%	15125	240	98.41%	19625	570	97.10%	19375	242.5	98.75%
N	(mg/L) N	759.2	86.8	88.57%	609	344.4	43.45%	612.5	208.6	65.94%	896	241.5	73.05%
P	(mg/L) P	<0,1	1.47		1.32	0.77		1.86	2.79		32.76	27.88	
PH		5	7.81		5	7.77		5	7.76		5	7.79	
CAUDAL	(l/s)	5.69	5.46		4.16	2.92		4.6	2.78		3.92	4.36	

Con el fin de disminuir los costos de inversión con el aprovechamiento de las lagunas como biodigestores de bajo costo, con altos tiempos de retención hidráulica. En este caso para captar el biogás, se procede a la carpada de dichas lagunas, o sea su recubrimiento

superior con geo membranas de plástico impermeables al gas, y resistentes al medio y a los UV.

Para evitar problemas de corrosión en el generador eléctrico, se puede disponer de un filtro químico que remueve hasta el 60 % de H_2S presente en el biogás. El efluente tratado se puede utilizar como abono orgánico distribuyéndolo sobre alguna plantación cercana con un sistema de riego. Los lodos de fondo que se purgan de los biodigestores, se disponen en lechos de secado para reducir su contenido de humedad, para luego distribuirse manualmente sobre las plantaciones como bioabono.

Figura 23. Sistema de biogás en HONDURAS[37]

4.2.3 CALCULOS DE DISEÑO

Tabla 33 Cálculos de diseño.

CARACTERISTICAS	CALCULOS	UNIDADES	VALOR
PLANTA DE BENEFICIO			
Capacidad de extracción		T RFF día	720
Tiempo de operación promedio		Horas	16
Efluente producido		m3 / día	540

[37] GARCIA, M. GARCIA, Jesús. DAS K.C. Revisión del concepto biorefinería y oportunidades en el sector palmero. Palmas Vol. 28, Tomo 1. 2007

Efluente producido por T de RFF	(540 m3/ dia)/ (720 T RFF / dia)	m3 / T RFF	0.75
SISTEMA DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES			
DQO ponderada		kg / m3	70
Carga orgánica (CO)	(540 m3/ dia)*(70 kg DQO / m3)	kg DQO/ dia	37800
Tiempo de retención Hidráulica (TRH)		dia	20
Volumen de la laguna (V)	(20 dia)*(540 m3/dia)	m3	9000
GENERACION DE BIOGAS			
Producción esperada de metano	15 m3 / T RFF	m3 CH4	675
Producción esperada de biogás	20 m3 / T RFF	m3 Biogás	900
GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA			
Generación probable de energía	39.4 kw / T RFF	Kwh	1773
Demanda del proceso		Kwh	1170
Excedente de generación		Kwh	603

4.3 CRITERIOS TECNICOS PARA LA SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA

- La empresa teniendo en cuenta que los excedentes de energía que se pueden generar no superan los 2 MW, no considera prudente ni técnica, ni económicamente invertir en estos momentos en una tecnología para generar estos excedentes.
- La normativa y las políticas regulatorias para planta menores generadoras de energía son muy incipiente en Colombia.
- La tecnología de las plantas generadores con biomasa en el sector palmero es tradicional y se conocen sus fortalezas y debilidades técnicas.
- En ninguna alternativa el resultado de los efluentes después de tratados podrán enviarse a una descarga fija, teniendo en cuenta el decreto que está en estudio actualmente en el Ministerio del Medio Ambiente. Por esto la empresa revisando las posibles alternativas tecnológicas diseña el siguiente programa de acción:
    - Implementar un programa de buenas prácticas con el fin de disminuir el consumo de agua en el proceso de extracción y así disminuir sus efluentes.
    - Implementar una política de cero vertimientos.

- Para lograr el punto anterior se establece dos propuestas: 1. Desarrollar un programa de compostaje para mejorar la productividad de los cultivos de los proveedores actuales; 2. Reutilizar los efluentes en diferentes puntos del proceso.

5. ESTUDIO FINANCIERO DEL PROYECTO

5.1 GENERACIÓN DE ENERGIA CON BIOMASA

5.1.1 INVERSION

Consideraciones técnicas y estratégicas para la compra del sistema de generación de vapor:

- Sistema de mitigación que se selecciona debe ser el apropiado para la temperatura de salida de los gases y que cumpla con los estándares establecidos por la regulación ambiental existente.

- Por su eficiencia energética como se observa en la tabla 31, se selecciona para el estudio una caldera con presión de diseño de 33 bar y operación 30 bares.

- Para el estudio financiero solo se analiza el adicional o diferencia que existe entre una caldera de 18 toneladas para generar el vapor saturado necesario para una capacidad de procesamiento de 45 TRH y otra caldera de 24 toneladas de vapor sobre calentado, que además de suplir los requerimientos de vapor del proceso, se puede abastecer los requerimientos de vapor de una turbina de generación de energía.

Tabla 34. Inversión en calderas

ESCENARIO	ESPACIO DEL SISTEMA EN AREA	INVERSION	CRECIMIENTO
Inversión de una caldera de 18 toneladas vapor hora + inversión en un sistema de mitigación para las caldera actuales	El área actual + 800 m2	5.2 + 1.5 mil millones de pesos	30 TRH
			45 TRH
		3.5 mil millones de pesos	60 TRH

Inversión de una caldera de 24 toneladas vapor hora + inversión en un sistema de mitigación para las caldera actuales	El área actual + 800 m2	7.2 + 1.5 mil millones de pesos	30 TRH
			45 TRH
			60 TRH

En la tabla 34, se describe los requerimientos técnicos y el costo total de un proyecto de generación de vapor con los dos escenarios. Con esta información, además teniendo en cuenta que se tiene una limitante en espacio físico en las instalaciones actuales y que por estrategia gerencial se requiere dejar la posibilidad de llegar años más adelante a una capacidad de procesamiento de 60 TRH, se decide tomar la alternativa para evaluar este proyecto con la opción 2.

Consideraciones técnicas y estratégicas para la compra del sistema de generación de energía:

- Flexibilidad de operación, inicialmente a 780 kwh y tres años después a 1170 kwh, según el crecimiento establecido por la empresa.
- Respaldo técnico y de reconocimiento en el sector.
- De menor consumo de vapor por kilovatio generado, para disminuir los excedente de vapor.

Tabla 35 Inversiones para el proyecto

	EMPRESA 1	EMPRESA 2	SIN PROYECTO
CALDERA	25 TONELADAS	24 TONELADAS	18 TONELDAS
PRESION	31 BARES	31 BARES	100 PSIG
TEMPERATURA	300 °C	300 °C	VAPOR SATURADO
VOLTAJE DE OPERACON	440	440	440
COMPONENTES DE LA COTIZACION			
DESAIREADOR CON VALVULA DE SEGURIDAD CON AISLAMIENTO Y SOPORTERIA Y ESTRUCTURA	OK	OK	NO
BOMBAS DOSIFICADORA DE QUIMICOS	2	NO	NO
SUPERHEAT	VALVULA AUTOMATIC	SEPARADOR DE GOTA	NO
PURGA CONTINUA	OK	OK	OK
BOMBAS MULTIETAPA CENTRIFUA PARA ALIMENTACION	2	1	2

VENTILADORES	4	4	4
TRANSPORTADOR DE ALIMENTACIÓN DE 900 MM DE DIAMTRO PASO CORTO CON VARIADOR DE FRECUENCIA	OK	NO	OK
PARRILLA	RECIPROCANTE	VIAJERA	VIAJERA
SISTEMA EVACUACION DE CENIZA	REDLER	TONILLO SINFÍN	TONILLO SINFÍN
SOPLAR DE VAPOR LIMPIADOR DE TUBERIA	NO AUTOMATIC	NO	NO
REPUESTOS	POR UN AÑO	NO	NO
CHIMENENA	NO	SI	SI
MULTICICLON CON EXCLUSA	SI	SI	SI
PLATAFORMA, ESTRUCTURA Y ESCALERAS CUMPLIENDO OHSAS	SI	SI	SI
VALVULAS DE SEGURIDAD	3	LAS NECESARIAS UBICADA A CERO METROS	LAS NECESARIAS UBICADA A CERO METROS
PURGAS DE FONDO	MANUALES	MANUALES	MANUALES
ECNOMIZADOR	OK	OK	NO
COMPRESOR, ACTUDORES Y SONELOIDES	OK		NO
TABLERO DE CONTROL Y POTENCIA	OK	OK	OK
VALVULA PRINCIPAL DE VAPOR	OK		OK
FALTANTE	EXCLUSAS		
UBICACIÓN	PUERTO DE COLOMBIA	BOGOTA	BOGOTA
COSTO DE LA INVERSION	**$2,722,500**	**$3,018,870**	**$1,905,100**
COSTO DEL MONTAJE	**$1,100,000**	**$467,300**	**$421,200**
INVERSIONES ADICIONALES			
GRUAS, HOSPEDAJES, ALIMENTACION, TRASLADO		$500,000	$250,000
VALVULAS Y SINFINES	$250,000	$250,000	$4125,000
OBRA CIVIL	$800,000	$800,000	$400,000
GENERADOR	$440,000	$440,000	
SISTEMA DE MITIGACION	$1,500,000	$1,500,000	$527,400
MONTAJES E IMPREVISTOS	$291,000	$291,000	
	$ 7,103,500	**$ 7,267,170**	**$ 3,628,700**

5.1.2 COSTOS DE OPERACIÓN

Tabla 36 Variables a tener en cuenta

VARIABLE	ANALISIS
-Costo por tratamiento de agua adicional	$ 600 por m3 de agua tratada, este es un costo fijo adicional debido a las consideraciones del vapor para generar.
-Costo de compra de energía de la red cuando no se cogenera	Cuando la planta no está operando se hace necesario consumir energía de la red para un consumo mínimo hora de 50 Kwh, además para el arranque y parada de planta debo consumir energía de la red.
-Costos de Mantenimiento	Se realiza una revisión con los proveedores y se toma como valor fijo el 10% de la inversión.
-Intereses Crédito	La empresa realizo un estudio con diferentes entidades financieras. El préstamo se adquiere a 4 años al DTF +2
-Depreciación	La empresa dispone como valor de salvamento el 20% y el resto de la inversión en activos fijos lo deprecia a 10 años
-Costo de capital (WACC)	La empresa no ha determinado este valor, se establece un WACC inicial igual ó superior a valor del interés del crédito
-Crecimiento en hectáreas productivas	La empresa evalúa tres escenarios: sin crecimiento, con crecimiento de 3000 hectáreas acelerado a tres años y con crecimiento de 3000 hectáreas a 6 años
-Crédito	Se evalúan tres escenarios: sin crédito, con crédito del 100% y con crédito al 50%

