



Colegio de Estudios
Superiores de Administración

**APLICACIÓN DE PROJECT FINANCE COMO HERRAMIENTA PARA
FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA A PARTIR DE RESIDUOS DE BIOMASA DE LA
AGROINDUSTRIA PALMERA EN COLOMBIA**

Presentado por:

Wilfrido A. Gómez Pérez

MAESTRÍA EN FINANZAS CORPORATIVAS

COLEGIO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE
ADMINISTRACIÓN CESA

Bogotá D.C., Colombia

Octubre de 2017

**APLICACIÓN DE PROJECT FINANCE COMO HERRAMIENTA PARA
FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA A PARTIR DE RESIDUOS DE BIOMASA DE LA
AGROINDUSTRIA PALMERA EN COLOMBIA**

Presentado por:

Wilfrido A. Gómez Pérez

Director:

Dr. Ricardo Salas Silva

MAESTRÍA EN FINANZAS CORPORATIVAS

COLEGIO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE
ADMINISTRACIÓN CESA

Bogotá D.C., Colombia

Octubre de 2017

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	11
2.	ESTADO DEL ARTE.....	15
3.	MODELOS DE FINANCIAMIENTO PARA PROYECTOS.....	21
3.1	FINANCIACIÓN CON RECURSOS PROPIOS.....	21
3.2	FINANCIACIÓN CON RECURSOS DE DEUDA.....	21
3.3	PROJECT FINANCE.....	22
3.4	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROJECT FINANCE	23
3.5	ESTRUCTURA DE UN PROJECT FINANCE	23
3.6	ANÁLISIS DE RIESGO	26
3.7	FUENTES POTENCIALES DE FINANCIAMIENTO.....	27
4.	METODOLOGÍA	29
5.	MERCADO ELÉCTRICO GENERALIDADES Y PERSPECTIVAS	31
5.1	PRODUCCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MUNDIAL	31
5.2	GENERALIDADES MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	33
5.3	ANTECEDENTES SUBSECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	34
5.4	INTERCONEXIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	35
5.5	MARCO INSTITUCIONAL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	36
5.6	AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO	38
5.7	MARCO NORMATIVO SUBSECTOR ELÉCTRICO – ENERGÍAS RENOVABLES	39
5.8	MERCADOS DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	39
5.9	EXPECTATIVA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	40
6.	SECTOR PALMICULTOR GENERALIDADES Y PERSPECTIVAS	43
6.1	PARTICIPACIÓN DE LA AGROINDUSTRIA PALMERA DENTRO DEL SECTOR AGRÍCOLA	43
6.2	CARACTERIZACIÓN DE LA AGROINDUSTRIA PALMERA.....	44
6.3	PROBLEMÁTICA DE LA AGROINDUSTRIA PALMICULTORA	46
6.3.1	Costo de Mano de Obra:.....	46

6.3.2	Presencia de Plagas:	47
6.3.3	Productos sustitutos:.....	48
6.3.4	Precios del aceite:.....	48
6.3.5	Manejo de residuos:	49
6.4	POTENCIAL DE BIOMASA DE LA AGROINDUSTRIA PALMICULTORA	52
7.	BARRERAS Y OPORTUNIDADES PARA ARPOVECHAMIENTOS ELÉCTRICOS DE LA PALMA.....	54
7.1	BARRERAS.....	54
7.1.1	Figura de Cogenerador:	54
7.1.2	Requisitos Técnicos:	54
7.1.3	Energía en Firme para Cargo por Confiabilidad - ENFICC:.....	55
7.1.4	Otras barreras:	55
7.2	OPORTUNIDADES	56
7.2.1	Incentivos tributarios ofrecidos con la ley 1715 de 2014:.....	56
7.2.2	Precios de la energía eléctrica:	56
7.2.3	Manejo eficiente de residuos:.....	57
7.2.4	Situación del entorno y mercado:.....	57
7.2.5	Postconflicto:.....	57
8.	CARACTERISTICAS Y COSTOS DEL PROYECTO	58
8.1	DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTO	58
8.1.1	Tipo de materia prima:	58
8.1.2	Conversión energética de la biomasa	59
8.1.3	Tecnología de generación.....	62
8.2	COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO	64
8.2.1	Costo de equipos:	68
8.2.2	Construcción de vías:	70
8.2.3	Costos por distribución física internacional:	70
8.2.4	Costos del propietario:	72
8.2.5	Costos indirectos, comisiones e imprevistos:.....	74
8.3	COSTOS OPERATIVOS DEL PROYECTO.....	76
8.4	COSTOS DE COMPONENTES DE REEMPLAZO	76
8.5	COSTOS DE COMBUSTIBLE.....	77

8.5.1	Costos del POME:.....	77
8.5.2	Costos de biomasa sólida:	77
8.6	COSTOS POR CONCEPTO DE SEGUROS	78
8.7	COSTOS POR CARGOS DE LEY OPERATIVOS.....	79
8.7.1	Transferencias:	79
8.7.2	Impuesto de Industria y Comercio:	79
8.7.3	Impuesto Predial Operativo:.....	80
8.7.4	Sobretasa al predial:	80
8.7.5	Impuesto de Renta:.....	80
8.7.6	Sobretasa al Impuesto de Renta:	80
8.8	COSTOS POR DESMANTELAMIENTO	81
9.	DESARROLLO DEL MODELO DE NEGOCIO	83
9.1	CRITERIOS PARA VALIDACIÓN DE PROJECT FINANCE	83
9.2	MERCADO LOCAL PARA FONDEO.....	91
9.2.1	Bancos de desarrollo y fondos especiales:	92
9.2.2	Private equity:	93
9.2.3	Otros mecanismos mezzanine:	94
9.3	CRITERIOS DE APROBACIÓN DE CRÉDITOS APLICADOS EN BANCA LOCAL	94
9.4	DESCRIPCIÓN DEL MODELO A IMPLEMENTAR	96
9.4.1	Descripción de los contratos:	96
9.4.2	Participación en la financiación del proyecto:.....	101
9.4.3	Conformación del SPV:	101
9.4.4	Concesión:.....	101
9.4.5	Covenants:.....	101
10.	DESARROLLO DEL MODELAMIENTO FINANCIERO	103
10.1	PROYECCIONES DEL PROYECTO.....	103
10.2	PROYECCIONES DE VENTAS, COSTOS Y GASTOS	104
10.3	DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS Y AMORTIZACIÓN DE CRÉDITOS	104
10.4	PLAN DE INVERSIÓN.....	105
10.5	COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL	106
10.5.1	Costo del Patrimonio Ke:	106
10.5.2	Costo de la deuda financiera Kd y Ki:	107

10.5.3	Índice WACC:.....	107
10.6	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS	107
10.6.1	Escenario optimista:	107
10.6.2	Escenario normal:.....	108
10.6.3	Escenario pesimista:	108
10.7	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE ESCENARIOS	108
10.7.1	Resultados escenario optimista:	109
10.7.2	Resultados escenario normal:.....	113
10.7.3	Resultados escenario pesimista:	117
10.7.4	Resultados de alternativas con combustión (A1) y digestión anaeróbica (A2) bajo escenario pesimista:	121
10.7.5	Consideración de beneficios tributarios de la ley 1715 de 2014:	123
11.	CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES.....	125
12.	BIBLIOGRAFÍA.....	127
13.	ANEXOS.....	134

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Relación de proyectos con Biomasa registrados entre 2016 y 2017	19
Figura 2. Capacidad instalada de proyectos de generación registrados.....	20
Figura 3. Estructura típica de un Project Finance	25
Figura 4. Producción total de electricidad a nivel mundial.....	31
Figura 5. Participación de fuentes de generación eléctrica en el 2015	32
Figura 6. Generación por tipo de tecnología en el sector Eléctrico – Sistema Interconectado Nacional.....	34
Figura 7. Zonas no Interconectadas en el Territorio Nacional	35
Figura 8. Actores que intervienen en el subsector Eléctrico Nacional.....	36
Figura 9. Agentes del mercado eléctrico Colombiano	38
Figura 10. PIB Colombia y del sector Agropecuario	43
Figura 11. Costo de la mano de obra en la producción de aceite de palma.	47
Figura 12. Evolución de los precios del aceite de palma y principales competidores.	49
Figura 13. Residuos del proceso de beneficio de la palma de aceite.	50
Figura 14. Composición de costos por fases del proceso 1984 - 2013 (USD/ton de aceite de palma)	51
Figura 15. Rutas de aprovechamiento de la biomasa de palma de aceite.	52
Figura 16. Potencial de generación de energía eléctrica del sector palmero en Colombia 2014.....	53
Figura 17. Incentivos de la ley 1715.....	56
Figura 18. Tarifas de electricidad para el sector industrial (2013).....	57
Figura 19. Producción de Biomasa y consumo energético de una planta de beneficio x Tonelada de RFF	60
Figura 20. Estado de maduración de tecnologías para generación energética con biomasa.....	62
Figura 21. Proceso de generación de energía eléctrica a partir de biomasa y gas	63
Figura 22. Proceso de generación de energía eléctrica a partir de biomasa y gas	63
Figura 23. Rangos de costos de capital en tecnologías de generación energética con biomasa.....	65
Figura 24. Estructura de costos de capital en tecnologías de generación energética con biomasa.	66
Figura 25. CDS Colombia a 5 y 10 años	100
Figura 26. Proyecciones macroeconómicas grupo Bancolombia.....	103
Figura 27. FCL del proyecto SPV en escenario optimista.	109
Figura 28. FCL del promotor del proyecto escenario optimista.....	109
Figura 29. FCL del proyecto completo en escenario optimista.....	110
Figura 30. FCL del promotor del proyecto completo en escenario optimista.	110
Figura 31. Evolución TIR del proyecto SPV vs compra de materia prima escenario optimista.....	111
Figura 32. Relación FCL/SD escenario optimista.	111
Figura 33. Indicador de causa de disolución escenario optimista.	112

Figura 34. Participación en la financiación preoperacional del proyecto escenario optimista.	112
Figura 35. FCL del proyecto SPV en escenario normal.....	113
Figura 36. FCL del promotor del proyecto escenario normal.	113
Figura 37. FCL del proyecto completo en escenario normal.....	114
Figura 38. FCL del promotor del proyecto completo en escenario normal.	114
Figura 39. Evolución TIR del proyecto SPV vs compra de materia prima escenario normal.	115
Figura 40. Relación FCL/SD escenario normal.....	115
Figura 41. Indicador de causa de disolución escenario normal.	116
Figura 42. Participación en la financiación preoperacional del proyecto escenario normal.	116
Figura 43. FCL del proyecto SPV en escenario pesimista.	117
Figura 44. FCL del promotor del proyecto escenario pesimista.....	117
Figura 45. FCL del proyecto completo en escenario pesimista.....	118
Figura 46. FCL del promotor del proyecto completo en escenario pesimista.	118
Figura 47. Evolución de la TIR del proyecto vs compra de materia prima escenario pesimista.	119
Figura 48. Relación FCL/SD escenario pesimista.....	119
Figura 49. Indicador de causa de disolución escenario pesimista.	120
Figura 50. Participación en la financiación preoperacional del proyecto escenario pesimista.	120
Figura 51. FCL/SD solo combustión sin compra de biomasa adicional escenario pesimista.	121
Figura 52. TIR Proyecto solo combustión - compra de biomasa adicional escenario pesimista. ...	122
Figura 53. FCL/SD solo DA con financiación preoperativa 80/20 escenario pesimista.....	122
Figura 54. FCL/SD solo DA con financiación preoperativa 68/32 escenario pesimista.....	123
Figura 55. Impacto de beneficios tributarios en los VPN bajo diferentes escenarios.	123
Figura 56. Impacto de beneficios tributarios en la TIR bajo diferentes escenarios.....	124

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Agentes del mercado Eléctrico Colombianos	38
Tabla 2. Decretos y resoluciones que reglamentan la ley 1715 de 2014.....	39
Tabla 3. Proyección de la demanda de Energía Eléctrica Total Nacional (GWh)	41
Tabla 4. Crecimiento de la demanda de Energía Eléctrica Total Nacional.....	41
Tabla 5. Distribución del área sembrada en palma de aceite por zona (hectáreas).....	44
Tabla 6. Producción de la agroindustria de palma (toneladas).....	45
Tabla 7. Distribución por tamaño de las plantas de beneficio (Rango en Ton RFF/hora).....	45
Tabla 8. Rendimiento anual de aceite de palma crudo (toneladas/hectárea)	46
Tabla 9. Uso de biomasa líquida generada en plantas de beneficio en 2013.....	50
Tabla 10. Disponibilidad de subproductos sólidos del tratamiento de 1 Ton RFF en planta de beneficio.....	59
Tabla 11. Poder calorífico inferior y humedad de la biomasa.	60
Tabla 12. Poder calorífico inferior y humedad de la biomasa.	61
Tabla 13. Costos estimados de equipos para diferentes tecnologías de generación con biomasa..	64
Tabla 14. Parámetros de entrada de las tecnologías de generación energética consideradas.....	65
Tabla 15. Supuestos técnicos para generación con A1 y A2.	67
Tabla 16. Capacidad instalada de generación eléctrica con diferentes tamaños de plantas de beneficio.....	68
Tabla 17. Porcentaje de distribución de costos de inversión inicial en proyectos de generación. ..	69
Tabla 18. Sobrecargos por distribución física internacional aplicados al equipo de generación.	71
Tabla 19. Inversión requerida en terreno para el desarrollo del proyecto.....	72
Tabla 20. Inversiones requeridas en materia ambiental.....	73
Tabla 21. Inversiones requeridas en materia de seguros preoperativos.....	74
Tabla 22. Inversiones requeridas en materia de seguros preoperativos.....	74
Tabla 23. Estructura del Capex del proyecto.	75
Tabla 24. Costos operativos anuales por concepto de reemplazos.....	77
Tabla 25. Cantidad mensual de subproductos sólidos generados por la planta de beneficio.....	77
Tabla 26. Costos operativos por combustible utilizado.	78
Tabla 27. Costos operativos fijos por concepto de seguros.....	79
Tabla 28. Costos por cargos de ley operativos.....	81
Tabla 29. Costos operativos fijos incorporados en el proyecto.	81
Tabla 30. Costos operativos variables incorporados en el proyecto.	82
Tabla 31. Lista de chequeo para un Project Finance exitoso.	84
Tabla 32. Energía eléctrica que se venderá por contrato a la planta de beneficio.....	97
Tabla 33. Energía eléctrica que se venderá por contrato al mercado abierto.....	99
Tabla 34. Energía eléctrica que se venderá por contrato al mercado OTC.....	100