5.2 GENERACIÓN DE ENERGIA CON BIOGAS

Consideraciones técnicas y estratégicas para la compra equipos:

- Para producir biogás y/o metano es necesario construir unas nuevas piscinas anaeróbica con las condiciones técnicas apropiadas para remoción de lodos.
- La laguna anaeróbica debe cubrirse totalmente y sellarse herméticamente con geo textiles en PVC para captar y almacenar allí el mismo biogás.
- Líneas de conducción del biogás deben ir enterradas o recubiertas para evitar el deterioro de la luz solar, válvulas en acero inoxidable, trapa de vapor para conducir el biogás al sistema de limpieza y luego al generador eléctrico.
- La antorcha o tea de biogás tiene la tarea de quemar el exceso de biogás, teniendo en cuenta que la capacidad de generar energía eléctrica es mayor al

porcentaje de biogás producido, ó cuando el porcentaje de metano en el biogás producido sea menor al 50%, debe ser capaz de quemar hasta 800 m3/h de biogás con un porcentaje mínimo de 35% de contenido de metano. Esta antorcha o tea debe operar con bajo un riguroso mantenimiento y según las normas técnicas de seguridad de explosión.

- Lecho poroso sellado herméticamente para que el sulfuro de hidrógeno se deposite sobre la superficie de relleno. Se debe diseñar para una capacidad de 800 m3 / h de biogás que reduce la concentración de este gas a los nivel de concentración permitidos para la operación del equipo de generación de energía.
- Refrigerador – secadora y compresor de biogás, estos equipos tienen la finalidad de proteger y operar de manera eficiente el generado, para esto se debe reducir el contenido de agua y una presión de por lo menos 250 mbar.
- El generador de energía eléctrica seleccionado es un motor de ciclo Otto para gas modificado con una capacidad nominal de 1500 kW con una eficiencia de por lo menos el 33%.

Figura 24 Generación de energía eléctrica a partir del biogás

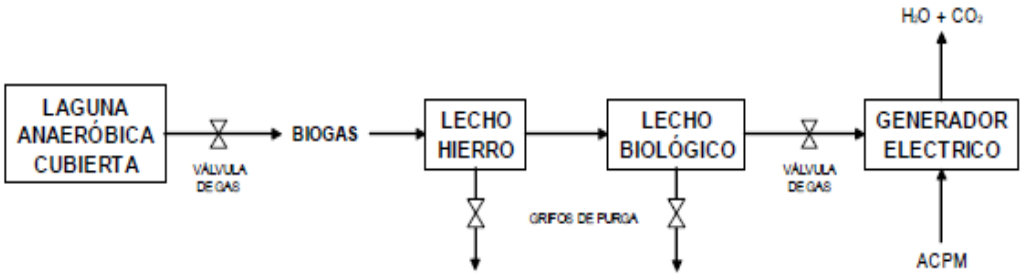


Tabla 37. Inversión llave en mano para biodigestor 25 m3/ h de efluente

	Descripción	Vida Útil (años)	Costo de la inversión
	PREPARACIÓN DE TERRENO		$ 4,200,000,000.00
1	Excavación de Lagunas	20	
2	Movimiento de tierras	20	
	INSTALACION DE MAQUINARIA Y EQUIPOS		
3	Membrana de suelo laguna anaeróbica	10	
4	Membrana de gas laguna anaeróbica	5	
5	Canales y tubería efluentes con válvulas	10	

6	Bomba de sustrato	10	
7	Bomba de efluentes	10	
8	Bomba para recirculación	10	
9	Tubería para el biogás	10	
10	Equipo de análisis en línea	10	
11	Válvula de seguridad	10	
12	Antorcha de gas	10	
13	Puesta en marcha		
15	Transporte de equipos		

Tabla 38. Inversión llave en mano para la generación de 1170 Kwh

	Descripción	Vida Útil (años)	Costo de la inversión (U$ / 1 MW generado)
	INSTALACION DE MAQUINARIA Y EQUIPOS		
1	Desulfuricador	10	
2	Compresor	10	
3	Sistema de Refrigeración	10	
4	Sistema de Condensación de gas	10	
5	Generador de biogás de 1500 Kw	10	950.000
6	Controles electrónicos	10	
7	Instalaciones eléctricas	10	
8	Instalaciones adicionales	10	
9	Transporte de equipos		
10	Puesta en Marcha, capacitación y otros		

Es importante tener en cuenta que como son tecnologías importadas y de poco conocimiento en Colombia, se realiza las cotizaciones llave en mano con empresas de amplia experiencia en estas tecnologías.

- La inversión para la generación de 1170 Kw/h, según lo cotizado con varios proveedores es de $ 2.632.500.000 a precios de hoy.
- Es necesario comprar una caldera para la capacidad final del proyecto para producir el vapor saturado. Según la tabla 35 el costo de esta caldera para la capacidad final de procesamiento es de $ 3.628.700.000 a precios de hoy.

Tabla 39. Costo de operación de un sistema de generación con Biogás

	DESCRIPICION COSTOS DE PRODUCCIÓN	Costo anual
1	Técnico supervisor eléctrico	$350 / kwh generado
2	Tecnólogo y coordinador	
3	Mantenimiento sistema de tratamiento (10% de la inversión)	
4	Mantenimiento sistema de generación (10% de la inversión)	
5	Repuestos y Fungibles	
6	Análisis de laboratorio	
7	Consumo de energía eléctrica (20% del consumo total)	
8	Imprevisto	

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS PROYECTOS

Para llevar a cabo la evaluación financiera del proyecto se realizó el cálculo de la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto (VPN) y SWICHING VALUE teniendo en cuenta los datos descritos anteriormente para el estudio. En base a los resultados obtenidos se procedió a determinar la viabilidad económica del proyecto. Esta se realizó después de analizar tres aspectos fundamentales como lo es el proyecto sin financiación, con financiación hasta un 50% y con una financiación al 100%. Esta financiación se evaluó con la tasa de interés a la cual una entidad financiera le presta a la empresa en estudio, la cual es el DTF + 2 (5.7%)

5.3.1 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. Por lo tanto la TIR representa la tasa de interés más alta que un inversionista podrá pagar sin perder dinero. Teniendo en cuenta que la tasa se iguala a la suma de los ingresos actualizados, con la suma de los

egresos actualizados, también se puede decir que es la tasa de interés que hace el VPN del proyecto se iguale a cero.[38]

Tabla 40. Tasa Interna de Retorno PROYECTO CON BIOGAS

TIR	
SIN PRESTAMO	**CON PRESTAMO AL 100%**
4,32%	4,68%

Se observa en la tabla anterior que el proyecto con Biogás, genera una tasa interna de retorno de 4,32% sin crédito y con crédito al 100% es de 4,68%.

Desde el punto de vista de rentabilidad, se podría decir que el proyecto no es viable pues presenta un margen por debajo al dado para este proyecto el cual es de 5,7%, por lo tanto no es favorable para la empresa al realizar el proyecto.

Tabla 41. Tasa interna de retorno PROYECTO CON BIOMASA

TIR		
SIN PRESTAMO	**CON PRESTAMO AL 50%**	**CON PRESTAMO AL 100%**
13,27%	16,20%	23,93%

Se puede observar en la tabla anterior que el proyecto con Biomasa, genera una tasa interna de retorno de 13,27% sin crédito, tomando un crédito del 50% es 16,20% y con crédito al 100% es de 23,93%.

Desde el punto de vista de rentabilidad, se podría decir que el proyecto puede ser viable pues presenta un margen por encima al dado para este proyecto en sus tres análisis,

[38]PREPARACION Y EVALUACION DE PROYECTOS. Quinta edición. SAPAG Y SAPAG Pag. 323

siendo más favorable para la empresa al realizar el proyecto utilizando un 100% de financiación para la inversión.

5.3.2 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente neto es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo, consiste en traer el flujo de caja del proyecto al punto cero y permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero el cual es maximizar la inversión. Si la VPN es positivo, el proyecto es rentable, si es negativo significa que el proyecto no es rentable y si es igual a cero, la inversión no modifica los ingresos de la empresa.

Tabla 42. Valor Presente Neto PROYECTO CON BIOGAS

VPN	
SIN PRESTAMO	**CON PRESTAMO AL 100%**
$ (506.558.066,52)	**$ (212.135.119,33)**

Se observa en la tabla anterior que el proyecto de generación con Biogás no es rentable, ya que teniendo en cuenta las condiciones planteadas anteriormente para el proyecto, el valor presente neto es negativo en sus dos análisis (sin préstamo y con préstamo al 100%), en un periodo de análisis de 10 años, lo que significa que no se recuperara la inversión en el periodo trazado.

Tabla 43.Valor presente neto PROYECTO CON BIOMASA

VPN		
SIN PRESTAMO	**CON PRESTAMO AL 50%**	**CON PRESTAMO AL 100%**
1.917.895.424,14	**$ 2.010.113.638,43**	**$ 2.102.331.852,71**

Se puede observar de la tabla anterior que desde el punto de vista de la recuperación de la inversión, para la proyección financiera, la inversión del proyecto con biomasa se

recupera en la vida útil del proyecto en sus tres análisis, ya que el valor de VPN es mayor a cero, siendo mayor el obtenido en el proyecto con préstamo al 100%.

Tabla 44. Resultado obtenido de los proyectos en estudio.

		PROYECTO 1. BIOGAS	PROYECTO 2. BIOMASA
TIR	SIN PRESTAMO	4,32%	13,27%
	CON PRESTAMO AL 50%	4,52%	16,20%
	CON PRESTAMO AL 100%	4,68%	23,93%
VPN	SIN PRESTAMO	-$ 506.558.066,52	$ 1.917.895.424,14
	CON PRESTAMO AL 50%	-$304.049.312,29	$2.010.113.638,43
	CON PRESTAMO AL 100%	-$ 212.135.119,33	$2.102.331.852,71

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se recomienda el proyecto 2 con biomasa, ya que cumple con el RMA planteado y genera un VPN positivo.

5.4 SENSIBILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO DE GENERACION CON BIOMASA

5.4.1 ANALISIS DEL RENDIMIENTO MINIMO ATRACTIVO (RMA) PARA LOS TRES CASOS

La empresa ha considerado que el WACC del proyecto es DTF+2 puntos equivalente a 5,7%, siendo igual a la tasa pactada por la entidad bancaria para el desarrollo de la financiación. Teniendo en cuanta el valor considerado del RMA se analiza los tres casos considerando los resultados obtenidos en la TIR y VPN.

Los resultados obtenidos en el Flujo de Caja Neto se expresan a continuación para el proyecto en estudio teniendo como base de análisis el WACC de 5,7%.

Tabla 45. VPN para para RMA propuesto

RMA	SIN CREDITO	CON CREDITO AL 50%	CON CREDITO AL 100%
5,70%	$1.917.895.424,14	$2.010.113.638,43	$2.102.331.852,71

Teniendo en cuenta estos resultados, se analiza el SWITCHING VALUE, para cada condición del proyecto. Por lo tanto se tiene en cuenta cual es el valor máximo para el RMA de cada condicional del proyecto (sin crédito, con crédito al 50% y con crédito al 100%) que haga cero el VPN, como se muestra a continuación.

Tabla 46. WACC para VPN = 0

VALOR MAXIMO DE WACC VPN=0			
	SIN CREDITO	**CON CREDITO AL 50%**	**CON CREDITO AL 100%**
RMA	13,27%	16,20%	23,9%

Como se ve en la tabla anterior el rendimiento mínimo atractivo que hace al VPN igual a cero es superior en los tres casos al pactado por la empresa (RMA= 5,7%). Esto significa que el proyecto lograra obtener un rendimiento superior al esperado.

5.4.2 TASA DE INDIFERENCIA

Al analizar el proyecto en sus tres consideraciones e igualando sus respectivos VPN como se muestra en el anexo D, obtenemos LA TASA DE INDIFERENCIA, la cual es la tasa en la que se igualan los valores presentes netos del proyecto, como se muestra en la siguiente tabla.

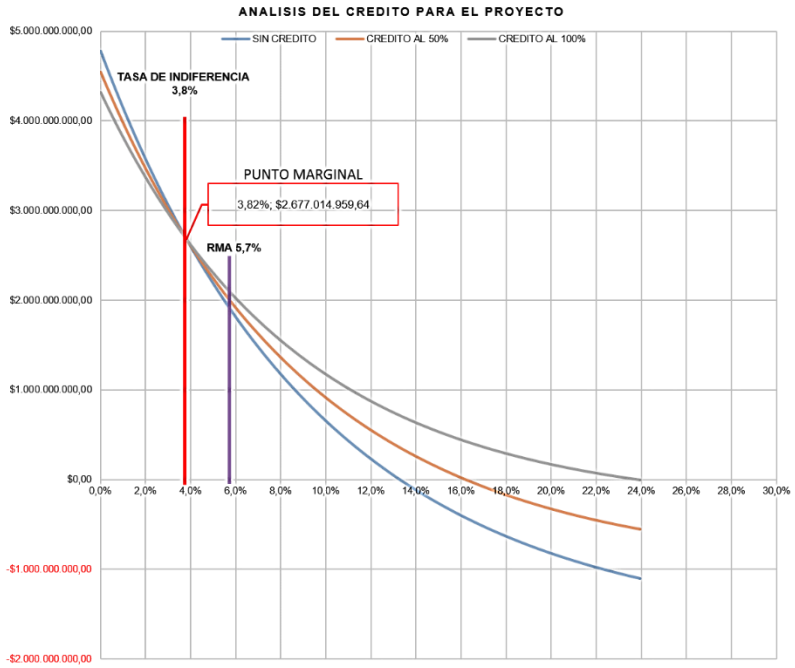
Tabla 47. Tasa de indiferencia

	RMA	SIN CREDITO	CON CREDITO AL 50%	CON CREDITO AL 100%
PROPUESTO POR LA EMPRESA	5,70%	$1.917.895.424,1	$2.010.113.638,43	$2.102.331.852,71
TASA DE INDIFERENCIA	3,82%	$2.677.014.959,6	$2.677.014.959,64	$2.677.014.959,64

Para lograr un mejor análisis se graficó los datos de VPN obtenidos, el RMA propuesto para el proyecto y la Tasa de Indiferencia. Como se aprecia en el siguiente gráfico, los tres casos se encuentran en el Punto Marginal (3,8%), por lo tanto quiere decir que al tomar como guía el punto marginal hacia la izquierda se puede entender que para tasas

que estén por debajo de 3,8%, el proyecto sin crédito va a obtener mayor VPN, pero para las tasas que sean mayores a 3,8% (Punto marginal hacia la derecha), el proyecto con crédito al 100% es el que va a obtener mayor VPN. Ahora teniendo en cuenta que el RMA que la empresa plantea para este proyecto es de 5,7% el cual es mayor a la tasa de indiferencia, es la razón por la que se escoge el proyecto con mayor VPN a la derecha del punto marginal, ya que se debe garantizar el RMA planteado. Por lo tanto el proyecto a realizar para esta empresa es con financiación en 100% de la inversión.

Figura 25. Análisis del crédito para el proyecto



Fuente. Autor

5.4.3 ANALISIS DEL PAYBACK O PERIODO DE RECUPERACIÓN

El periodo de recuperación, es el número de años que la organización tarda en recuperar la inversión en un proyecto determinado y así poder medir la viabilidad del mismo.

El periodo de recuperación basa sus fundamentos en la cantidad de tiempo que debe utilizarse para recuperar la inversión. Esta evaluación selecciona aquellos proyectos mutuamente excluyentes cuyo beneficio permite recuperar más rápidamente la inversión,

es decir, cuanto más corto sea el periodo de recuperación de la inversión mejor será el proyecto, o, bien la decisión de invertir se toma comparando este periodo de recuperación con algún estándar predeterminado.[39]

Para este análisis tomamos los tres escenarios sin crédito, con crédito de 50% inversión y con crédito al 100% de la inversión. Al igual tenemos en cuenta el flujo de caja acumulado obtenido en cada caso descontado del RMA como se muestra a continuación.

Tabla 48. ANALISIS PAYBACK

	Año	FNC acumulado Descontado al RMA con préstamo al 100%	FNC acumulado Descontado al RMA sin préstamo	FNC acumulado Descontado al RMA con préstamo al 50%
Período Montaje	0	$ -	-$1.186.125.827,81	-$593.062.913,91
	1	-$42.855.388,23	-$3.839.728.560,96	-$1.941.291.974,60
Periodo de operación	2	-$540.969.217,77	-$3.381.214.309,68	-$1.961.091.763,72
	3	-$947.790.505,30	-$2.868.398.714,26	-$1.908.094.609,78
	4	-$1.305.822.266,93	-$2.341.789.995,86	-$1.823.806.131,40
	5	-$1.617.999.171,47	-$1.802.435.600,03	-$1.710.217.385,75
	6	-$1.042.126.557,10	-$1.226.562.985,67	-$1.134.344.771,38
	7	-$432.632.672,28	-$617.069.100,84	-$524.850.886,56
	8	$181.091.995,69	-$3.344.432,88	$88.873.781,40
	9	$764.585.995,42	$580.149.566,85	$672.367.781,13
	10	$1.312.347.543,26	$1.127.911.114,69	$1.220.129.328,97
	11	$2.102.331.852,71	$1.917.895.424,14	$2.010.113.638,43
Periodo de Recuperación		**6**	**7**	**6**
Máximo Endeudamiento		**$5.836.469.171,47**	**$3.839.728.560,96**	**$4.070.326.764,72**

Se puede apreciar que en el proyecto sin financiación la recuperación de la inversión tardara siete años (7 años), mientras que en los casos donde se aplica financiación en la inversión el periodo de recuperación es de seis años (6 años), pero el endeudamiento es más alto cuando el proyecto es financiado en su totalidad. Por lo tanto aunque sea mayor el endeudamiento es mejor para este proyecto ser financiado en su totalidad por la alta inversión que requiere.

[39] Dgplades.salud.gob.mx Periodo de recuperación payback.pdf. 2010

5.4.4 SENSIBILIDAD PARA EL PRECIO DE LA ENERGÍA

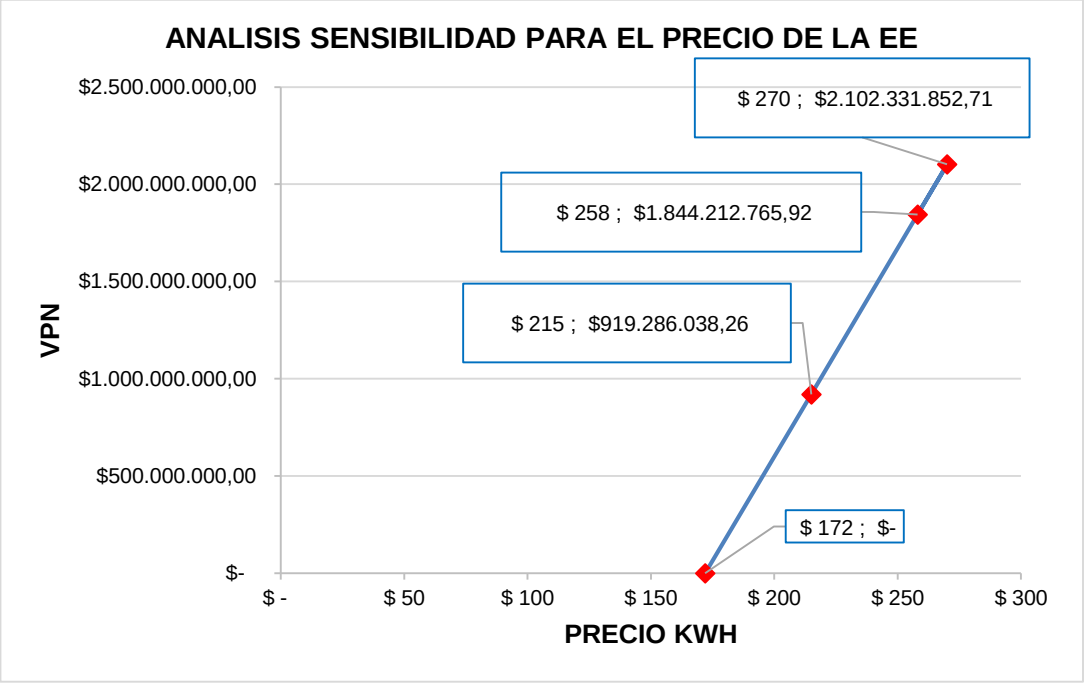
En este caso se analiza, en el proyecto con financiación del 100%, la variación en el precio de la energía eléctrica por kwh, teniendo en cuenta que el consumo disminuirá para el proceso pero se debe tener una interconexión para poder garantizar el buen funcionamiento de la cogeneración y las operaciones propias de la organización.