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Cultivos de Palma de Aceite en Colombia en 2016.....	134
Anexo 2. Tecnologías para generación energética	135

1. INTRODUCCIÓN

Colombia cuenta con una riqueza en recursos hídricos bastante abundante, lo que le ha permitido a través de su aprovechamiento, generar gran parte de la energía eléctrica necesaria para el desarrollo económico de la nación; sin embargo, este tipo de ventajas comparativas resultan riesgosas cuando el portafolio energético de un país se encuentra poco diversificado, y surgen eventos climatológicos como los fenómenos del niño y la niña, que implican afectaciones en las precipitaciones de agua lluvia, diezmando la capacidad de generación de energía eléctrica en Colombia; de acuerdo al informe mensual del mercado eléctrico proporcionado por Derivex (Derivex, 2017), para julio de 2017 la capacidad de generación en Colombia fue soportada en un 82,8% de energía hidroeléctrica¹.

Con la entrada en vigor de la ley 1715 de 2014 se da un mayor impulso al uso de las energías provenientes de fuentes no convencionales renovables y se promueve su incorporación al sistema energético nacional, con lo que se permitirá que empresas particulares que estén en capacidad de generar energía a través de dichas fuentes, puedan ofrecer y vender sus excedentes.

Los incentivos de la mencionada ley se encuentran reglamentados en el decreto 2143 del 4 de noviembre de 2015, el cual contempla: deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios, exclusión de IVA para compra de equipos y servicios relacionados con nuevos proyectos que involucren Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE, exención de gravamen arancelario, y régimen de depreciación acelerada.

De esta manera, resultan beneficiados proyectos cuya fuente de generación incorpore el uso de energía eólica, tal como se ha venido trabajando en la Guajira; proyectos de generación fotovoltaica a través de la energía solar, pequeñas centrales hidroeléctricas – PCH que bien se pueden ubicar sobre quebradas o pequeños afluentes hídricos, proyectos que incorporen el uso de energía geotérmica que se pueden aprovechar como en las zonas volcánicas del nevado del Ruiz, uso de energía de las mareas, y proyectos que incorporen el aprovechamiento de la biomasa que comprende el uso de residuos de tipo orgánico que están disponibles a lo largo del país, donde hasta el momento se han desarrollado

¹ El porcentaje de aporte por parte de las hidroeléctricas es variable a lo largo del año, de tal manera que cuando hay bajos aportes fluviales se pone en funcionamiento las termoeléctricas que operan como respaldo a la generación dada por las hidroeléctricas.

proyectos de cogeneración de energía eléctrica con venta de excedentes principalmente a partir del bagazo en ingenios azucareros ubicados en el valle del cauca.

Es de especial interés el uso de residuos para aprovechamiento energético, no solo porque se estaría aportando en aspectos de descontaminación y gestión de residuos, sino porque adicionalmente aportan al desarrollo en regiones en algunos casos apartadas, fuera del sistema interconectado nacional, siendo fuente de ingresos adicionales para las empresas que puedan aprovecharlos y generando inversión y más empleo en el país.

En Colombia hay un alto potencial para producción de energía a partir de la biomasa, donde las principales fuentes se encuentran en los residuos agrícolas, residuos pecuarios y otros residuos tales como los de plazas de mercado y residuos de poda, en conjunto se estimó que para el 2010 habían 449.796 TJ², de los cuales, el 73,73% corresponde a biomasa de residuos agrícolas (Escalante Hernandez, Orduz Prada, Zapata Lesmes, Cardona Ruiz, & Duarte Ortega, 2010); entre estos algunos ingenios azucareros desde hace algunos años ya han empezado a realizar una gestión eficiente de sus residuos (bagazo), generando con ellos valor agregado con la generación de energía eléctrica, que actualmente representa el 0,8% de la energía en el sistema interconectado nacional (Derivex, 2017).

El sector palmicultor está un poco rezagado en estos aspectos, en muchos casos sin un plan de manejo adecuado para la gestión de sus residuos, exponiéndose a multas por contaminación, problemas con plagas que afectan los cultivos y altos costos de producción comparados con otros países como Indonesia y Malasia. Considerar el aprovechamiento de sus residuos requiere de inversiones que típicamente son del orden de millones de dólares, lo cual implica la tarea de conseguir recursos que en Colombia o bien resulta complicado obtener o bien implican tasas de interés no muy competitivas que hacen que los proyectos no resulten interesantes, adicionalmente hay desconocimiento por parte de los palmicultores y correspondientes plantas de beneficio de como operar sistemas de generación eléctrica, presentando aversión al riesgo de invertir grandes sumas en proyectos que no son de su experticia, y también hay desconocimiento en esquemas alternativos de inversión que faciliten la consecución de recursos para este tipo de proyectos.

Al momento de pensar en cómo conseguir recursos del sistema financiero, muchos inversionistas no van más allá de validar opciones en bancos comerciales, en algunas ocasiones si hay mayor

² TJ - TeraJoules correspondiente a unidades de energía, para contextualizar, en el 2010 el consumo eléctrico total en Colombia fue de 56.148 Gwh, lo que es equivalente a 202.132,8 TJ; lo que quiere decir que si se pudiera explotar todo el potencial de biomasa en Colombia al 100% de eficiencia se podría producir más del doble de la demanda anual de energía eléctrica.

conocimiento se validan opciones en banca de inversión, considerando entonces opciones para financiar sus proyectos en las finanzas corporativas; sin embargo, es propósito de este trabajo explorar opciones alternativas con el Project Finance en orden de hacer viable inversiones de alto nivel como son las requeridas para proyectos energéticos como el que analizamos en este trabajo.

Desde esta perspectiva se busca implementar una solución que aplica a dos sectores en consideración, por una parte la necesidad de más inversión en alternativas energéticas que diversifiquen el portafolio de opciones energéticas en el sector eléctrico del país, y adicionalmente la necesidad del sector palmicultor en Colombia de ser más competitivo de cara a competencia internacional, siendo la opción de generación energética a partir de los residuos de los cultivos una opción que favorece los dos frentes mencionados, por lo que es objeto de este trabajo validar esquemas financieros que viabilicen estas inversiones, proponiéndose la opción de Project Finance como la mejor alternativa para hacer realidad estos proyectos, y con ello generar crecimiento en el país.

Como objetivo general de este trabajo se busca identificar la viabilidad a nivel de prefactibilidad de proyectos de generación eléctrica a partir de FNCE - Biomasa en Colombia con la aplicación de Project Finance. Asimismo, como objetivos específicos se tienen:

- Realizar una revisión del subsector eléctrico y la agroindustria palmera que valide las perspectivas y problemáticas actuales que los comprenden.
- Determinar las características que incorporan la evaluación de un proyecto de generación eléctrica a partir de Biomasa a nivel de prefactibilidad.
- Establecer el modelo de negocio apropiado para implementar el aprovechamiento de los residuos de la agroindustria de la palma como fuente para generación de energía eléctrica.
- Establecer un modelamiento financiero que permita validar bajo simulación de diferentes escenarios, los resultados de la implementación del Project Finance como mecanismo para la financiación de proyectos de generación de energía eléctrica que pudieran ser implementados por propietarios de plantas de beneficio de la agroindustria palmera en Colombia.

En este orden de ideas, se tiene como alcance de este trabajo plantear un esquema financiero atractivo con la aplicación de Project Finance que de viabilidad a proyectos generación eléctrica con el uso de residuos de plantaciones de palma, en el cual se generen ingresos a partir de la venta de excedentes de energía al sistema interconectado nacional de acuerdo con los esquemas actuales que la ley permite para que se establezcan estas negociaciones.

Para el desarrollo de este trabajo se ha organizado este documento en once capítulos, siendo el primero la introducción descrita, en el segundo capítulo se abordará una revisión del estado del arte, describiéndose algunos estudios que se han realizado en Colombia referentes a potenciales aprovechamientos de residuos de la agroindustria palmera.

En el capítulo tres se hace una revisión del marco teórico que comprende lo que incorporan los Project Finance, validándose un paralelo con las finanzas corporativas, y las implicaciones y aspectos a tener en cuenta al momento de estructurar un Project Finance.

En el capítulo cuatro se hace una descripción de la metodología abordada en este trabajo para realizar el análisis de prefactibilidad de invertir en este tipo de proyectos, los mecanismos que se utilizaron para evaluar el proyecto considerando el uso de finanzas corporativas como contraste a los resultados obtenidos al modelamiento con Project Finance.

En el capítulo cinco y seis se realiza una descripción de los subsectores involucrados, el eléctrico y la agroindustria de la palma, se validan las perspectivas, problemáticas y lo que se espera a futuro para ellos, de igual manera en el capítulo siete se identifican las barreras y oportunidades que se presentan en orden de realizar aprovechamiento de los residuos de la agroindustria de la palma para generar energía eléctrica y vender sus excedentes al sistema interconectado nacional.

En el capítulo ocho se validan las características de un proyecto tipo de generación de energía a partir de residuos de biomasa, donde se hace un desarrollo de la ingeniería básica y los costos requeridos para la construcción y operación de una planta de estas características, validándose el levantamiento de la información correspondiente a tamaños de plantas de beneficio y su potencial de generación.

En el capítulo nueve se aborda el desarrollo del modelo de negocio, validándose los criterios que deben ser considerados en un proyecto para poder optar por financiamiento bajo la estructura de Project Finance, se validan los esquemas de contratos y consecuentes coberturas de riesgos.

En el capítulo diez se realiza el modelamiento financiero, a partir de la información recopilada, incorporando la correspondiente validación de escenarios que permitan analizar y tomar decisiones certeras referentes al mejor esquema de financiamiento de este tipo de proyectos para los casos analizados. En el capítulo once se expondrá un análisis de los resultados obtenidos y conclusiones.

2. ESTADO DEL ARTE

El crecimiento demográfico que ha experimentado la humanidad en los últimos años ha sido sujeto en gran parte al mayor acceso a fuentes de energía, lo que le ha permitido a más personas poder vivir en una misma porción de tierra; en efecto, no hay manera de que el mundo hubiera podido sostener tantas personas sin un cambio fundamental en la manera en que se energiza actualmente.

De acuerdo a la WWF en su reporte de energía 2010, el cambio a energías renovables no solo es la mejor opción, sino la única opción (WWF, 2010); y ello es debido a que los recursos naturales son finitos, y la velocidad a la que los estamos consumiendo no es sostenible, haciendo que su agotamiento sea solo cuestión de tiempo en un futuro muy próximo.

Las necesidades en el territorio nacional precisan de la implementación e incentivo de uso de energías alternativas, más aún cuando se cuenta con un alto porcentaje de zonas no interconectadas en el territorio nacional. Gómez (2011) aborda esta necesidad con su estudio de energización de zonas no interconectadas en Colombia, a partir del uso de energías solar y Eólica, el cual nos referencia las necesidades actuales de ciertas zonas en nuestro país, que a pesar de estar en una época de modernidad en pleno siglo XXI, no cuentan con un adecuado suministro de energía eléctrica regulada y constante.

En este orden de ideas, se hace necesario el realizar una adecuada valoración del proyecto en orden de validar su viabilidad; Fedesarrollo en 2013 realizó un estudio para WWF correspondiente a un análisis costo beneficio de uso de energías renovables en Colombia (Fedesarrollo, 2013), en el cual se buscaba calcular el denominado costo nivelado de energía, o LCOE por sus siglas en inglés (Levelized Cost Of Energy), el cual contempla desde los costos de los equipos en fabrica, su correspondiente transporte, los costos de financiación del proyecto, los relacionados a su desarrollo y los correspondientes a su operación y mantenimiento; costos que son traídos a valor presente, los cuales se comparan con la suma de potencia anual generada por la misma (Universidad de Antioquia, 2015).

En los meses de marzo y abril de 2016, luego de 2 décadas el fantasma del apagón se volvió a presentar en Colombia, y en efecto estuvimos ad portas de que se materializara teniendo que apelarse al ahorro de la gente; como se mencionó antes, nuestro país cuenta con un portafolio eléctrico poco

diversificado, lo que lo hace vulnerable en momentos de cambio climático, y su respaldo basado en plantas térmicas cuya materia prima son combustibles fósiles con precios con alta volatilidad³ no le dan la suficiente confiabilidad al sector; solo hasta hace poco se ha manifestado voluntad política en establecer mecanismos para cambiar esta situación, enfatizándose ello con la ley 1715 de 2014.

La preocupación referente a la poca diversificación del portafolio eléctrico colombiano se ha manifestado desde hace cierto tiempo, la Upme ha realizado estudios al respecto, recientemente publicando una investigación titulada *Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático* (Macias & Andrade, 2013), que fue un estudio realizado como parte de la planeación para la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono - ECDBC enfocado al sector energía, buscando validar escenarios donde el cambio climático afecta negativamente la hidrología nacional y consiga la operación del sistema eléctrico, enmarcado en un escenario 2013 – 2050; para ello se utilizó el software SDDP⁴, arrojando para el escenario pesimista al 2050 una reducción en los aportes hídricos del 8,47%, aumento tentativo de los precios de energía de hasta 37,6% con respecto al escenario base planteado dado a la reducción de caudal en fuentes hídricas cuya generación es de menor costo, también se proyectó el déficit potencial del sistema, el cual de acuerdo al escenario pesimista alcanzaría en 2050 los 333 Gwh comparado con los 31 Gwh del escenario base.

Focalizando el tema del uso de las fuentes no convencionales de energías, desde antes de aprobarse la ley 1715 de 2014 se han hecho estudios para validar su implementación, destacándose el realizado por el Consorcio Energético Corpoema para la UPME (CorpoEma, 2010) que contempla una revisión del marco institucional, político y regulatorio de las diferentes fuentes de energías no convencionales renovables, se contempla el desarrollo a la fecha del estudio de cada una de dichas fuentes.

En efecto, la Upme realizó un estudio buscando afianzar la integración de energías alternativas al sistema interconectado nacional e incluso para las zonas no interconectadas, *Integración de las Energías Renovables no Convencionales en Colombia* (UPME, 2015), en el cual hace una investigación bastante amplia para las principales fuentes de energías y su potencial uso como fuente para generación eléctrica, llevando a cabo modelamientos financieros bajos escenarios que contemplan las ventajas tributarias dispuestas en la ley 1715 de 2014; para dichos modelamientos se realizan estimaciones de producción de energía, se toman precios del mercado para obtener ingresos

³ Durante la crisis descrita Termocandelaria tuvo que ser intervenida por la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios, dado a que se declaró indisponible, incumpliendo su obligación de energía en firme, principalmente debido a los precios de los combustibles, para el caso, el costo para producir un kilovatio con diesel era de \$733, y que el mismo se pagaba a \$302.

⁴ Stochastic Dual Dynamic Programming

del proyecto, en contraste para los costos del mismo se toman estimaciones de costos nivelados de energía (valores que son aproximados, no específicos de acuerdo al nivel de detalle de un proyecto).

Con el objeto de validar el potencial de producción energética a partir de la biomasa, se realizó un estudio en el 2010 que calculó principalmente para los sectores agrícola y pecuario el potencial que se tendría en Colombia si se diera provecho de los residuos de la biomasa, estudio adelantado en conjunto entre la UPME, IDEAM, Colciencias y UIS, *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia* (Escalante Hernandez, Orduz Prada, Zapata Lesmes, Cardona Ruiz, & Duarte Ortega, 2010); dicho estudio presenta no solo el potencial energético en general, sino que especifica los potenciales para diferentes clases de cultivos, ubicándolos también en las regiones donde se producen en el país.

Gonzalez-Salazar, M.A., Venturini, M., Pogonietz, W.R., Finkenrath, M., Kirsten, T. y Acevedo, H. (2014) realizaron un trabajo para validar la hoja de ruta en referencia a la tecnología bioenergética en Colombia a 2030, enfocado a la necesidad de reducir la producción de gases de efecto invernadero y la satisfacción de necesidades energéticas en zonas rurales; el análisis contempla escenarios con crecimiento en la generación de biocombustibles dada las cantidades requeridas para biodiesel, generación de energía eléctrica a partir de biomasa y generación combinada con calor.

La subdirección de hidrocarburos de la UPME también adelantó un estudio titulado *Fundamentos para el Desarrollo de una Política Nacional de Bioenergía* (UPME, 2015), donde revisa entre otros aspectos, perspectivas para los sectores de la palma de aceite y la caña de azúcar a nivel nacional, mostrando la problemática que afronta actualmente la agroindustria de la palma y sugiriendo la necesidad de establecer biorefinerías para el aprovechamiento de los residuos en las plantas de beneficio donde se trata el aceite de palma.

La agroindustria de la palma en Colombia está relativamente organizada, destacándose antes que la agremian como Fedepalma que regularmente provee de información actualizada relacionada con el sector, y poniendo anualmente a disposición del público su anuario donde destaca información referente al tamaño del sector, ubicación de las plantaciones, información de las plantas de beneficio y en general perspectivas del sector; se destaca también el trabajo que hace Cenipalma que es el centro de investigación para la productividad de la agroindustria de la palma de aceite en Colombia, a través de quienes se han realizado investigaciones relacionadas a validar procesos de aprovechamiento de residuos de la agroindustria palmera.

De acuerdo a Ponce F. et al., (2008) una planta de beneficio produce residuos equivalentes a casi tres veces la cantidad de aceite producido por la biomasa, demostrando un inmenso potencial para incrementar la eficiencia energética de las plantas y la potencia instalada; de acuerdo a su estudio, para plantas de beneficio con capacidad de procesamiento de racimos de fruta fresca – RFF de entre 18 y 60 toneladas RFF/h es posible obtener excedentes de energía entre 1 y 7 MW, describiendo igualmente que un cultivo que comprende 100 Km² puede corresponder a una potencia instalada de 5-11 MW; su estudio lo realizaron simulando tres casos correspondientes a tres plantas de beneficio ubicadas en Colombia, como resultado obtuvieron viabilidad dependiente de las tarifas de la electricidad y un tiempo de recuperación aproximado de cuatro años.

De igual manera se hizo un estudio con mayor cobertura por parte de Garcia J., Cárdenas M., & Yañez E. (2010) que cubrió 29 plantas de beneficio que procesaban el 76,7% de RFF producido a nivel nacional en 2008 estableciendo la disponibilidad de más de 600.000 toneladas de biomasa residual con la que se pueden plantear alternativas para su aprovechamiento.

Por su parte García M. y García J. (2013) consideran las alternativas para convertir las plantas de beneficio de aceite de palma existentes en biorrefinerías, considerando la producción de carbón vegetal y calor mediante la pirolisis de la biomasa, y la recuperación del metano producido en los estanques de digestión anaeróbica, obteniéndose productos como energía, calor y carbón vegetal.

De igual manera Briceño, I., Valencia, J. y Posso, M. (2015) establece la posibilidad de vender excedentes de energía eléctrica generada al sistema interconectado nacional bajo la consideración de que la energía eléctrica que potencialmente se podría producir con los residuos de las plantas de beneficio de aceite superan sus propias necesidades en consumo eléctrico, estableciendo un potencial de generación en 340 MW; en el estudio realizado se plantea un análisis y simulación financiera para determinar la viabilidad de estos proyectos, lo que efectivamente sugiere en sus resultados.

García-Núñez, J. et al (2016) resalta la necesidad de desarrollar productos de alto valor a partir de los residuos generados en las plantas de beneficio, más aun cuando dichos residuos se producen durante todo el año, y la necesidad de incubar esas tecnologías emergentes para su transición gradual a biorefinerías; describen adicionalmente que hay una gran cantidad de tecnologías que están siendo revisadas a nivel de laboratorio, muchas de ellas están siendo puestas a prueba en plantas piloto. Describen que en una base de corto plazo la peletización de la biomasa y la digestión anaerobia de los efluentes muestran ser las mejores alternativas, y a largo plazo se plantea la apertura a nuevas opciones tecnológicas que tendrán impactos medibles a nivel económico, ambiental y social.

En relación a experiencias exitosas en la generación de energía eléctrica con subproductos de palma de aceite en Colombia, se destacan los resultados como casos de éxito en el segundo congreso palmero de Guatemala (2016), donde se describen para Colombia los casos de Manuelita Aceites y Energía, y el de Extractora Tequendama.

En el caso de Manuelita Aceites y Energía, se realizó una presentación para Cenipalma en la XII reunión técnica nacional de palma de aceite (2014) en la que se expusieron los beneficios de la implementación del aprovechamiento de efluentes de su planta extractora y su planta de biodiesel, para dicho proyecto se hizo una inversión 8,48 millones de dólares con la cual redujeron en un 80% la compra de combustibles fósiles y energía eléctrica, los cuales representaban un costo anual de 3,1 millones de dólares al año, se redujeron en un 85% las emisiones a la atmosfera por efecto de la disposición no adecuada del metano (no aprovechado), que antes del proyecto equivalían a 70 mil toneladas de dióxido de carbono anuales arrojadas al ambiente (2014); de acuerdo a la página de la empresa⁵, en el 2016 manuelita vendió excedentes cercanos a 5 millones de Kwh, equivalentes al consumo de 30 mil hogares colombianos.

Por su parte C.I. Tequendama, que es subsidiaria del grupo Daabon a partir del biogás producido por sus efluentes en su planta en Aracataca Magdalena genera 3,5 MW de electricidad, de los cuales consume uno y el resto son para la venta a través de la red (Portafolio, 2015) (Fair News, 2014).

De acuerdo al informe de registro de proyectos generado por la UPME (UPME, 2017) entre 2016 y 2017 se han registrado una serie de proyectos de generación a partir de biomasa, los cuales aportan una capacidad instalada de 60 MW, el detalle de dichos proyectos puede ser apreciado en las figuras 1 y 2.

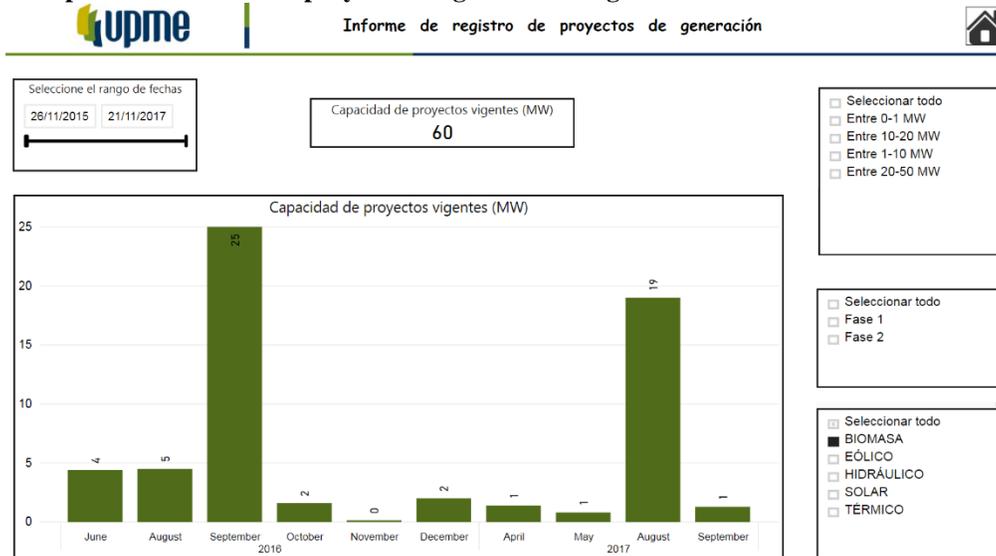
Figura 1. Relación de proyectos con Biomasa registrados entre 2016 y 2017

Municipio	NOMBRE DEL PROYECTO	Tipo de Proyecto	CAPACIDAD (MW)
SOPO	APROVECHAMIENTO DEL BIOGAS D ELA PTAR ALPINA	BIOMASA	2,000
SAN VICENTE DE CHUCURI	AUTOGENERACIÓN AMM S.A.S.	BIOMASA	0,140
ZARZAL	COGENERACIÓN ENERGETICA FASE 2	BIOMASA	4,500
PALMIRA	COGENERACIÓN INCIPIENTE	BIOMASA	19,000
YUMBO	DATECSA	BIOMASA	0,080
CALOTO	ENERGISSA	BIOMASA	4,400
CUMARAL	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOGAS PLANTA HACIENDA LA CABAÑA	BIOMASA	1,200
ARACATACA	GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE LA BIOMASA RESIDUAL DEL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE ACEITE CRUDO DE PALMA	BIOMASA	1,000
SAN CARLOS DE GUAROA	GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FNCE ETAPA 2	BIOMASA	1,400
VILLANUEVA	PROYECTO VILLANUEVA	BIOMASA	25,000
INIRIDA	RESIDUOS SOLIDOS INIRIDA	BIOMASA	0,360
MITÚ	RESIDUOS SOLIDOS MITÚ	BIOMASA	0,240
SAN PABLO	TURBINA A CONTRAPRESIÓN PARA LA AUTOGENERACIÓN EN LA EXTRACTORA	BIOMASA	0,800

Fuente: (UPME, 2017)

⁵ <http://manuelita.com/manuelita-productos/energias-renovables/>

Figura 2. Capacidad instalada de proyectos de generación registrados.