Se evalúo teniendo en cuenta el costo del kwh para conexión a 34.5 KVA en caso futuro la empresa opte por esta conexión, el cual es de $215 kwh, al igual se tiene en cuenta el costo promedio de energía durante el último periodo $258 kwh y el utilizado para la realización de este proyecto que equivale a $270 kwh, el cual equivale al costo máximo de la energía en los últimos dos años.

Tabla 49. SENSIBILIDAD EN EL PRECIO DE LA ENERGIA ELECTRICA.

SENSIBILIDAD PARA EL PRECIO DE LA ENERGIA ELECTRICA				
VALOR	PRECIO KWH	PROBABIL.	TIR	VPN
Más probable	$ 258	X	21,5%	$1.844.212.765,92
Más Alto	$ 270	Y	23,93%	$2.102.331.852,71
Más Bajo	$ 215	Z	13,37%	$919.286.038,26
Switching value	$ 172	Cero	5,7%	$0

Figura 26. Análisis de sensibilidad para el precio de la energía eléctrica



Se observa en la tabla y el grafico anterior que la probabilidad del switching value es CERO dado que el valor de la variable en el switching value (VPN = 0) es $190 kwh el cual está por fuera del rango señalado entre $215 kwh y $270 kwh para la variación en los costos del kwh (más bajo, más probable y más alto).

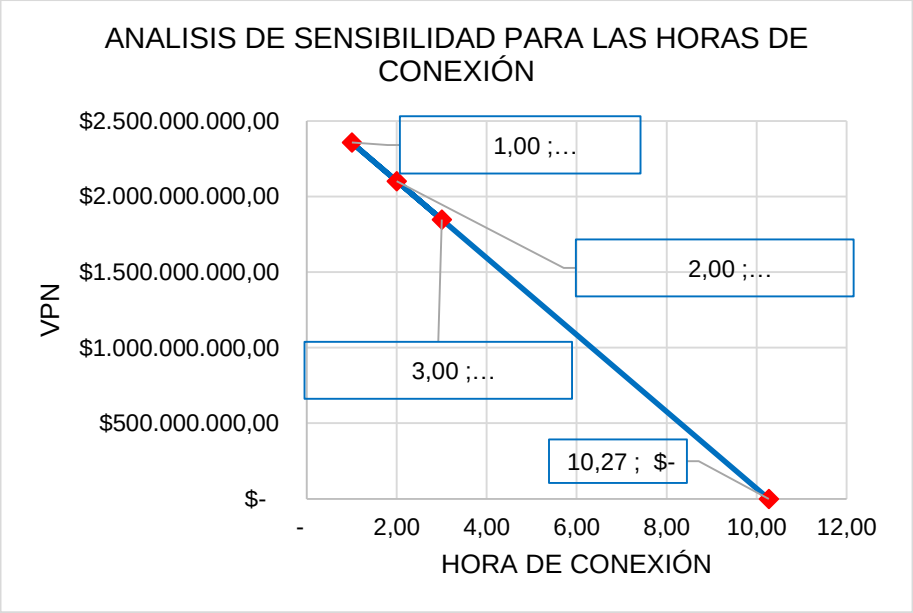
5.4.5 SENSIBILIDAD PARA EL TIEMPO EN HORAS DE CONEXIÓN A LA RED

Es necesario mantener la conexión a la red para poder dar inicio y fin al generador que se instalara para el proyecto. Teniendo en cuenta el protocolo de iniciación es necesario mantener dos horas al día la conexiona a la red, una hora al encendido y una hora al finalizar el proceso, por lo tanto se analizó una variación del tiempo utilizando una hora diaria y tres horas día.

Tabla 50. Sensibilidad para el tiempo en horas de conexión a la red

SENSIBILIDAD PARA EL TIEMPO EN HORAS DE CONEXIÓN A LA RED				
VALOR	HORAS	PROBABIL.	TIR	VPN
Más probable	2,00	X	23,93%	$ 2.102.331.852,71
Más Alto	3,00	Y	21,48%	$ 1.848.065.280,98
Más Bajo	1,00	Z	26,5%	$ 2.356.598.424,44
Switching value	10,27	Cero	5,7%	$ -

Figura 27. Análisis de sensibilidad para las horas de conexión



Se observa en el análisis que al disminuir el tiempo de conexión a la red para dar inicio y fin al generador aumenta el VPN, al igual la probabilidad del switching value es CERO dado que el valor de la variable en el switching value (VPN = 0) es 10,27 horas el cual está por fuera del rango señalado entre 1 y 3 horas. Por lo tanto es indispensable reducir el tiempo de conexión a la red para aumentar la rentabilidad del proyecto.

5.4.6 SENSIBILIDAD PARA EL CRECIMIENTO DE LAS HECTAREAS CULTIVADAS

En análisis anteriores se señaló que el plan con financiación en el 100% de la inversión es el más óptimo para el desarrollo de este proyecto, por lo tanto el análisis de sensibilidad del crecimiento de las hectáreas cultivadas se realiza teniendo en cuenta esta elección.

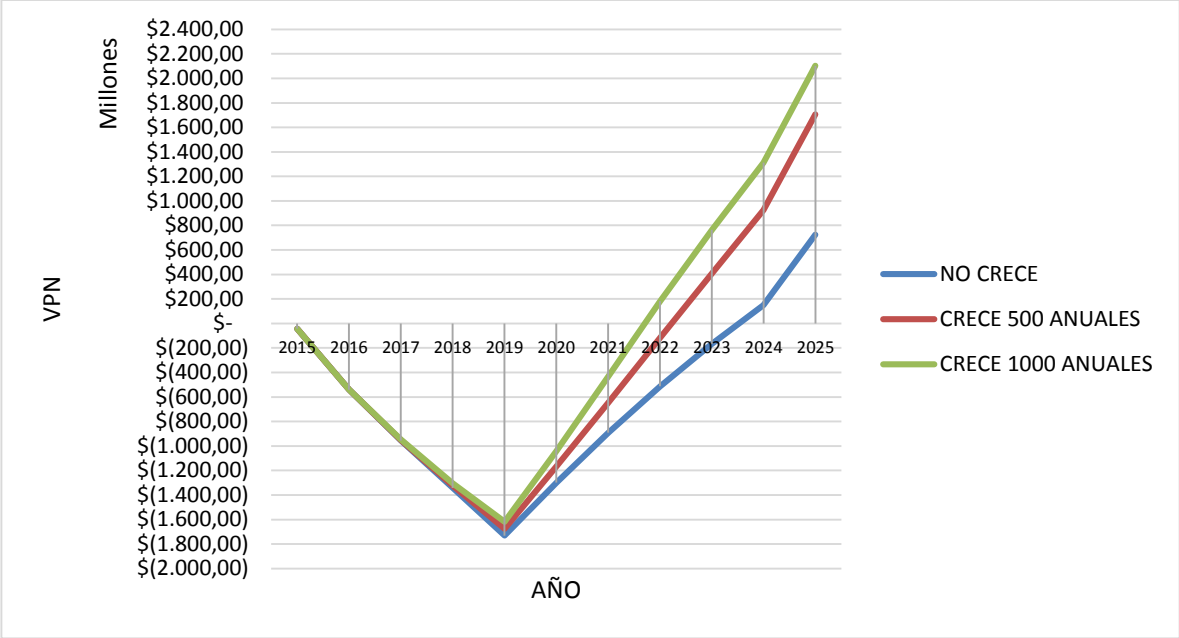
El proyecto está planteado con un crecimiento a 3000 hectáreas cultivadas las cuales fueron proyectadas a partir del año 2015 con un crecimiento acelerado de 1000 hectáreas anuales hasta el año 2017. Por lo tanto se analiza un crecimiento nulo y un crecimiento constante de 500 hectáreas a partir del año 2015 hasta el año 2020 en donde alcanzara 3000 hectáreas.

Tabla 51. Análisis para incremento en hectáreas cultivadas.

AÑO	NO CRECE	CRECE 500 ANUALES HASTA 3000	CRECE 1000 ANUALES HASTA 3000
2014	$ -	$ -	$ -
2015	$ (42.855.388,23)	$ (42.855.388,23)	$ (42.855.388,23)
2016	$ (540.969.217,77)	$ (540.969.217,77)	$ (540.969.217,77)
2017	$ (955.326.523,89)	$ (951.558.514,59)	$ (947.790.505,30)
2018	$ (1.341.876.804,32)	$ (1.323.849.535,63)	$ (1.305.822.266,93)
2019	$ (1.731.623.000,77)	$ (1.674.811.086,12)	$ (1.617.999.171,47)
2020	$ (1.299.332.227,37)	$ (1.167.538.684,66)	$ (1.042.126.557,10)
2021	$ (892.087.545,64)	$ (647.094.822,09)	$ (432.632.672,28)
2022	$ (512.543.459,92)	$ (117.618.046,52)	$ 181.091.995,69
2023	$ (166.812.702,19)	$ 407.786.070,22	$ 764.585.995,42
2024	$ 150.894.964,81	$ 926.151.844,40	$ 1.312.347.543,26
2025	$ 723.231.326,45	$ 1.706.462.911,73	$ 2.102.331.852,71
VPN	$ 723.231.326,45	$ 1.706.462.911,73	$ 2.102.331.852,71
TIR	13,07%	20,71%	23,93%

Utilizando el FNC acumulado descontado a RMA del proyecto con financiación al 100% de la inversión, se analizó el comportamiento para los tres casos propuesto anteriormente con respecto al crecimiento de las hectáreas cultivadas, el cual arroja que al mantener las actuales hectáreas cultivadas, la inversión se recuperaría en 8 años y la VPN será de $ 723.231.326,45, sin embargo al aumentar las hectáreas en 500 anuales durante 6 años, la inversión del proyecto se recupera en 7 años y reduce el VPN a $1.706.462.911,73. Por lo tanto teniendo en cuenta el plan propuesto inicialmente de aumentar 1000 hectáreas anuales durante tres años la inversión se recuperara en 6 años y aumentara el VPN como se muestra en la siguiente figura.

Figura 28. Grafica de VPN vs Año



Fuente. Autores

CONCLUSIONES

Basado en los análisis realizados en el proyecto, se concluye los siguientes aspectos:

- Comparando los proyectos en TIR y VPN, el proyecto más rentable para la empresa es el generado con biomasa, las razones por las cuales que el proyecto de generación con biogás no es rentable es porque su inversión inicial es superior en un 38% al proyecto de cogeneración con biomasa. Los costó de administración, operación y mantenimiento del proyecto de biogás son superiores en un 50%, a los del proyecto con biomasa.

- Se puede apreciar que en el proyecto sin financiación la recuperación de la inversión tardara siete años (7 años), mientras que en los casos donde se aplica financiación en la inversión el periodo de recuperación es de seis años (6 años), pero el endeudamiento es más alto cuando el proyecto es financiado en su totalidad. Por lo tanto aunque sea mayor el endeudamiento es mejor para este proyecto ser financiado en su totalidad por la alta inversión que requiere.

- La conexión a la red es necesaria para el óptimo desempeño del sistema de generación, por lo tanto manteniendo el consumo en dos horas día al precio establecido de $ 270 kwh como planteamiento del proyecto hace rentable su análisis. El proyecto dejaría de ser rentable al disminuir el precio del kwh en $190, lo cual significa que existe un gran margen de precio en el cual el proyecto es viable.

- Las hectáreas cultivadas pueden mantenerse durante el periodo del proyecto ocasionando una disminución en la rentabilidad del proyecto, pero si aumenta la proyección de hectáreas a cultivar la rentabilidad del proyecto va a ser mayor. La velocidad de crecimiento de las hectáreas cultivadas hace que aumente el factor de utilización de la planta, con lo cual se logra una mayor rentabilidad del proyecto. A mayor utilización de la planta más rápido es la recuperación de la inversión.

BIBLIOGRAFIA

[1], [7], [11] García, Jesús. García, M. Das, K.C. Revisión del concepto de biorefinería y oportunidades en el sector palmero. Revista Palmas Vol. 28, 2007.

[2] http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/perspectives.cfm

[3] Chum, Helena. Special Report on Renewable, Chapter 2 Bioenergy. 2011

[4] EIA (2010). "International Energy Outlook 2010", EIA/DOE, Estados Unidos

[5] Schubert, R., et al. (2009) "Future Bioenergy and sustainable Land Use". Earthscan.

[6] IPCC (2011). "Special Report Renewable Energy Sources: Summary for Policy Makers".

[8] WANBECK, Noel. Sinopsis del proceso de la palma de aceite. FEDEPALMA.

[9], [14], [15] web.fedepalma.org / sites/default/files / files / Fedepalma / Panorama agroindustria palmeraretos _ opt.pdf

[10] www.finagro.com.co/sites/default/files/node/info_sect/.../palma_0.docx

[12] RAMIREZ, Nidia. SILVA, Ángela. Caracterización y manejo de subproductos del beneficio de fruto de palma de aceite. Boletín # 30, 2011.

[13] MOSQUERA, M. Metodología para la definición dela agenda de investigación tecnológica del sector palmero Colombiano. Palmas Vol. 28, 2007

[16] CONIL, Philippe. Biogás con efluentes de palma. PIPOC 2009 Kuala Lumpur.

[17] http://rspo2013.com/wp-content/uploads/2013/08/juan-carlos-espinosa-sostenibilidad-ambiental-en-colombia.pdf

[18], [21] Silva, Eduardo. Yañez, Edgar. Castillo, EES. Potencial de cogeneración de energía eléctrica en la Agroindustria Colombiana de palma de aceite. Palmas Vol. 28, 2007.

[19], [20] http://blogs.nebrija.es/mundosostenible/2013/01/07/tecnologias-de-trigeneracion-con-la-utilizacion-de-biomasa/

[22], [34] CONIL, Philippe. Biogás con efluentes de palma. PIPOC 2009 Kuala Lumpur.

[23] CONIL, Philippe. La valoración de los subproductos de la planta de tratamiento de los efluentes de la extractora de aceite de palma "Palmar Santa Helena" en Tumaco. BIOTEC COLOMBIA S.A. Cali, 1997

[24] DUARTE, Sonia. Estudio de factibilidad técnico económica y ambiental para el aprovechamiento del biogás producido en el tratamiento de efluentes de las plantas extractoras de aceite de palma de la zona de Puerto Wilches. UIS, 2006

[25], [26], [27] http://web.fedepalma.org/normatividad-ambiental

[28] Emission Standards from Environmental Quality (Clean Air) Regulations 1978 P.U (A) 280. Federal Subsidiary legislation. Ministry of Natural Resources and Environment - Department of Environment.

[29] Minister of Environment Decree No. Kep-13/MENLH/3/1995 regarding Emission Standard for Stationery Sources.

[30] Ministry of Natural Resources and Environment of Thailand. 2006, Enhancement and Conservation of National Environmental Quality Act B.E. 2535 (1992) dated April 5, B.E. 2549(2006), and published in the Royal Government Gazette, Vol 123.

[31] Ministerio del medio ambiente de la Republica de Ecuador. Libro VI de Calidad Ambiental. Anexo 3: Norma de Emisiones al Aire desde Fuentes Fijas de Combustión

[32] Ministério do Meio Ambiente. Brasil. Resolução CONAMA Nº 382/2006 - "Estabelece os límites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas" - Data da legislação: 26/12/2006 - Publicação DOU nº 1, de 02/01/2007, pág. 13

[33] Secretaria de recursos naturales y ambiente de Honduras. Diario Oficial de la republica de Honduras Acuerdo 1566/2010. Reglamento para el control de emisiones generadas por fuentes fijas

[35] http://rspo2013.com/wp-content/uploads/2013/08/juan-carlos-espinosa-sostenibilidad-ambiental-en-colombia.pdf

[36] Boletín Técnico # 11. Manejo de efluentes de platas extractoras. Cenipalma. 1997

[37] GARCIA, M. GARCIA, Jesús. DAS K.C. Revisión del concepto biorefinería y oportunidades en el sector palmero. Palmas Vol. 28, Tomo 1. 2007

[38] PREPARACION Y EVALUACION DE PROYECTOS. Quinta edición. SAPAG Y SAPAG Pag. 323

[39] Dgplades.salud.gob.mx Periodo de recuperación payback.pdf. 2010

ANEXO A. LINEA BASE PARA PROYECTO PROYECTO CON BIOGAS.

DESCRIPCION DE LOS DATOS PARA EL PROYECTO	VALOR
Costo del Capital (WACC)	5,7%
Inversión Sistema de generación de energía con biogás (COP)	$ 2.556.450.000
Edificaciones	$ 300.000.000
Sistema de tratamiento con tea y equipos de análisis en línea.	$ 3.900.000.000
Activos fijos depreciables	$ 6.456.450.000
Vida útil equipos (años)	10
Valor de salvamento Activos (COP)	$ 1.291.290.000
Precio Energía Eléctrica (COP/kWh)	$ 270
TRH desde el 2016 (Toneladas de racimo hora)	30
TRH desde el 2019 (Toneladas de racimo hora)	45
KWh por tonelada procesada	26
Horas máximas de conexión a la red para el proceso	2
Valor de salvamento	20%
Impuesto a la renta	33%
% de Financiación sobre Valor de Activos	100%
Tasa de financiación e.a.	5,7%
Plazo crédito (años)	4
Kw/h generados para el proyecto	1170
Mantenimiento Generador 10% inversión	$ 255.645.000
Mantenimiento Biodigestor 3% inversión	$ 117.000.000

ANEXO B. PROYECTO CON BIOGAS. FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO FINANCIADO AL 100% DE LA INVERSION.