Fuente: (UPME, 2017)

3. MODELOS DE FINANCIAMIENTO PARA PROYECTOS

A simple vista al momento de buscar recursos para un proyecto, mirando en la parte derecha de su correspondiente balance general, se tendría que las opciones estarían entre el financiamiento con recursos propios (solamente con patrimonio - Equity), con recursos de deuda, o incluso, y es de hecho lo más usual en las empresas, una mezcla de ambos; lo anterior se enmarca en el uso de las finanzas corporativas en las cuales entre otras cosas, las organizaciones buscaran una estructura de capital que le permita apalancar su crecimiento, sin embargo, al momento de buscar alternativas para financiar proyectos, es posible optar por una alternativa no convencional, y es allí donde se puede incorporar el denominado Project Finance.

3.1 FINANCIACIÓN CON RECURSOS PROPIOS

Básicamente se utilizan recursos que pertenecen a los dueños para la financiación de las inversiones propuestas, por un lado si se cuenta con ellos elimina la dependencia de tener que buscar prestamos en el mercado financiero, máxime cuando las inversiones requeridas para proyectos energéticos como el planteado implican sumas de dinero bastante altas y por ende en ciertas circunstancias puede ser difícil conseguir los préstamos por los covenants y garantías implícitas requeridas; sin embargo, es de resaltarse que dado al mayor riesgo, los recursos propios son por lo general más costosos que los recursos de deuda, y por lo tanto se afecta la estructura de capital de la empresa.

3.2 FINANCIACIÓN CON RECURSOS DE DEUDA

Las finanzas corporativas involucran el acceso al mercado financiero con créditos que permiten apalancar las inversiones propuestas, este tipos de recursos de deuda son otorgados bajo condiciones de solvencia que debe tener el solicitante del crédito en orden de que pueda haber garantía para el pago del crédito; es de destacarse que si bien los recursos de deuda manejan costos inferiores a recursos de patrimonio⁶ y por lo tanto el apalancamiento ayuda a mejorar la estructura de capital de la empresa, cuando se presentan condiciones de alto endeudamiento (típicamente relaciones D/E⁷ alrededor de 70% o superiores) el otorgamiento de créditos es más dificultoso por

⁶ Bajo la consideración de que se hace una buena negociación al momento de solicitar un crédito.

⁷ La relación D/E⁷ hace referencia al cociente que hay entre la deuda (D) y el patrimonio (E - Equity)

el alto riesgo de impago, y en caso de conseguirse, dichos recursos de deuda tendrían un costo bastante alto.

Lo anterior se enmarca dentro de la teoría del Trade-off propuesta por Myers en 1984, en la cual consideran el escudo tributario que genera el endeudamiento, lo cual resulta bastante beneficioso para la compañía, aunque como se mencionó antes, el alto nivel de endeudamiento genera mayores costos indexados en la tasa a la cual se adquiere la deuda, razón por la que una estructura de capital óptima técnicamente estaría compuesta por una participación de deuda y patrimonio en proporciones que serán particulares para cada caso.

3.3 PROJECT FINANCE

De acuerdo a Finnerty (2013), el Project Finance se podría definir como la consecución de fondos bajo una base de recursos limitados, o carencia de recursos para financiar un proyecto con un capital separado, donde el proveedor de los fondos valida de manera primordial el flujo de caja del proyecto como medio para el pago del servicio de la deuda y el retorno por su capital invertido.

Albujar (2010) lo aplica específicamente para proyectos de gran envergadura en infraestructura con la participación del sector privado y el sector público, a lo cual se le denomina asociación público privada o APP, que cuentan con estructuras financieras muy apalancadas y haciendo un estudio bastante riguroso de los riesgos a asumir entre las partes.

De acuerdo a Fabozzi F. & Nahlik C. (2012) el Project finance involucra el financiamiento de una unidad económica específica en la cual el prestamista accede al mirar inicialmente los flujos de caja y ganancias de la unidad económica que serán los medios a través de los cuales la deuda será repagada y el patrimonio atendido, y donde los activos de la unidad económica comprenden el colateral del préstamo dentro de una estructura de riesgo especificada.

De acuerdo a lo anterior, el Project Finance se aplica bajo un esquema de inversión en un proyecto donde se requieren de recursos de alta cuantía, la garantía de pago en la inversión del Project Finance se encuentra en los flujos de caja futuros del proyecto, los cuales deben ser muy seguros para que puedan ser atractivos por parte de la entidad inversora. En este orden de ideas, a través del Project Finance se tiene la posibilidad de hacer emprendimientos de alta cuantía sin necesidad de un respaldo patrimonial establecido.

Es de destacarse que adicionalmente, al estructurarse el Project Finance le da la ventaja al promotor del proyecto de que éste se financia independientemente y fuera de balance de la contabilidad de

su empresa, lo que hace que el apalancamiento que tenga el proyecto no afecte la estructura de capital de su empresa, siendo proyecto y empresa propiedad del promotor independientes.

3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROJECT FINANCE

Arias (2012) considera las ventajas y desventajas de la aplicación del Project Finance, destacando que por un lado resulta atractivo dado a que la transacción se encuentra fuera de balance contable de la compañía interesada, lo que hace que su capacidad crediticia se mantenga intacta (cosa que no pasa con créditos ordinarios), de igual manera para la otorgación de créditos, no se enfatiza en el nivel de solvencia o liquidez de la compañía vehículo, sino en los flujos de caja que va a aportar el proyecto; como desventaja principal se encuentra el alto costo implícito, que requerirá que los bienes se pongan a producir al máximo para atender la deuda a través de sus flujos de caja, ello implicando la necesidad de una estructuración bastante robusta, con incorporación de coberturas y seguros, en orden de disminuir la incertidumbre en los flujos.

3.5 ESTRUCTURA DE UN PROJECT FINANCE

En la estructuración de un Project Finance es de vital importancia la mitigación del riesgo, dado a que ello redundará en una mayor certeza en los flujos de caja futuro de la empresa proyecto, más conocida como SPV (Special-Purpose Vehicle); buena parte de la mitigación de los riesgos se da a través del establecimiento de contratos, destacándose los siguientes contratos en la estructuración del Project Finance:

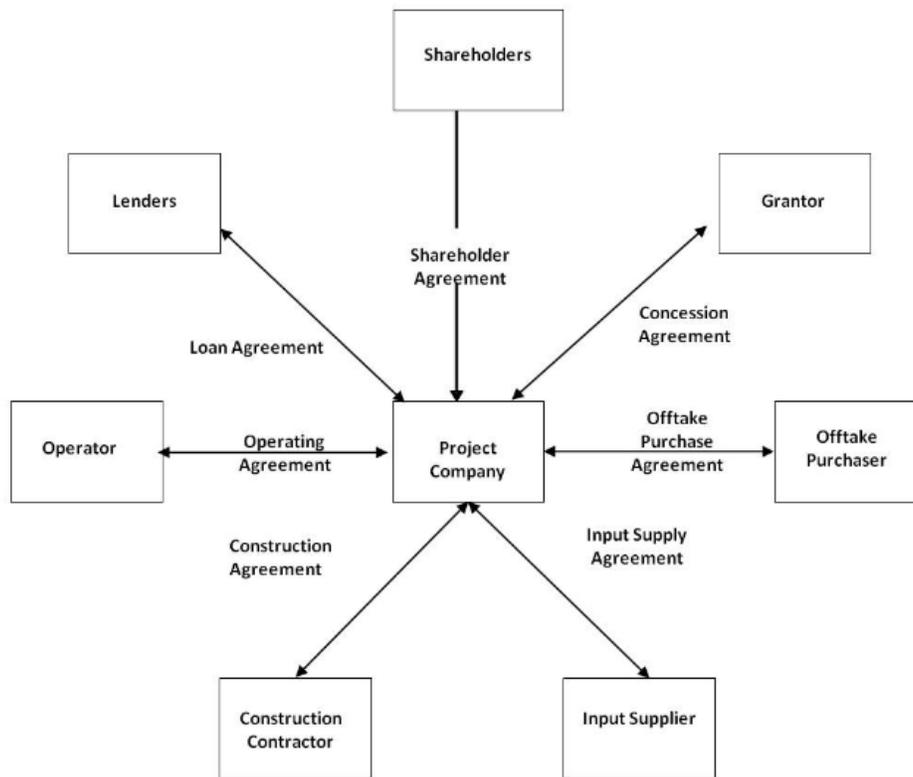
- **Contrato de Construcción:** Su alcance típicamente se da a un EPC (Engineering, Procurement and Construction) el cual abarca las etapas de ingeniería básica y de detalle en el desarrollo del proyecto que permita estructurar los diferentes equipos, facilidades y mano de obra requerida para el desarrollo de la obra, la parte de procura corresponde a los procesos de compra que se deben desarrollar, y la parte de construcción comprende propiamente la construcción de las facilidades objeto del SPV. Es necesario que la empresa que se seleccione para estos contratos cuente con la experiencia técnica suficiente no solo por la calidad esperada en el resultado entregado, sino por el cumplimiento en los plazos acordados, toda vez que si se presentan demoras o sobrecostos, estos van a impactar en los flujos de caja futuros, los cuales deben ser muy seguros.
- **Contratos de Administración, Operación y Mantenimiento AOM:** Son requeridos estos contratos luego de la puesta en operación de las facilidades, dado a que es necesario que

haya alguien que los administre, opere y les haga el correspondiente mantenimiento en orden de que presten el servicio para el cual se concibieron; de igual manera que en los contratos de construcción, los contratos AOM requieren ser realizados por empresas con capacidad técnica para llevarlos a cabo, toda vez que una mala administración, operación o mantenimiento de los activos, puede llevar a que éstos queden fuera de operación, con afectación a los flujos de caja futuros, adicional a que tendrá un impacto directo en la duración de los equipos y por lo tanto en el tiempo de vida del proyecto.

- **Contratos de Suministro:** que son necesarios en orden de que se pueda asegurar contar con la materia prima necesaria, manejándose típicamente contratos Take or Pay, el cual se caracteriza por la obligación por parte del comprador de pagar independientemente de que el producto o servicio sea prestado o no, por otra parte los contratos Take and Pay, en el cual el comprador se obliga a tomar el producto o servicio que se le provee (Fabozzi & Nahlik, 2012); este tipo de contratos son necesario que sean establecidos en orden de poder contar con la completa certeza de que se pueda contar permanentemente con las materias primas requeridas para el desarrollo de los proyectos, un caso típico corresponde a los contratos para suministro de gas en las termoeléctricas a gas, en los cuales es necesario poder asegurar su suministro una vez este se requiera.
- **Contratos de Venta:** de manera similar es necesario establecer contratos que aseguren la venta de los productos o servicios generados por el SPV, dado a que generarán los ingresos que permitirán proyectar los flujos de caja futuros y darán seguridad sobre los mismos.

Los anteriores contratos pueden ser identificados en la figura 3, comprendiéndose en la parte media e inferior de la estructura típica propuesta por el banco mundial, es de aclararse que de igual manera se establecen los acuerdos con prestamistas que enmarcan la manera en la que se conceden los créditos, los acuerdos entre socios, y los acuerdos de concesión, que enmarcan si el SPV se mantendrá como una sociedad independiente o si al final del contrato, este se transfiere al sponsor a través de una estructura típica de BOOT (Build, Own, Operate and Transfer), en el cual se construye, posee, opera y transfiere al final de contrato.

Figura 3. Estructura típica de un Project Finance



Fuente: (World Bank, 2016)

La parte superior de la gráfica 1 hace referencia a la implicación de actores de alta relevancia para la estructuración del Project Finance, ellos son:

- **Compañía Proyecto o SPV:** corresponde a la compañía que se forma producto del proyecto que se propone, esta se conforma legalmente con el propósito de realizar la explotación del proceso productivo propósito del proyecto, asimismo será la entidad encargada de soportar la deuda, realizar los pagos correspondientes y distribuir utilidades; es preciso que esta nueva entidad se conforme de manera independiente a sus promotores
- **Promotores:** hace referencia a quienes tienen el interés en desarrollar el proyecto, que bien puede ser proveedores de un producto o servicio que quieren potencializar su aprovechamiento, empresas que requieren de la conformación de una empresa que les provea de cierto producto o servicio, empresas constructoras que en búsqueda de establecer contratos de construcción promuevan el desarrollo de proyectos, entre otros.
- **Financiadore del proyecto:** correspondiente a las entidades que se encargaran de facilitar los recursos requeridos para el desarrollo del proyecto, donde se incluye la adquisición de

tecnología, construcción y operación; en este campo también pueden vincularse los proveedores de tecnología, que en orden de promover sus ventas pueden establecer esquemas de crédito para proyectos, o incluso esquemas de leasing.

- **Compañías aseguradoras:** incorporadas en orden de establecer coberturas y mitigar riesgos implícitos en el proyecto.

3.6 ANÁLISIS DE RIESGO

Los riesgos son parte integral en el desarrollo de los proyectos y su mitigación se hace más relevante en la medida que permitirá evitar circunstancias adversas en el desarrollo del proyecto, para un Project Finance, es importante que los riesgos sean asignados a la parte que tiene mayor control sobre los mismos o pueda mitigarlos de manera más efectiva, ello es vital dado a que impactan en los flujos futuros; en el apartado anterior se revisó cómo vía contratos se mitigan parte de los riesgos que se presentan en un proyecto, de acuerdo a Fabozzi & Nahlik (2012) otros riesgos que de igual manera son necesarios mitigar con diferentes tipos de mecanismos colaterales o pólizas son:

- Riesgo país
- Riesgo soberano
- Riesgo político
- Riesgo de cambio de la moneda
- Riesgo de inflación
- Riesgo de tasa de interés
- Riesgo de desempeño de la operación
- Riesgos relacionados a permisos y licencias
- Riesgo del precio de los productos
- Riesgo de precios en las materias primas
- Riesgo de refinanciación
- Riesgo de fuerza mayor
- Riesgos legales

Para la adecuada gestión de este tipo de riesgos existen mecanismos que bien se pueden implementar en orden de brindar la seguridad que requieren los prestamistas o

inversionistas que dadas las circunstancias prefieren la mayor seguridad posible al momento de decidirse en financiar este tipo de proyectos; las estrategias para dar cobertura a los riesgos antes mencionados para un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de biomasa de residuos de la agroindustria palmera se verán abordadas en el capítulo 9.

3.7 FUENTES POTENCIALES DE FINANCIAMIENTO

De acuerdo a Fabozzi (2012, págs. 112-124) hay un amplio rango de fuentes de fondeo para un proyecto, destacando que un SPV debe ser capaz de obtener oportunidades de fondeo por fuera del mercado financiero domestico del país donde se desarrolla el mismo, algunas de las figuras contempladas por estos autores como fuentes de fondeo son:

- **Agencias de Desarrollo Multilateral:** tales como el banco mundial, EBRD, AD, AfDB entre otras agencias que proveen de recursos de deuda, o una mezcla de patrimonio y deuda para financiamiento de proyectos.
- **International Finance Corporation:** que es una marca del banco mundial, y financia aquellos proyectos que no podrían ser financiados por fondos del sector privado.
- **Government export financing and national interest lender:** que son las financieras que promueven las exportaciones de un país, normalmente conocidos como los Ex-Im Banks.
- **Bancos Comerciales:** que comprenden las más grandes fuentes de fondeo para proyectos, que tienden a limitar los acuerdos de préstamos a entre 5 y 10 años, y aplicando tasas flotantes como la libor o la prime.
- **Compañías de Leasing:** las cuales utilizan los beneficios tributarios asociados a la propiedad de los equipos, ofreciendo esquemas atractivos para uso de equipos.
- **Mercado de Bonos:** en el cual se puede optar por la emisión de bonos en orden de asegurar recursos para el proyecto

- **Proveedores de productos o materias primas:** donde se vinculan inversionistas interesados, que para asegurar un mercado para sus productos pueden optar por asegurar financiamiento en proyectos que utilicen sus productos como materia prima en sus procesos.
- **Compradores o usuarios de servicios de nuevos productos:** donde se vinculan inversionistas que requieren de un producto o servicio, y que por tanto están dispuestos a financiar proyectos que le aseguren dicho producto o servicio.
- **Productores de Equipos:** en esta categoría se vinculan fabricantes de equipos que ofrecen esquemas financieros atractivos en orden de incentivar e incrementar las ventas de sus equipos.
- **Proveedores de Private Equity:** que estaría representado por inversionistas que estarían dispuestos a invertir en proyectos a cambio de participación en los mismos a través de acciones, warrants, bonos convertibles, entre otros.

4. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de este trabajo se consideró pertinente en primera instancia contextualizar los subsectores económicos involucrados como son los subsectores eléctrico y de la palma de aceite, ello en orden de comprender las características particulares de su situación actual, lo cual resulta importante dado la necesidad de entender mejor la problemática que afrontan estas industrias y los mecanismos cómo a través de la propuesta de valor que se presenta en este trabajo, resulta en una condición que favorece a estas dos partes, adicional a la forma cómo se puede planear e incluso materializar un proyecto de este tipo que genere rentabilidad para él o los inversionistas.

Una vez caracterizados los subsectores económicos, se procedió con la estructuración del proyecto, siendo necesario en este punto identificar las implicaciones en materia de inversiones requeridas para llevar la construcción, montaje y operación de la planta generadora de energía eléctrica (Capex y Opex), es por ello que se parte preliminarmente por la caracterización y selección de la materia prima que se utilizaría en el proyecto, ya que a partir de ella se evalúa la potencial tecnología (equipos) a adquirir para la conversión energética, desde el estado en el que se encuentra la materia prima hasta el producto final, que es la energía eléctrica.

Para el estudio de caracterización, cantidades y calidad (potencial energético) de las materias primas, se utilizaron estudios realizados en Colombia por Cenipalma, principalmente el estudio del potencial de generación de energía de la agroindustria de la palma de aceite en Colombia (Briceño, Valencia, & Posso, 2015), con lo que se valida las entradas energéticas del sistema, lo que permitió estimar (de acuerdo a la tecnología de conversión energética seleccionada) la generación de electricidad obtenida y por ende el insumo para el cálculo de los ingresos del proyecto.

Para realizarla estimación de costos correspondientes a las inversiones iniciales a realizar en el proyecto se encontraron algunos estudios al respecto, resaltándose por una parte los análisis realizados por IRENA (2012) donde consideran costos aplicados a diferentes tipos de tecnologías aplicados a la generación eléctrica a partir de biomasa, dicha información fue complementada con los estudios realizados en 2015 en cálculos para costos nivelados de generación de electricidad adelantados por los grupos de investigación en manejo eficiente de la energía – GIMEL y de macroeconomía aplicada de la Universidad de Antioquia (Universidad de Antioquia, 2015), donde se

hace especial consideración a costos relacionados con el traslado internacional de equipos y ciertas consideraciones adicionales principalmente en materia tributaria aplicables a Colombia.

Se procedió para este trabajo a considerar diferentes variantes, relacionados principalmente con la capacidad de producción de las plantas de beneficio y por lo tanto con la cantidad de residuos que manejan, igualmente se consideró la evaluación tecnológica del aprovechamiento de dichos residuos, validándose con ello opciones tecnológicas maduras para su aprovechamiento.

Posteriormente se definió el modelo de negocio a seguir, y dada la consideración de la estructura con Project Finance, se siguió la guía propuesta por Fabozzi & Nahlik (2012) en el libro Project Financing buscando asegurar los requisitos que debe cumplir el proyecto para poder estructurarse de esa manera, en la argumentación de dichos requisitos se caracteriza entonces como se propone el modelo de negocio, se definieron las características de los contratos y sus correspondientes costos y precios implicados, se continuó entonces con la identificación y establecimiento de fuentes de fondeo para el proyecto, describiéndose sus consideraciones particulares relacionadas con plazos y tasas, finalizando con la descripción de los covenants requeridos para la aprobación del crédito estructurado como Project Finance.

Se desarrolló entonces un modelamiento financiero del proyecto analizando diferentes escenarios en orden de validar los resultados del proyecto ante variaciones en los parámetros de entrada, estableciéndose con ello lo que se categorizaría como proyecto pesimista, normal y optimista.

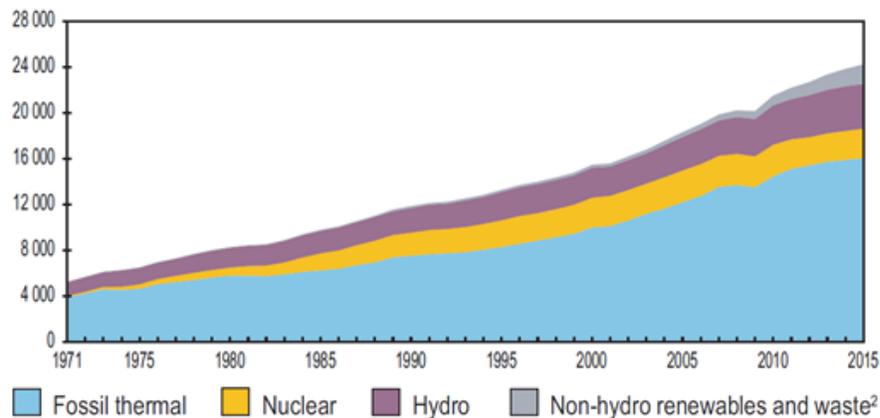
5. MERCADO ELÉCTRICO GENERALIDADES Y PERSPECTIVAS

El poder contar con electricidad más que un privilegio, es una necesidad, y representa parte del apalancamiento del desarrollo que tiene el mundo hoy en día, la electricidad no solo permite contar con luz artificial en las noches, sino que ha permitido que el día tenga 24 horas aprovechables y que cada hora cuente en cualquier actividad económica, al mismo tiempo que ha acelerado los desarrollos tecnológicos con los que contamos hoy en día y que de manera creciente se realizarán en el futuro.

5.1 PRODUCCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MUNDIAL

La industrialización y el crecimiento demográfico resaltan entre los factores que han marcado la mayor demanda energética a nivel mundial que ha mantenido un crecimiento año tras año, tal como se detalla en la figura 4.

Figura 4. Producción total de electricidad a nivel mundial

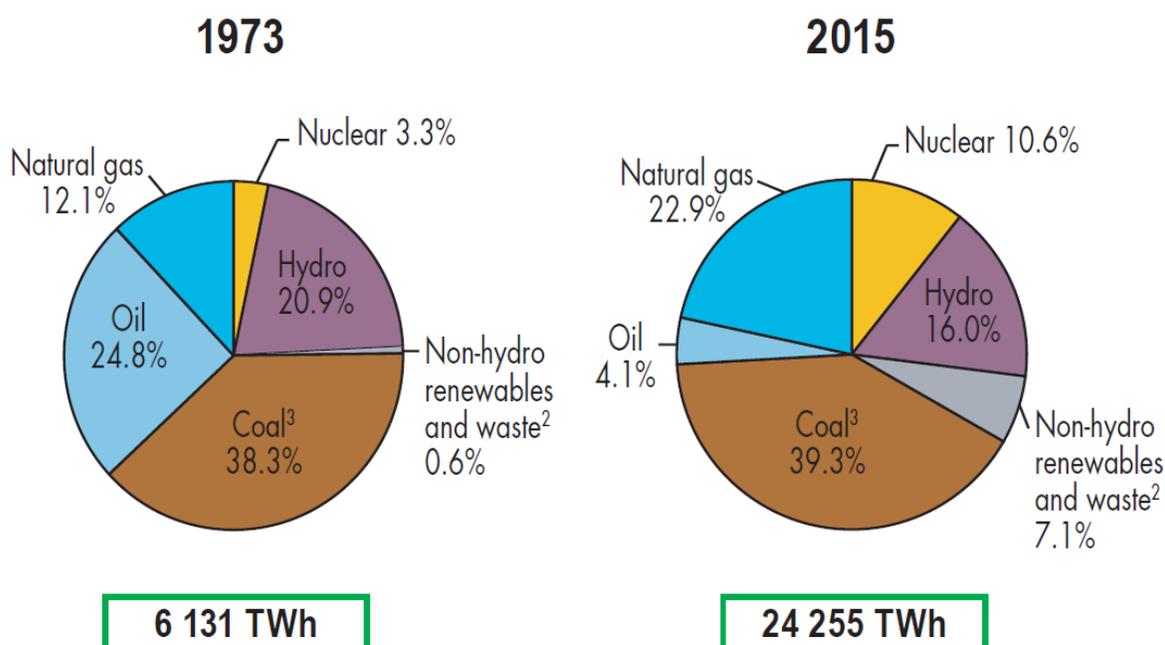


Fuente: (IEA, 2017)

De acuerdo a la agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), desde 1973 hasta 2013 la producción bruta de energía a nivel mundial se incrementó de 6.131 TWh a 24.255 TWh implicando una tasa de crecimiento anual de producción del 3,4%; para el 2015 el 66,3% de la producción eléctrica mundial fue de origen fósil, las plantas hidroeléctricas aportaron el 16%, las

plantas nucleares el 10,6%, biocombustibles y el conjunto entre geotérmica, solar, eólica y otras fuentes proporcionaron el restante 7,1% (IEA, 2017), tal distribución se puede apreciar en la figura 3. Se destaca de la información suministrada en este informe que ha habido una disminución de uso de fuentes de origen fósil para la generación de energía eléctrica, aunque incrementándose si el uso de gas natural, las generadoras hidroeléctricas han bajado en proporción de generación, las fuentes nucleares se han incrementado, y como dato relevante para este trabajo, las fuentes de generación renovables no hidráulicas (no convencionales) se han incrementado en su participación en la matriz de generación mundial, pasando de un 0,6% en 1973 a 7,1% en 2015, y la tendencia es que esa proporción siga incrementándose tal como se puede apreciar en la figura 5.