0	1 Año 0	2 Año 1	3 Año 2	4 Año 3	5 Año 4	6 Año 5
Concepto	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
+Ahorro en compra de energía a la red	$ -	$ -	$ 996.665.261	$ 1.145.252.476	$ 1.227.854.381	$ 1.356.577.712
-Costo de Operación			$ 52.200.000	$ 54.810.000	$ 57.550.500	$ 60.428.025
-Costo de compra de energia de la red cuando no se cogenera			$ 140.286.600	$ 130.742.100	$ 125.463.600	$ 190.017.900
-Costos de Mantenimiento			$ 372.645.000	$ 372.645.000	$ 372.645.000	$ 372.645.000
-Intereses Crédito		$ 111.150.000	$ 385.117.650	$ 296.690.181	$ 203.222.346	$ 104.426.845
-Depreciación			$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000
=Ganacias Operativas Gravables		**$ (111.150.000,00)**	**$ (485.099.988,55)**	**$ (241.150.804,96)**	**$ (62.543.065,67)**	**$ 97.543.941,61**
-IMPUESTO A LA RENTA		$ (36.679.500)	$ (160.082.996)	$ (79.579.766)	$ (20.639.212)	$ 32.189.501
-COSTO NO DEDUCIBLE						
=Ganacias Netas Contables		**$ (74.470.500,00)**	**$ (325.016.992,33)**	**$ (161.571.039,32)**	**$ (41.903.854,00)**	**$ 65.354.440,88**
+DEPRECIACIÓN			$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000
(-)Inversión sistema de generacion con biogas (COP)		$ 2.556.450.000				
(-) Inversión sistema de tratamiento de aguas (COP)		$ -				
(-) inversión equipos adicionales para cogenerar (COP)	$ 1.950.000.000	$ 1.950.000.000				
(-) inversión intangibles		$ 300.000.000				
(-) inversión instalación de montaje		$ -				
(+) CREDITO	$ 1.950.000.000	$ 4.806.450.000				
(-) AMORTIZACIÓN DEL CREDITO			$ 1.551.359.106	$ 1.639.786.575	$ 1.733.254.409	$ 1.832.049.911
(+) valor de salvamento						
=Flujo deCaja Neto	**$ -**	**$ (74.470.500,00)**	**$ (1.344.860.097,86)**	**$ (1.269.841.613,87)**	**$ (1.243.642.263,29)**	**$ (1.235.179.469,75)**

0	7 Año 6	8 Año 7	9 Año 8	10 Año 9	11 Año 10	12 Año 11	13 Año 12
Concepto	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
+Ahorro en compra de energía a la red	$ 1.502.025.023	$ 1.653.594.053	$ 1.745.812.699	$ 1.754.085.396	$ 1.743.180.993	$ 1.751.139.285	$ 1.784.678.502
-Costo de Operación	$ 63.449.426	$ 66.621.898	$ 69.952.992	$ 73.450.642	$ 77.123.174	$ 80.979.333	$ 85.028.300
-Costo de compra de energia de la red cuando no se cogenera	$ 183.780.900	$ 177.287.400	$ 173.372.400	$ 173.007.900	$ 173.466.900	$ 137.862.300	$ 136.733.550
-Costos de Mantenimiento	$ 372.645.000	$ 372.645.000	$ 372.645.000	$ 372.645.000	$ 372.645.000	$ 372.645.000	$ 372.645.000
-Intereses Crédito							
-Depreciación	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 15.000.000
=Ganacias Operativas Gravables	**$ 350.633.696,34**	**$ 505.523.755,50**	**$ 598.326.306,20**	**$ 603.465.853,82**	**$ 588.429.919,28**	**$ 628.136.652,37**	**$ 1.175.271.652,94**
-IMPUESTO A LA RENTA	$ 115.709.120	$ 166.822.839	$ 197.447.681	$ 199.143.732	$ 194.181.873	$ 207.285.095	$ 387.839.645
-COSTO NO DEDUCIBLE							
=Ganacias Netas Contables	**$ 234.924.576,55**	**$ 338.700.916,18**	**$ 400.878.625,16**	**$ 404.322.122,06**	**$ 394.248.045,92**	**$ 420.851.557,09**	**$ 787.432.007,47**
+DEPRECIACIÓN	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 531.516.000	$ 15.000.000
(-)Inversión sistema de generacion con biogas (COP)							
(-) Inversión sistema de tratamiento de aguas (COP)							
(-) inversión equipos adicionales para cogenerar (COP)							
(-) inversión intangibles							
(-) inversión instalación de montaje							
(+) CREDITO							
(-) AMORTIZACIÓN DEL CREDITO	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
(+) valor de salvamento						$ 1.291.290.000	
=Flujo deCaja Neto	**$ 766.440.576,55**	**$ 870.216.916,18**	**$ 932.394.625,16**	**$ 935.838.122,06**	**$ 925.764.045,92**	**$ 2.243.657.557,09**	**$ 802.432.007,47**

ANEXO C. LINEA BASE PARA PROYECTO PROYECTO CON BIOMASA.

DESCRIPCION DE LOS DATOS PARA EL PROYECTO	VALOR
Costo del Capital (WACC)	5,7%
Inversión en turbina contrapresión (COP)	$ 440.000.000
montaje turbina (COP)	$ 291.000.000
Sistema de tratamiento de aguas	$ 480.000.000
Edificaciones	$ 500.000.000
Adicionales + plus	$ 2.507.470.000
Activos fijos depreciables	$ 2.501.000.000
Costo Anual de Mantenimiento (COP)	$ 74.000.000
Vida útil equipos (años)	10
Valor de salvamento Activos (COP)	$ 500.200.000
Precio Energía Eléctrica (COP/ Kw/h)	$ 270
TRH desde el 2016 (Toneladas de racimo hora)	30
TRH desde el 2019 (Toneladas de racimo hora)	45
Requerimiento de vapor (kg)/Kw/h generado	19,50
Kw/h por tonelada procesada	26
Costo m3 agua acondicionada/ kW/h generado (COP)	12,31
Horas máximas de conexión a la red para el proceso	2
Valor de salvamento	20%
Impuesto a la renta	33%
% de Financiación sobre Valor de Activos	100%
Tasa de financiación e.a.	5,7%
Plazo crédito (años)	4

ANEXO D. PROYECTO CON BIOMASA. FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO FINANCIADO AL 100% DE LA INVERSION.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Concepto	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
+Ahorro en compra de energía a la red	$ -	$ -	$ 996.665.261	$ 1.145.252.476	$ 1.227.854.381	$ 1.356.577.712
-Costo por tratamiento de agua adicional			$ 80.227.200	$ 91.008.000	$ 97.268.400	$ 75.797.100
-Costo de compra de energia de la red cuando no se cogenera			$ 140.286.600	$ 130.742.100	$ 125.463.600	$ 190.017.900
-Costos de Mantenimiento			$ 76.378.566	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494
-Intereses Crédito		$ 71.462.895	$ 240.452.790	$ 185.242.047	$ 126.884.291	$ 65.200.144
-Depreciación			$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000
=Ganacias Operativas Gravables		**$ (71.462.895,00)**	**$ 239.240.105,95**	**$ 441.682.835,35**	**$ 581.660.595,35**	**$ 728.985.073,81**
-IMPUESTO A LA RENTA		$ (23.582.755)	$ 78.949.235	$ 145.755.336	$ 191.947.996	$ 240.565.074
-COSTO NO DEDUCIBLE						
=Ganacias Netas Contables		**$ (47.880.139,65)**	**$ 160.290.870,99**	**$ 295.927.499,69**	**$ 389.712.598,88**	**$ 488.419.999,45**
+DEPRECIACIÓN			$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000
(-)Inversión turbina (COP)		$ 440.000.000				
(-) Inversión sistema de tratamiento de aguas (COP)		$ 480.000.000				
(-) inversión equipos adicionales para cogenerar (COP)	$ 1.253.735.000	$ 1.253.735.000				
(-) inversión intangibles		$ 500.000.000				
(-) inversión instalación de montaje		$ 291.000.000				
(+) CREDITO	$ 1.253.735.000	$ 2.964.735.000				
(-) AMORTIZACIÓN DEL CREDITO			$ 968.609.528	$ 1.023.820.271	$ 1.082.178.027	$ 1.143.862.174
(+) valor de salvamento						
=Flujo deCaja Neto	**$ -**	**$ (47.880.139,65)**	**$ (588.238.657,08)**	**$ (507.812.771,48)**	**$ (472.385.427,74)**	**$ (435.362.174,69)**

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Concepto	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
+Ahorro en compra de energía a la red	$ 1.502.025.023	$ 1.653.594.053	$ 1.745.812.699	$ 1.754.085.396	$ 1.743.180.993	$ 1.751.139.285	$ 1.784.678.502
-Costo por tratamiento de agua adicional	$ 83.144.475	$ 90.800.179	$ 95.741.948	$ 96.934.805	$ 97.289.465	$ 98.535.939	$ 100.978.736
-Costo de compra de energia de la red cuando no se cogenera	$ 183.780.900	$ 177.287.400	$ 173.372.400	$ 173.007.900	$ 173.466.900	$ 137.862.300	$ 136.733.550
-Costos de Mantenimiento	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494
-Intereses Crédito							
-Depreciación	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 20.000.000
=Ganacias Operativas Gravables	**$ 938.522.153,81**	**$ 1.088.928.980,53**	**$ 1.180.120.857,18**	**$ 1.187.565.197,03**	**$ 1.175.847.134,35**	**$ 1.218.163.552,88**	**$ 1.450.468.723,16**
-IMPUESTO A LA RENTA	$ 309.712.311	$ 359.346.564	$ 389.439.883	$ 391.896.515	$ 388.029.554	$ 401.993.972	$ 478.654.679
-COSTO NO DEDUCIBLE							
=Ganacias Netas Contables	**$ 628.809.843,05**	**$ 729.582.416,96**	**$ 790.680.974,31**	**$ 795.668.682,01**	**$ 787.817.580,01**	**$ 816.169.580,43**	**$ 971.814.044,52**
+DEPRECIACIÓN	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 20.000.000
(-)Inversión turbina (COP)							
(-) Inversión sistema de tratamiento de aguas (COP)							
(-) inversión equipos adicionales para cogenerar (COP)							
(-) inversión intangibles							
(-) inversión instalación de montaje							
(+) CREDITO							
(-) AMORTIZACIÓN DEL CREDITO	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
(+) valor de salvamento						$ 500.200.000	
=Flujo deCaja Neto	$ 848.889.843,05	$ 949.662.416,96	$ 1.010.760.974,31	$ 1.015.748.682,01	$ 1.007.897.580,01	$ 1.536.449.580,43	$ 991.814.044,52

ANEXO E. FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO SIN FINANCIACION.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Concepto	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
+Ahorro en compra de energía a la red	$ -	$ -	$ 996.665.261	$ 1.145.252.476	$ 1.227.854.381	$ 1.356.577.712
-Costo por tratamiento de agua adicional			$ 80.227.200	$ 91.008.000	$ 97.268.400	$ 75.797.100
-Costo de compra de energia de la red cuando no se cogenera			$ 140.286.600	$ 130.742.100	$ 125.463.600	$ 190.017.900
-Costos de Mantenimiento			$ 76.378.566	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494
-Intereses Crédito		$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
-Depreciación			$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000
=Ganacias Operativas Gravables		**$ -**	**$ 479.692.895,95**	**$ 626.924.882,25**	**$ 708.544.886,79**	**$ 794.185.217,74**
-IMPUESTO A LA RENTA		$ -	$ 158.298.656	$ 206.885.211	$ 233.819.813	$ 262.081.122
-COSTO NO DEDUCIBLE						
=Ganacias Netas Contables		**$ -**	**$ 321.394.240,29**	**$ 420.039.671,11**	**$ 474.725.074,15**	**$ 532.104.095,89**
+DEPRECIACIÓN			$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000
(-)Inversión turbina (COP)		$ 440.000.000				
(-) Inversión sistema de tratamiento de aguas (COP)		$ 480.000.000				
(-) inversión equipos adicionales para cogenerar (COP)	$ 1.253.735.000	$ 1.253.735.000				
(-) inversión intangibles		$ 500.000.000				
(-) inversión instalación de montaje		$ 291.000.000				
(+) CREDITO	$ -	$ -				
(-) AMORTIZACIÓN DEL CREDITO			$ -	$ -	$ -	$ -
(+) valor de salvamento						
=Flujo deCaja Neto	**$ (1.253.735.000,00)**	**$ (2.964.735.000,00)**	**$ 541.474.240,29**	**$ 640.119.671,11**	**$ 694.805.074,15**	**$ 752.184.095,89**

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Concepto	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
+Ahorro en compra de energía a la red	$ 1.502.025.023	$ 1.653.594.053	$ 1.745.812.699	$ 1.754.085.396	$ 1.743.180.993	$ 1.751.139.285	$ 1.784.678.502
-Costo por tratamiento de agua adicional	$ 83.144.475	$ 90.800.179	$ 95.741.948	$ 96.934.805	$ 97.289.465	$ 98.535.939	$ 100.978.736
-Costo de compra de energia de la red cuando no se cogenera	$ 183.780.900	$ 177.287.400	$ 173.372.400	$ 173.007.900	$ 173.466.900	$ 137.862.300	$ 136.733.550
-Costos de Mantenimiento	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494
-Intereses Crédito							
-Depreciación	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 20.000.000
=Ganacias Operativas Gravables	**$ 938.522.153,81**	**$ 1.088.928.980,53**	**$ 1.180.120.857,18**	**$ 1.187.565.197,03**	**$ 1.175.847.134,35**	**$ 1.218.163.552,88**	**$ 1.450.468.723,16**
-IMPUESTO A LA RENTA	$ 309.712.311	$ 359.346.564	$ 389.439.883	$ 391.896.515	$ 388.029.554	$ 401.993.972	$ 478.654.679
-COSTO NO DEDUCIBLE							
=Ganacias Netas Contables	**$ 628.809.843,05**	**$ 729.582.416,96**	**$ 790.680.974,31**	**$ 795.668.682,01**	**$ 787.817.580,01**	**$ 816.169.580,43**	**$ 971.814.044,52**
+DEPRECIACIÓN	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 20.000.000
(-)Inversión turbina (COP)							
(-) Inversión sistema de tratamiento de aguas (COP)							
(-) inversión equipos adicionales para cogenerar (COP)							
(-) inversión intangibles							
(-) inversión instalación de montaje							
(+) CREDITO							
(-) AMORTIZACIÓN DEL CREDITO	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
(+) valor de salvamento						$ 500.200.000	
=Flujo deCaja Neto	**$ 848.889.843,05**	**$ 949.662.416,96**	**$ 1.010.760.974,31**	**$ 1.015.748.682,01**	**$ 1.007.897.580,01**	**$ 1.536.449.580,43**	**$ 991.814.044,52**

ANEXO F. FLUJO DE CAJA CON FINANCIACION EN UN 50% DE LA INVERSION

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Concepto	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
+Ahorro en compra de energía a la red	$ -	$ -	$ 996.665.261	$ 1.145.252.476	$ 1.227.854.381	$ 1.356.577.712
-Costo por tratamiento de agua adicional			$ 80.227.200	$ 91.008.000	$ 97.268.400	$ 75.797.100
-Costo de compra de energia de la red cuando no se cogenera			$ 140.286.600	$ 130.742.100	$ 125.463.600	$ 190.017.900
-Costos de Mantenimiento			$ 76.378.566	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494
-Intereses Crédito		$ 35.731.448	$ 120.226.395	$ 92.621.023	$ 63.442.146	$ 32.600.072
-Depreciación			$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000
=Ganacias Operativas Gravables		**$ (35.731.447,50)**	**$ 359.466.500,95**	**$ 534.303.858,80**	**$ 645.102.741,07**	**$ 761.585.145,78**
-IMPUESTO A LA RENTA		$ (11.791.378)	$ 118.623.945	$ 176.320.273	$ 212.883.905	$ 251.323.098
-COSTO NO DEDUCIBLE						
=Ganacias Netas Contables		**$ (23.940.069,83)**	**$ 240.842.555,64**	**$ 357.983.585,40**	**$ 432.218.836,52**	**$ 510.262.047,67**
+DEPRECIACIÓN			$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000
(-)Inversión turbina (COP)		$ 440.000.000				
(-) Inversión sistema de tratamiento de aguas (COP)		$ 480.000.000				
(-) inversión equipos adicionales para cogenerar (COP)	$ 1.253.735.000	$ 1.253.735.000				
(-) inversión intangibles		$ 500.000.000				
(-) inversión instalación de montaje		$ 291.000.000				
(+) CREDITO	$ 626.867.500	$ 1.482.367.500				
(-) AMORTIZACIÓN DEL CREDITO			$ 484.304.764	$ 511.910.136	$ 541.089.013	$ 571.931.087
(+) valor de salvamento						
=Flujo deCaja Neto	**$ (626.867.500,00)**	**$ (1.506.307.569,83)**	**$ (23.382.208,40)**	**$ 66.153.449,81**	**$ 111.209.823,21**	**$ 158.410.960,60**

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Concepto	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
+Ahorro en compra de energía a la red	$ 1.502.025.023	$ 1.653.594.053	$ 1.745.812.699	$ 1.754.085.396	$ 1.743.180.993	$ 1.751.139.285	$ 1.784.678.502
-Costo por tratamiento de agua adicional	$ 83.144.475	$ 90.800.179	$ 95.741.948	$ 96.934.805	$ 97.289.465	$ 98.535.939	$ 100.978.736
-Costo de compra de energia de la red cuando no se cogenera	$ 183.780.900	$ 177.287.400	$ 173.372.400	$ 173.007.900	$ 173.466.900	$ 137.862.300	$ 136.733.550
-Costos de Mantenimiento	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494	$ 76.497.494
-Intereses Crédito							
-Depreciación	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 20.000.000
=Ganacias Operativas Gravables	**$ 938.522.153,81**	**$ 1.088.928.980,53**	**$ 1.180.120.857,18**	**$ 1.187.565.197,03**	**$ 1.175.847.134,35**	**$ 1.218.163.552,88**	**$ 1.450.468.723,16**
-IMPUESTO A LA RENTA	$ 309.712.311	$ 359.346.564	$ 389.439.883	$ 391.896.515	$ 388.029.554	$ 401.993.972	$ 478.654.679
-COSTO NO DEDUCIBLE							
=Ganacias Netas Contables	**$ 628.809.843,05**	**$ 729.582.416,96**	**$ 790.680.974,31**	**$ 795.668.682,01**	**$ 787.817.580,01**	**$ 816.169.580,43**	**$ 971.814.044,52**
+DEPRECIACIÓN	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 220.080.000	$ 20.000.000
(-)Inversión turbina (COP)							
(-) Inversión sistema de tratamiento de aguas (COP)							
(-) inversión equipos adicionales para cogenerar (COP)							
(-) inversión intangibles							
(-) inversión instalación de montaje							
(+) CREDITO							
(-) AMORTIZACIÓN DEL CREDITO	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
(+) valor de salvamento						$ 500.200.000	
=Flujo deCaja Neto	**$ 848.889.843,05**	**$ 949.662.416,96**	**$ 1.010.760.974,31**	**$ 1.015.748.682,01**	**$ 1.007.897.580,01**	**$ 1.536.449.580,43**	**$ 991.814.044,52**

ANEXO G. ANALISIS DE LA VARIACION DEL WACC PARA LOS TRES CASOS DONDE VPN=0

	WACC	SIN CREDITO	CON CREDITO AL 50%	CON CREDITO AL 100%
	23,92%	-$1.103.681.516,83	-$551.840.758,42	$0,00
	23,43%	-$1.074.098.766,45	-$528.186.351,18	$17.726.064,09
	22,93%	-$1.042.963.049,77	-$503.224.338,77	$36.514.372,24
	22,43%	-$1.010.199.499,79	-$476.888.029,46	$56.423.440,87
	21,93%	-$975.729.303,36	-$449.107.076,07	$77.515.151,23
	21,43%	-$939.469.471,22	-$419.807.257,39	$99.854.956,45
	20,93%	-$901.332.593,35	-$388.910.245,45	$123.512.102,45
	20,43%	-$861.226.578,53	-$356.333.357,56	$148.559.863,42
	19,93%	-$819.054.377,17	-$321.989.292,06	$175.075.793,06
	19,43%	-$774.713.686,04	-$285.785.846,66	$203.141.992,71
	18,93%	-$728.096.633,81	-$247.625.618,16	$232.845.397,49
	18,43%	-$679.089.445,93	-$207.405.682,05	$264.278.081,84
	17,93%	-$627.572.087,41	-$165.017.250,77	$297.537.585,87
	17,43%	-$573.417.881,89	-$120.345.308,95	$332.727.263,98
	16,93%	-$516.493.105,34	-$73.268.223,96	$369.956.657,41
	16,20%	-$428.175.446,86	$0,00	$428.175.446,86
	15,70%	-$363.820.739,44	$53.554.127,88	$470.928.995,21
	15,20%	-$296.172.216,62	$109.991.245,41	$516.154.707,43
	14,70%	-$225.059.023,59	$169.467.970,61	$563.994.964,81
	14,20%	-$150.300.504,27	$232.150.185,81	$614.600.875,89
	13,70%	-$71.705.579,89	$298.213.636,49	$668.132.852,87
	13,27%	$0,00	$358.626.338,67	$717.252.677,35
	12,77%	$86.323.253,76	$431.523.473,74	$776.723.693,71
	12,27%	$177.095.517,77	$508.367.108,08	$839.638.698,39
	11,77%	$272.554.910,23	$589.377.628,56	$906.200.346,89
	11,27%	$372.953.678,71	$674.788.866,12	$976.624.053,53
	10,77%	$478.559.126,22	$764.848.992,37	$1.051.138.858,52
	10,27%	$589.654.603,61	$859.821.481,08	$1.129.988.358,56
	9,77%	$706.540.573,57	$959.986.139,75	$1.213.431.705,92
	9,27%	$829.535.751,58	$1.065.640.216,58	$1.301.744.681,58
	8,77%	$958.978.330,12	$1.177.099.589,09	$1.395.220.848,06
	8,27%	$1.095.227.292,42	$1.294.700.040,49	$1.494.172.788,55
	7,77%	$1.238.663.823,17	$1.418.798.631,17	$1.598.933.439,17
	7,27%	$1.389.692.823,57	$1.549.775.172,72	$1.709.857.521,86
	6,77%	$1.548.744.539,41	$1.688.033.812,75	$1.827.323.086,09
	6,27%	$1.716.276.311,05	$1.834.004.739,68	$1.951.733.168,30
WACC INICIAL	**5,70%**	**$1.917.895.424,14**	**$2.010.113.638,43**	**$2.102.331.852,71**
	5,20%	$2.105.230.161,13	$2.174.149.650,67	$2.243.069.140,21