Figura 5. Participación de fuentes de generación eléctrica en el 2015



Fuente: (IEA, 2017)

De acuerdo a IEA (World Energy Outlook 2015, 2015) para el 2040 los países no pertenecientes a la OCDE serán responsables de 7 de cada 8 unidades adicionales de demanda de electricidad; gastando en energías renovables 60 céntimos de cada dólar invertido en nuevas centrales eléctricas hasta 2040, así, la generación eléctrica mundial basada en energías renovables aumentara unos 8300 TWh.

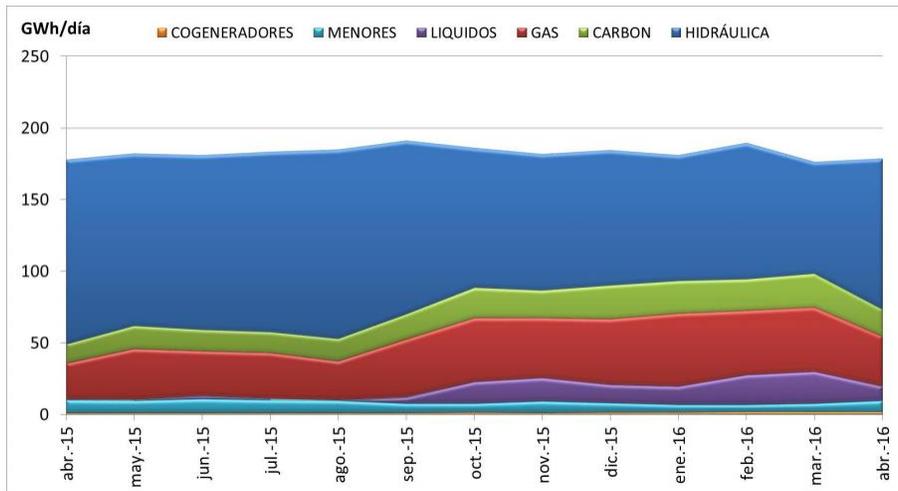
5.2 GENERALIDADES MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

En contraste a como se evidencia en el mercado eléctrico mundial, donde en el apartado anterior se definía que la principal fuente para la generación eléctrica la comprenden los combustibles fósiles, en Colombia la principal fuente para generación de energía eléctrica es proporcionada por los ríos con su aprovechamiento a través de hidroeléctricas, sin embargo, tiene que resaltarse, que a pesar de que Colombia cuenta con este recurso de manera abundante por su riqueza hídrica, fenómenos de cambio climático, y más recientemente, el fenómeno del niño con gran impacto en los primeros meses del 2016, han hecho tambalear esa confianza en el suministro energético a través de la energía hidráulica.

En aras de no ser tan dependientes de este modelo de producción energética, Colombia también cuenta con centrales térmicas, las cuales funcionan a base de carbón, gas o combustibles líquidos; sin embargo, es de resaltarse que la operación y mantenimiento de este tipo de centrales tiene un costo muy superior comparado con las hidráulicas, adicional a que estos recursos tienen como principal característica el ser no renovables, por un lado Colombia actualmente cuenta con reservas de petróleo hasta para 6 años, por otro lado actualmente no hay suficiente producción de gas, teniéndose que recurrir a importaciones por parte de Venezuela.

En la figura 6 se puede apreciar la proporción de uso de los diferentes tipos de energía usadas en Colombia en el periodo comprendido entre abril 2015 a abril 2016 para el sistema interconectado nacional, en él se puede apreciar la disminución del aporte energético por parte de las hidroeléctricas para finales de 2015 producto de afectaciones del fenómeno del niño, fue necesario entonces hacer uso de gas y combustibles líquidos en las centrales térmicas para cubrir la demanda que como respaldo hacen a las centrales térmicas a las hidráulicas, puede evidenciarse en esta misma figura que ya en abril del 2016 vuelve a incrementar la participación de las centrales hidroeléctricas producto de que se empezaron a presentar precipitaciones de agua lluvia, esfumándose el fantasma de un apagón en Colombia; se evidencia adicionalmente en la gráfica la casi imperceptible participación que hacen los cogeneradores a partir de bagazo de ingenios azucareros.

Figura 6. Generación por tipo de tecnología en el sector Eléctrico – Sistema Interconectado Nacional



Fuente: (XM, 2016)

5.3 ANTECEDENTES SUBSECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

A grandes rasgos, de acuerdo a la CREG⁸ fue hasta finales del siglo XIX cuando inicio la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia, iniciando en Bogotá a través de iniciativas de inversionistas privados con finalidad de generar, distribuir y vender electricidad inicialmente para alumbrado público y comercio, lo cual pasó luego a uso residencial en sectores adinerados, y finalmente a talleres, fábricas y al tranvía, sin embargo, dado a temas de cobertura, se presentaron presiones que terminaron en que el estado se convirtiera en dueño de las empresas.

Para los años 50 se empezó a trabajar en interconexión de los sistemas regionales, creándose Interconexión Eléctrica S.A. – ISA en 1967. A comienzos de los años 90 un diagnostico con resultados bastante desfavorables en términos de eficiencia administrativa, operativa y financiera se dio para las empresas estatales de electricidad; finalmente entre 1991 y 1992 se presentó el racionamiento más fuerte en la historia reciente del país; dado a ello, a partir de la constitución de 1991 se admitió la competencia para hacer posible la libre entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios.

⁸ Energía Eléctrica – historia en Colombia. <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/historia-energia>

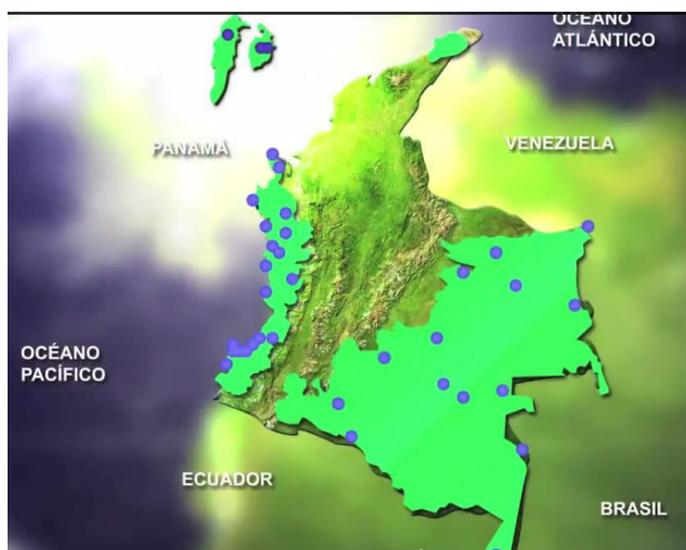
5.4 INTERCONEXIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

En Colombia sistema interconectado nacional – SIN no da cobertura de energía eléctrica en todo el territorio, siendo una de las prioridades del gobierno el incentivar desarrollos y proyectos que permitan suplir las necesidades de poblaciones aisladas donde la energía eléctrica la obtienen con cierta intermitencia a partir de generadores con combustible diesel o gas, y en algunos como en el Vichada a través de interconexión con Venezuela; el factor acceso a energía Eléctrica es de hecho uno de los elementos considerados en Doing Business para evaluar y posicionar a cualquier país como lugar propicio para hacer negocios.

De acuerdo al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas no Interconectadas – IPSE, no todo el territorio nacional tiene acceso al sistema nacional de generación y transmisión de energía eléctrica, a dichas zonas se les denomina como zonas no interconectadas – ZNI, de acuerdo a su base de datos, las ZNI representan el 52% del territorio nacional, y comprende 90 municipios de los cuales 5 son capitales de departamento, 1448 localidades y 1'400.000 personas que viven en dichos espacios (IPSE, 2016); dichas zonas pueden ser apreciadas en la figura 7.

Las condiciones económicas actuales hacen muy remota la posibilidad de que el gobierno nacional emprenda proyectos a su costo para construcciones de generadores adicionales de energía, en efecto, actualmente se encuentra en ejecución por parte del departamento del Vichada y a través de ElectroVichada la propuesta para que capitales privados construyan un sistema que contemple el aprovechamiento de FNCE para generar la energía eléctrica necesaria para Puerto Carreño.

Figura 7. Zonas no Interconectadas en el Territorio Nacional



Fuente: (IPSE, 2016)

5.5 MARCO INSTITUCIONAL SUBSECTOR ELÉCTRICO

El modelo del subsector eléctrico Colombiano se encuentra soportado principalmente en la constitución política de Colombia (1991), y las leyes 142 y 143 de 1994; en donde la intervención por parte del estado busca garantizar calidad, cobertura y disponibilidad de los servicios públicos para asegurar el bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida de la población Colombiana en un ambiente de libertad de empresa y de iniciativa privada (Bancolombia & Gómez-Pinzón, 2006)

En la figura 8 se pueden apreciar los roles de los diferentes entes que hacen parte del modelo implementado en el subsector eléctrico colombiano.

Figura 8. Actores que intervienen en el subsector Eléctrico Nacional



Fuente: (UPME, 2016)

- **Ministerio de Minas y Energía:** Ente encargado de administrar los recursos naturales no renovables del país, asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación, restauración y el desarrollo sostenible (Minminas, 2016).
- **Unidad de Planeación Minero Energética – UPME:** La Unidad de Planeación Minero Energética UPME es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 1258 de Junio 17 de 2013, encargada de planear de manera integral el

desarrollo minero energético, apoyar la formulación de política pública y coordinar la información sectorial con los agentes y partes interesadas (UPME, 2016).

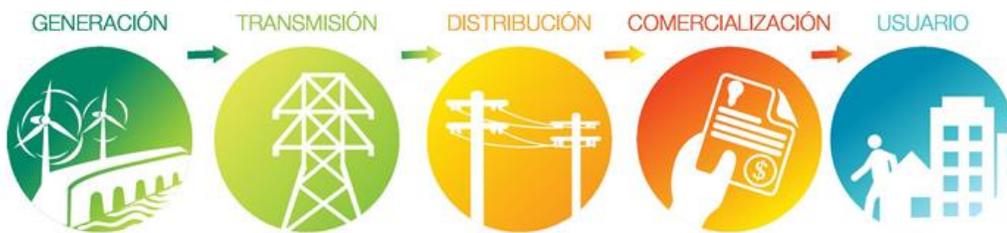
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG:** Ente regulador Nuestra misión es regular la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y servicios públicos de combustibles líquidos, de manera técnica, independiente y transparente; promover el desarrollo sostenido de estos sectores; regular los monopolios; incentivar la competencia donde sea posible y atender oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley (CREG, 2016).
- **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD:** es un organismo de carácter técnico, creado por la Constitución de 1991, que por delegación del presidente de la República de Colombia, ejerce inspección, vigilancia y control las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios (Superservicios, 2016).
- **XM:** compañía encargada de la operación del Sistema Interconectado Nacional colombiano y la Administración del Mercado de Energía en Colombia, incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador (XM, 2016).
- **Consejo Nacional de Operación - CNO:** El Consejo Nacional de Operación, creado por la Ley 143 de 1994 en su artículo 36, tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación (CNO, 2016).
- **Comité asesor de Comercialización - CAC:** es un Comité creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– mediante la Resolución 68 de 1999, para asistirle en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista (CAC, 2016).
- **Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas - IPSE:** Ente adscrito al Ministerio de Minas y Energía, se encarga de mejorar las condiciones de vida de las comunidades, a través de la identificación, elaboración, promoción y viabilización de proyectos para llevar energía a las localidades que no la poseen o donde la prestación del servicio es deficiente (IPSE, 2016).

5.6 AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO

Como se indicó en el apartado 2.3, fue luego del apagón que se presentó en los años 91 y 92 que se admitió la competencia en el mercado eléctrico para permitir la entrada de agentes privados; ello implicó un cambio estructural bastante significativo, ya que antes de esta fecha el mercado era centralizado y controlado completamente por el estado, luego paso a ser un mercado liberalizado, con actividades desintegradas y con inversión de capital privado (Macias & Andrade, 2013).

En la figura 9 se pueden identificar los diferentes agentes que participan en el mercado.

Figura 9. Agentes del mercado eléctrico colombiano



Fuente: (Acolgen, 2016)

- **Generación:** comprende la producción de energía eléctrica principalmente a través de energía hidráulica o térmica, conectadas al sistema interconectado nacional.
- **Transmisión:** Comprende el transporte de energía a través de líneas de tensión iguales o superiores a 220 KV, que puede ser a nivel regional o interregional.
- **Distribución:** Comprende el transporte de energía eléctrica a través de líneas y subestaciones menores 220 KV, y que operan a nivel regional, ya que prestan un servicio a nivel municipal, distrital o local.
- **Comercialización:** Comprende la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista, o a los usuarios finales, ya sean regulados o no regulados (Macias & Andrade, 2013)

Tabla 1. Agentes del mercado Eléctrico Colombianos

Agentes del Mercado	
Actividad	# Registrados
Generadores	56
Transmisores	12
Operadores de red	31
Comercializadores	93

Fuente: (XM, 2016)

5.7 MARCO NORMATIVO SUBSECTOR ELÉCTRICO – ENERGÍAS RENOVABLES

Como se ha venido mencionando, la ley 1715 de 2014 busca promover la utilización y el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía para ser incorporadas al sistema energético nacional; en la tabla 2 se describen los decretos y resoluciones que hasta la fecha se han expedido en el marco de la reglamentación de esta ley.