	4,70%	$2.302.677.888,84	$2.347.438.291,33	$2.392.198.693,82
	4,20%	$2.510.829.733,92	$2.530.538.641,28	$2.550.247.548,65
PUNTO MARGINAL	**3,82%**	**$2.677.014.959,64**	**$2.677.014.959,64**	**$2.677.014.959,64**
	3,32%	$2.905.584.678,63	$2.878.878.703,94	$2.852.172.729,26
	2,82%	$3.146.699.313,11	$3.092.299.372,15	$3.037.899.431,19
	2,32%	$3.401.109.472,13	$3.317.990.214,32	$3.234.870.956,51
	1,82%	$3.669.615.703,14	$3.556.712.846,21	$3.443.809.989,27
	1,32%	$3.953.072.150,34	$3.809.280.833,42	$3.665.489.516,50
	0,82%	$4.252.390.504,90	$4.076.563.563,62	$3.900.736.622,34
	0,32%	$4.568.544.272,48	$4.359.490.431,81	$4.150.436.591,15
	0,00%	$4.779.522.158,21	$4.548.626.032,17	$4.317.729.906,14

WACC PROPUESTO PARA EL PROYECTO Y TASA DE INDIFERENCIA

	RMA	SIN CREDITO	CON CREDITO AL 50%	CON CREDITO AL 100%
PROPUESTO POR LA EMPRESA	5,70%	$1.917.895.424,14	$2.010.113.638,43	$2.102.331.852,71
TASA DE INDIFERENCIA	3,82%	$2.677.014.959,64	$2.677.014.959,64	$2.677.014.959,64

WACC QUE HACE QUE VPN = 0 PARA CADA CASO.

VALOR MAXIMO DE WACC VPN=0			
	SIN CREDITO	**CON CREDITO AL 50%**	**CON CREDITO AL 100%**
RMA	13,27%	16,20%	23,9%

ANEXO H. ANALISIS PAYBACK Y MAXIMO ENDEUDAMIENTO

CASO CON FINANCIACION DE LA INVERSION EN 100%

0	1 Año 0	2 Año 1	3 Año 2	4 Año 3	5 Año 4	6 Año 5
Factor de descuento 1/(1+ i)^ n i= RMA	0,9461	0,8951	0,8468	0,8011	0,7579	0,7171
Flujo neto de caja descontado a RMA con prestamo	$ -	$ (42.855.388)	$ (498.113.830)	$ (406.821.288)	$ (358.031.762)	$ (312.176.905)
FNC acumaldo Descontado al RMA con prestamo	0	$ (42.855.388)	$ (540.969.218)	$ (947.790.505)	$ (1.305.822.267)	$ (1.617.999.171)
Indice de valor actual Neto (IVAN)	$ 1,30					
Periodo de Repago (años de operación)		6				
Maximo Endeudamiento						

0	7 Año 6	8 Año 7	9 Año 8	10 Año 9	11 Año 10	12 Año 11
Factor de descuento 1/(1+ i)^ n i= RMA	0,6784	0,6418	0,6072	0,5744	0,5435	0,5142
Flujo neto de caja descontado a RMA con prestamo	$ 575.872.614	$ 609.493.885	$ 613.724.668	$ 583.494.000	$ 547.761.548	$ 789.984.309
FNC acumaldo Descontado al RMA con prestamo	$ (1.042.126.557)	$ (432.632.672)	$ 181.091.996	$ 764.585.995	$ 1.312.347.543	$ 2.102.331.853
Indice de valor actual Neto (IVAN)						
Periodo de Repago (años de operación)						
Maximo Endeudamiento	**$ 5.836.469.171**					

VPN	**$ 2.102.331.852,71**
TIR	**23,93%**

CASO CON FINANCIACION DE LA INVERSION EN 50%

	0	1	2	3	4	5	6
		Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Factor de descuento 1/(1+ i)^ n i= RMA		0,9461	0,8951	0,8468	0,8011	0,7579	0,7171
Flujo neto de caja descontado a RMA con prestamo		$ (593.062.913,91)	$ (1.348.229.061)	$ (19.799.789)	$ 52.997.154	$ 84.288.478	$ 113.588.746
FNC acumaldo Descontado al RMA con prestamo		$ (593.062.913,91)	$ (1.941.291.975)	$ (1.961.091.764)	$ (1.908.094.610)	$ (1.823.806.131)	$ (1.710.217.386)
Indice de valor actual Neto (IVAN)		$ 1,02					
Periodo de Repago (años de operación)			**6**				
Maximo Endeudamiento							

	0	7	8	9	10	11	12
		Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Factor de descuento 1/(1+ i)^ n i= RMA		0,6784	0,6418	0,6072	0,5744	0,5435	0,5142
Flujo neto de caja descontado a RMA con prestamo		$ 575.872.614	$ 609.493.885	$ 613.724.668	$ 583.494.000	$ 547.761.548	$ 789.984.309
FNC acumaldo Descontado al RMA con prestamo		$ (1.134.344.771)	$ (524.850.887)	$ 88.873.781	$ 672.367.781	$ 1.220.129.329	$ 2.010.113.638
Indice de valor actual Neto (IVAN)							
Periodo de Repago (años de operación)							
Maximo Endeudamiento		**$ 4.070.326.763,72**					

VPN	**$ 2.010.113.638,43**
TIR	**16,20%**

CASO SIN FINANCIACION.

	0	1	2	3	4	5
		Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Factor de descuento 1/(1+ i)^ n i= RMA		0,9461	0,8951	0,8468	0,8011	0,7579
Flujo neto de caja descontado a RMA sin prestamo		$ (1.186.125.827,81)	$ (2.653.602.733,14)	$ 458.514.251,28	$ 512.815.595,42	$ 526.608.718,40
FNC acumaldo Descontado al RMA sin prestamo		$ (1.186.125.827,81)	$ (3.839.728.560,96)	$ (3.381.214.309,68)	$ (2.868.398.714,26)	$ (2.341.789.995,86)
Indice de valor actual Neto (IVAN)		$ 0,50				
Periodo de Repago (años de operación)		**7**				
Maximo Endeudamiento						

	0	6	7	8	9	10	11	12
		Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Factor de descuento 1/(1+ i)^ n i= RMA		0,7171	0,6784	0,6418	0,6072	0,5744	0,5435	0,5142
Flujo neto de caja descontado a RMA sin prestamo		$ 539.354.395,83	$ 575.872.614,37	$ 609.493.884,82	$ 613.724.667,96	$ 583.493.999,73	$ 547.761.547,84	$ 789.984.309,45
FNC acumaldo Descontado al RMA sin prestamo		$ (1.802.435.600,03)	$ (1.226.562.985,67)	$ (617.069.100,84)	$ (3.344.432,88)	$ 580.149.566,85	$ 1.127.911.114,69	$ 1.917.895.424,14
Indice de valor actual Neto (IVAN)								
Periodo de Repago (años de operación)								
Maximo Endeudamiento		**$ (3.839.728.561)**						

VPN	**$ 1.917.895.424,14**
TIR	**13,27%**

COMPARATIVO DE DATOS EN LOS TRES CASOS

	Año	FNC acumulado Descontado al RMA con préstamo al 100%	FNC acumulado Descontado al RMA sin préstamo	FNC acumulado Descontado al RMA con préstamo al 50%
Período Montaje	0	$ -	-$1.186.125.827,81	-$593.062.913,91
	1	-$42.855.388,23	-$3.839.728.560,96	-$1.941.291.974,60
Periodo de operación	2	-$540.969.217,77	-$3.381.214.309,68	-$1.961.091.763,72
	3	-$947.790.505,30	-$2.868.398.714,26	-$1.908.094.609,78
	4	-$1.305.822.266,93	-$2.341.789.995,86	-$1.823.806.131,40
	5	-$1.617.999.171,47	-$1.802.435.600,03	-$1.710.217.385,75
	6	-$1.042.126.557,10	-$1.226.562.985,67	-$1.134.344.771,38
	7	-$432.632.672,28	-$617.069.100,84	-$524.850.886,56
	8	$181.091.995,69	-$3.344.432,88	$88.873.781,40
	9	$764.585.995,42	$580.149.566,85	$672.367.781,13
	10	$1.312.347.543,26	$1.127.911.114,69	$1.220.129.328,97
	11	$2.102.331.852,71	$1.917.895.424,14	$2.010.113.638,43
Periodo de Recuperación		**6**	**7**	**6**
Máximo Endeudamiento		**$5.836.469.171,47**	**$3.839.728.560,96**	**$4.070.326.764,72**