Tabla 2. Decretos y resoluciones que reglamentan la ley 1715 de 2014

DECRETOS y RESOLUCIONES	TEMA
Decreto 2143 de 2015	Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014
Resolución UPME 0281 de 2015	Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala
Resolución CREG 024 de 2015	Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)
Decreto 1623 de 2015	Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas
Decreto 2492 de 2014	Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda
Decreto 2469 de 2014	Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración

Fuente: Elaboración Propia con base en datos UPME

5.8 MERCADOS DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El mercado de energía mayorista es un mercado con modelo basado en precios, bajo un esquema de libre oferta y demanda; en él participan los generadores de energía que son quienes la producen, y los comercializadores, quienes compran la energía en el mercado mayorista y la venden a los usuarios finales, también participan los transmisores y distribuidores encargados de transportar la energía eléctrica a las áreas de consumo a nivel nacional, regional y local. Los usuarios finales de electricidad participan en el mercado energético por medio del comercializador que los atiende, donde en la

comercialización minorista existen dos tipos de usuarios, los usuarios regulados y los usuarios no regulados (Derivex, 2011).

La diferencia básica entre los usuarios regulados y los no regulados se relaciona con el manejo de los precios o tarifas que son aplicables a las ventas de electricidad; para los usuarios regulados las tarifas son establecidas por la CREG mediante una fórmula tarifaria, mientras que en caso de los usuarios no regulados, los precios de venta son libres y acordados entre las partes (EEB, 2016).

Para hacer parte del mercado no regulado se tienen unos límites establecidos por la CREG, actualmente se debe tener una demanda igual o superior a 0,1 MW, o presentar un consumo de energía igual o superior a 55 MWh (resolución CREG 131 de 1998).

En el mercado de energía Mayorista – MEM se negocian grandes bloques de energía eléctrica, interviniendo mercados de largo plazo donde se negocian contratos bilaterales, o el mercado spot, que es un mercado de corto plazo o de bolsa de energía (Derivex, 2011).

- **Mercado de largo plazo:** los agentes comercializadores y generadores suscriben contratos de compra-venta de energía, contratos que se registran ante XM como operador del mercado, allí se especifican los procedimientos para determinar hora a hora durante la vigencia del contrato, las cantidades a asignar y su respectivo precio. Estos contratos son de tipo Over the Counter – OTC.
- **Mercado Spot o Bolsa de Energía:** es considerado un mercado de diferencias, en el cual XM determina hora a hora las transacciones correspondientes a la diferencia entre las obligaciones de compra y/o atención a la demanda en el caso de los comercializadores, y de venta y/o entrega de energía en el caso de los generadores, valorados al precio de mercado o precio de bolsa.

5.9 EXPECTATIVA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

Es importante conocer que depara para los próximos años en el sector eléctrico, más enfáticamente cómo será el comportamiento de la demanda, que proyectos se están pensando realizar afectando con ello la oferta de energía y correspondiente capacidad instalada en el país, y cuáles serán las tendencias en el subsector.

El modelo adoptado por la UPME para proyectar la demanda de energía eléctrica en el país contempla factores como: Series históricas de demanda de energía eléctrica en Colombia obtenidas

de XM, datos económicos o supuestos macroeconómicos referentes al crecimiento del PIB total, datos demográficos referentes a expectativas de crecimiento de la población, y datos climatológicos referentes a expectativas de temperatura media que implícitamente afectan el consumo (UPME, 2016).

La información y los análisis de proyección de mediano plazo por la UPME se pueden resumir en las tablas 3 y 4, que contemplan la demanda de energía eléctrica total nacional en el periodo 2017 – 2031, bajo tres escenarios, alta, media y baja demanda (UPME, 2017).

Tabla 3. Proyección de la demanda de Energía Eléctrica Total Nacional (GWh)

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	70.097	68.442	66.800
2018	72.133	70.440	68.761
2019	74.284	72.552	70.833
2020	76.638	74.863	73.101
2021	80.375	78.554	76.747
2022	82.320	80.452	78.598
2023	84.067	82.152	80.251
2024	85.933	83.969	82.020
2025	87.939	85.923	83.921
2026	90.031	87.961	85.907
2027	92.257	90.131	88.022
2028	94.578	92.394	90.227
2029	96.982	94.739	92.513
2030	99.519	97.215	94.928
2031	102.284	99.914	97.561

Fuente: (UPME, 2017)

Tabla 4. Crecimiento de la demanda de Energía Eléctrica Total Nacional

PROYECCIÓN DEE TOTAL SIN NACIONAL %			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	5,7%	3,2%	0,7%
2018	2,9%	2,9%	2,9%
2019	3,0%	3,0%	3,0%
2020	3,2%	3,2%	3,2%
2021	4,9%	4,9%	5,0%
2022	2,4%	2,4%	2,4%
2023	2,1%	2,1%	2,1%
2024	2,2%	2,2%	2,2%
2025	2,3%	2,3%	2,3%
2026	2,4%	2,4%	2,4%
2027	2,5%	2,5%	2,5%
2028	2,5%	2,5%	2,5%
2029	2,5%	2,5%	2,5%
2030	2,6%	2,6%	2,6%
2031	2,8%	2,8%	2,8%

Fuente: (UPME, 2017)

Los datos descritos anteriormente hacen ver que con el paso del tiempo es cada vez mayor la demanda de energía eléctrica en el territorio nacional, infiriendo con ello como una buena alternativa la oportunidad de invertir en el negocio de generación.

Los principales proyectos que se están realizando o se tienen programado realizar para generar más energía eléctrica son:

- Proyecto Ituango: Es un proyecto hidroeléctrico cuyo promotor es EPM, que se espera sume 1200 MW de capacidad, y aporte energía en firme al año de 4.567 GWh, se espera que entre en operación en noviembre de 2018.
- Proyecto Termonorte: Proyecto termoeléctrico cuyo promotor es Termonorte, con capacidad esperada de 88 MW, y aporte de energía en firme esperado de 619 GWh al año, se espera que entre en operación en diciembre de 2017.

Adicional a los proyectos descritos, también se encuentran algunos menores, algunos incluso que contemplan el uso de energías renovables, que vinculan energización en San Andrés, aprovechamiento Eólico en la guajira, y generación eléctrica en el Vichada, entre otros.

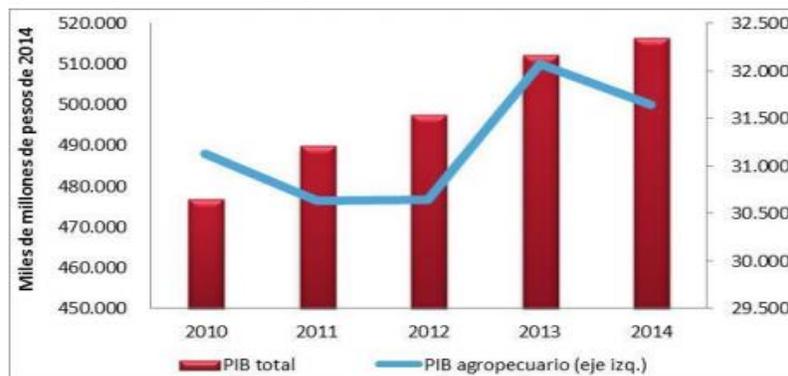
6. SECTOR PALMICULTOR GENERALIDADES Y PERSPECTIVAS

La agroindustria de la palma se viene desarrollando en Colombia desde hace un poco más de 50 años, para el 2015 estaba generando aproximadamente 135.000 empleos entre directos e indirectos, empleos que son bien remunerados, con alto grado de formalización, acompañados con programas de capacitación y promoción empresarial (Mesa, 2013). Para el 2015 los empleos generados estaban en el orden de 150.000 siendo Colombia el cuarto mayor productor de aceite de palma, aportando 1,7% del volumen global con una producción de 1,1 millones de toneladas de aceite al año y con expectativa de duplicarse en los próximos años (Fedepalma, 2015).

6.1 PARTICIPACIÓN DE LA AGROINDUSTRIA PALMERA DENTRO DEL SECTOR AGRÍCOLA

A pesar del alto potencial natural y humano que tiene Colombia, el agro no ha sido uno de los principales protagonistas aportantes en el PIB nacional en los años recientes, mientras la economía colombiana durante el quinquenio 2010 – 2014 creció a una tasa acumulada de 8,4%, el sector agropecuario creció tan solo un 1,7%; la figura 10 muestra que mientras la economía Colombiana muestra un crecimiento sostenido, el sector agrícola ha tenido contracciones en el mismo periodo analizado (Fedepalma, 2015).

Figura 10. PIB Colombia y del sector Agropecuario



Fuente: (Fedepalma, 2015)

A pesar del pobre desempeño del sector agricultor, el comportamiento del mercado palmicultor ha sido destacado presentándose crecimiento en toda su cadena productiva, para el mismo periodo analizado (2010 – 2014) la expansión de los cultivos de palma creció 3,47%, la producción de fruto 7,44%, la de aceite de palma 8,06%, y la producción de biodiesel ha incrementado a tasas anuales de 5,45%; en este mismo periodo de tiempo el cultivo de palma alcanzó una participación promedio de 9,5% en producción de cultivos permanentes, y 5,7% en la producción agrícola (Fedepalma, 2015).

6.2 CARACTERIZACIÓN DE LA AGROINDUSTRIA PALMERA

La agroindustria palmicultora en Colombia se encuentra sectorizada en 4 zonas, Norte, central, oriental y suroccidental; en la tabla 5 se puede apreciar el tamaño y proporción de las diferentes zonas donde se tienen estos cultivos, en el anexo 1 se detalla la distribución geográfica de las zonas descritas.

Tabla 5. Distribución del área sembrada en palma de aceite por zona (hectáreas)

Año Year	Área	Oriental/East		Norte/North		Central/Central		Suroccidental South-West		Total	
		ha	Part. (%)	ha	Part. (%)	ha	Part. (%)	ha	Part. (%)	ha	Part. (%)
2016	Sembrada	206.559	40,3	124.948	24,4	161.623	31,6	18.946	3,7	512.076	100
	En producción	159.625	40,0	97.699	24,5	125.369	31,4	16.354	4,1	399.048	100
	En desarrollo	46.934	41,5	27.249	24,1	36.254	32,1	2.592	2,3	113.029	100

Fuente: (Fedepalma, 2017)

De lo anterior se puede inferir que el 89% de las zonas sembradas se encuentran en producción, mientras el 11% se encuentran en desarrollo. Para el 2016 la comercialización nacional del aceite de palma fue de 1.113.047 toneladas, de las cuales se vendieron en el mercado local 862.682 toneladas y al mercado externo 250.364 toneladas, por otra parte, el consumo nacional de aceite de palma fue de 984.410 toneladas, el 88% corresponde a producción nacional y el 12% restante es importado (Fedepalma, 2017).

Es de destacar que la agroindustria palmera genera 4 productos principales: fruto de palma de aceite, aceite de palma crudo, almendra de palma, aceite de palmiste crudo, y torta de palmiste, en la tabla 6 se encuentra histórico de producción detallado por zonas.

Tabla 6. Producción de la agroindustria de palma (toneladas)

Productos/Products	Zonas/Zones	2012	2013	2014	2015	2016	Part. 2016 (%)
Fruto de palma de aceite ² FFB of oil palm	Central/Central	1.232.914	1.399.234	1.605.802	1.777.397	1.528.507	27,2
	Norte/North	1.698.142	1.649.216	1.804.298	1.894.252	1.547.503	27,6
	Oriental/East	1.682.737	1.927.514	2.024.943	2.497.653	2.401.940	42,8
	Suroccidental/South-West	59.749	77.206	96.909	122.333	134.317	2,4
	Total	4.673.542	5.053.170	5.531.953	6.291.634	5.612.267	100
Aceite de palma crudo ¹ Crude palm oil	Central/Central	265.840	294.740	322.382	354.203	318.132	27,8
	Norte/North	343.314	332.760	358.067	370.285	304.827	26,6
	Oriental/East	354.338	399.055	412.714	527.021	498.493	43,5
	Suroccidental/South-West	10.310	14.280	18.266	23.334	24.760	2,2
	Total	973.802	1.040.835	1.111.429	1.274.843	1.146.211	100
Almendra de palma ¹ Palm kernel	Central/Central	61.469	66.971	75.145	81.339	72.644	30,6
	Norte/North	80.720	76.887	85.816	89.006	74.708	31,5
	Oriental/East	72.380	81.627	79.782	98.677	88.578	37,3
	Suroccidental/South-West	1.234	973	967	1.103	1.444	0,6
	Total	215.804	226.458	241.709	270.125	237.374	100
Aceite de palmiste crudo ³ Crude palm kernel oil	Central/Central	23.515	27.725	30.734	31.673	28.574	30,6
	Norte/North	30.880	31.830	35.098	34.659	29.386	31,5
	Oriental/East	27.690	33.792	32.630	38.425	34.841	37,3
	Suroccidental/South-West	472	403	395	430	568	0,6
	Total	82.558	93.750	98.857	105.187	93.369	100
Torta de palmiste ⁴ Palm kernel meal	Central/Central	34.731	36.592	39.408	45.360	40.239	30,6
	Norte/North	45.608	42.010	45.004	49.636	41.383	31,5
	Oriental/East	40.896	44.600	41.840	55.029	49.065	37,3
	Suroccidental/South-West	698	532	507	615	800	0,6
	Total	121.932	123.734	126.758	150.640	131.487	100

Fuente: (Fedepalma, 2017)

Los productos descritos son extraídos en las denominadas plantas de beneficio, las cuales varían en tamaño de acuerdo a la capacidad de procesamiento en toneladas de Racimos de Fruta Fresca -RFF por hora, datos referentes a las plantas de beneficio clasificadas de acuerdo a su tamaño se encuentran precisados en la tabla 7.

Tabla 7. Distribución por tamaño de las plantas de beneficio (Rango en Ton RFF/hora)

Rango de tamaño Size range ¹	Número de plantas de beneficio/Number of mills		Capacidad instalada agregada/Aggregated installed capacity ²		Distribución capacidad instalada/Distribution of the installed capacity	
	2015	2016*	2015	2016*	2015	2016*
0 - 5	3	4	15	18	1,0	1,2
Más de 5 a 10/More than 5 - 10	9	7	68	51	4,5	3,3
Más de 10 a 15/More than 10 - 15	14	15	190	205	12,7	13,4
Más de 15 a 25/More than 15 - 25	13	13	259	257	17,2	16,7
Mayor de 25/More than 25	25	26	970	1.003	64,6	65,4
Total	64	65	1.502	1.533	100	100

Fuente: (Fedepalma, 2017)

Se destaca de la tabla 7 que para el 2016 el 40% de las plantas de beneficio en funcionamiento tienen tamaño mayor a 25 Ton RFF/hora para el procesamiento de racimos de fruta fresca. En la tabla 8 se describe el rendimiento anual de la producción de aceite de palma por zonas, valor dado en toneladas por hectárea, se destaca que en promedio en Colombia para 2016 dicho rendimiento fue de 2,87 Ton/hectárea, y como zona más eficiente la zona norte y zona oriental, con rendimiento de 3,12 Ton/hectárea, rendimientos que son un poco inferiores a los de 2015.

Tabla 8. Rendimiento anual de aceite de palma crudo (toneladas/hectárea)

Producto/Product	Zonas/Zones	2012	2013	2014	2015	2016	Variación-Growth Rate %
Aceite de palma crudo Crude palm oil	Central/Central	2,48	2,50	2,86	2,97	2,54	-14,7
	Norte/North	4,52	3,87	3,99	3,86	3,12	-19,2
	Oriental/East	3,06	3,12	2,98	3,57	3,12	-12,5
	Suroccidental South-West	2,77	2,02	1,44	1,56	1,51	-2,8
	Total	3,22	3,07	3,14	3,38	2,87	-14,9
	Variación/Growth Rate %	-6,9	-4,6	2,3	7,4	-14,9	

Fuente: (Fedepalma, 2017)

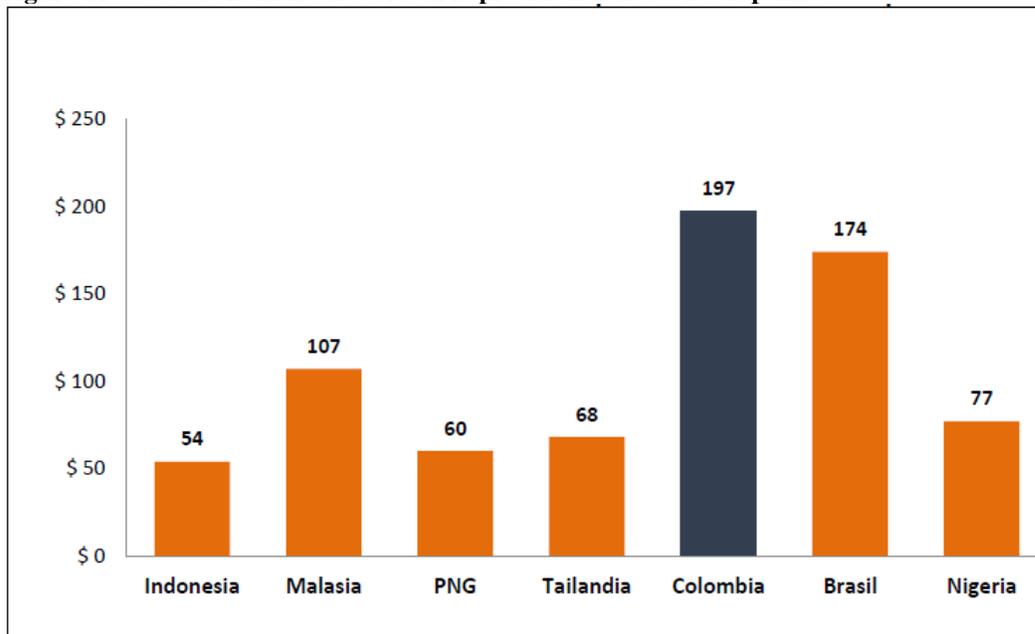
6.3 PROBLEMÁTICA DE LA AGROINDUSTRIA PALMICULTORA

Si bien se puede apreciar un crecimiento sostenido en la agroindustria palmicultora en los últimos años, hay una serie de circunstancias que le están restando competitividad al sector, enmarcado por los siguientes aspectos:

6.3.1 Costo de Mano de Obra:

La cadena de producción de la palma de aceite requiere de gran cantidad de mano de obra rural, hecho que es bastante interesante dado al impacto social positivo que produce la generación de empleo agrícola; sin embargo, la utilización masiva de mano de obra rural que se ha encarecido considerablemente le resta competitividad frente a adversarios internacionales, poniendo en peligro su sostenibilidad, más aun con el acelerado crecimiento y modernización de los grandes productores del sudeste asiático, y en menor medida de Sudamérica y África (UPME, 2015). En la figura 11 se puede apreciar las diferencias en los costos de mano de obra para la producción de una tonelada de aceite de palma que tiene este sector en Colombia, en comparación con otros países productores, siendo de hecho Colombia el país con los costos más altos entre los más grandes productores de aceite de palma; considerar en este aspecto de la cadena de los costos de producción implicaría bien sea hacer recortes de personal o tecnificar la producción (lo que también implicaría hacer recortes), opciones que irían en contravía de la idea de generar más empleo.

Figura 11. Costo de la mano de obra en la producción de aceite de palma.



Fuente: (UPME, 2015)

6.3.2 Presencia de Plagas:

A lo largo de la historia, los cultivos de palma han sido afectados por diferentes problemas fitosanitarios, en Colombia los mayores impactos han sido causados por las siguientes plagas; los datos de estas enfermedades son tomados del portal Palmasana.org (Palmasana, 2016).

- **Pudrición del Cogollo - PC.** Apareció hace varias décadas en Colombia, y aun hoy en día continúa afectando negativamente en términos económicos y sociales a los cultivos de palma del país, especialmente los municipios de Puerto Wilches (Santander) y Tumaco (Nariño) afectando el 90% del área sembrada. A pesar de que se tiene identificado el agente causante de la pudrición del cogollo, a la fecha no se ha encontrado una solución definitiva.
- **Marchitez Letal - ML:** Es una enfermedad que ha afectado principalmente en la zona de los llanos orientales, Cenipalma en 2011 pudo comprobar que el insecto chupador *Myndus Crudus* es el vector del agente causante de esta enfermedad (aún se desconoce el agente causante); el primer síntoma que se presenta con esta enfermedad es necrosis en la punta de las brácteas (espinas) de las inflorescencias inmaduras, también se presenta un secamiento en las hojas que va desde el ápice hasta la base.

- **Marchitez Sorpresiva - MS:** Esta enfermedad se ha registrado en las cuatro zonas del país, afectando principalmente las zonas norte y central; se ha manejado en Colombia por más de 30 años mediante la aplicación de un programa de control basado en buenas prácticas agronómicas, especialmente el control de arvenses en orden de impedir la llegada de la enfermedad.
- **Anillo Rojo – AR:** Se presenta de manera recurrente en Colombia, principalmente en las zonas norte y oriental, es diseminada por adultos del picudo negro (insecto) que es portador del vector causante de la enfermedad. Si la enfermedad no se erradica, afecta las plantas vecinas, y por ende toda la plantación.

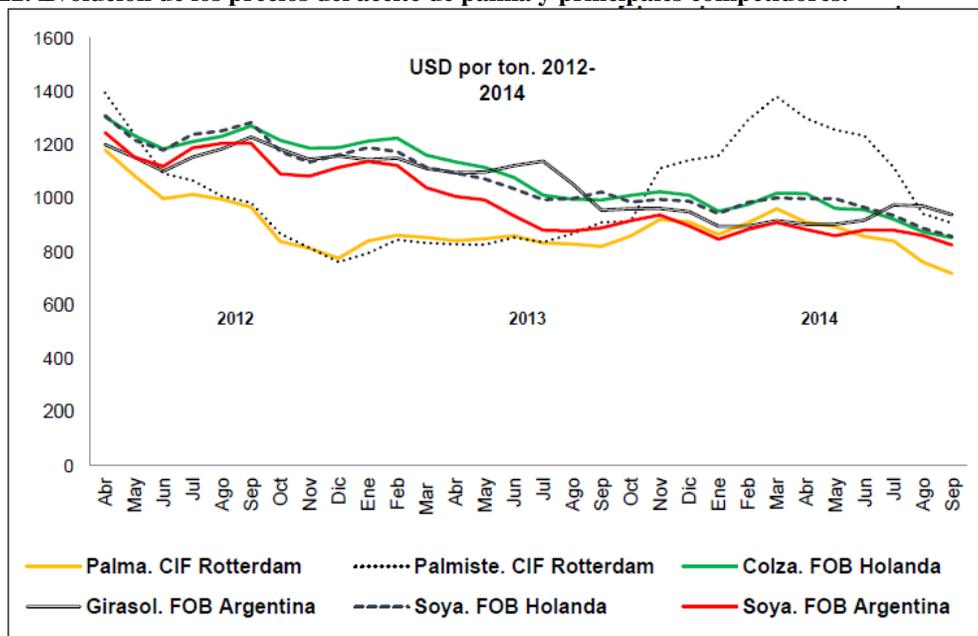
6.3.3 Productos sustitutos:

En el entorno de los aceites vegetales comestibles la principal competencia del aceite de palma es el aceite de soya, donde la palma se cultiva principalmente en países como Malasia, Indonesia, Tailandia, Nigeria, Colombia, Papúa Nueva Guinea y países cálidos tropicales en desarrollo; mientras que la soya se cultiva en países como Brasil, Argentina y Estados Unidos, que son países cálidos de mayor desarrollo. Tradicionalmente el aceite de palma ha sido competitivo en costos respecto al aceite de soya, donde en los últimos 20 años el aceite de palma ha gozado de una posición en más de US\$800 por tonelada; sin embargo, esta brecha se ha reducido a menos de US\$200 por tonelada, dado entre otras cosas al mayor crecimiento de la productividad de la soya, menores costos acentuados en los últimos tres años a la eficiencia y modernización en la mecanización de sus cultivos, y a que el cultivo de palma es incentivo en mano de obra (UPME, 2015).

6.3.4 Precios del aceite:

El aceite crudo de palma se transa en mercados internacionales al costo CIF Rotterdam que corresponde al costo de producción del aceite de palma puesto en la extractora más costos de transporte interno al puerto de embarque, cargue y los fletes marítimos del mercado internacional; este precio del aceite ha sufrido una fuerte caída en los últimos años, y a pesar de que otros aceites como el de soya, girasol y colza han presentado bajadas en precios, como se puede apreciar en la figura 12, el aceite de palma es que presenta el desempeño más bajo.

Figura 12. Evolución de los precios del aceite de palma y principales competidores.



Fuente: (UPME, 2015)

Es de resaltar que el segmento del biodiesel se ha convertido en uno de los más importantes en el mercado interno del aceite crudo de palma, donde en el 2012 represento el 56,03% de las ventas totales de este aceite, y en el 2013 el 52,92%; destacando que actualmente en el combustible diesel la mezcla obligatoria actual B10 implica que haya 10% de biodiesel, y se está abogando para que aumente a B12 y en pocos años a B20, lo anterior es clave dado a que implicaría un incremento en el consumo de biodiesel, y la producción total de aceite se estima aumente en 440.000 toneladas, la mayor parte de las cuales se espera sea destinada al consumo nacional, dado a que en los mercados de exportación, el aceite de palma colombiano y sus derivados no son competitivos (UPME, 2015).

6.3.5 Manejo de residuos:

En las plantas de beneficio se procesan los racimos de fruta fresca – RFF con el objeto de obtener productos como aceite de palma y de palmiste, los cuales representan el 25% en peso de los RFF, el resto lo conforman los residuos, en forma de biomasa solida están la tusa que es el racimo vacío, fibra de mesocarpio y cuesco, y como biomasa liquida están los efluentes o POME (por sus siglas en ingles *Palm Oil Mill Effluent*) (Briceño, Valencia, & Posso, 2015); en la figura 13 se pueden apreciar los residuos descritos y la proporción estimada de ellos.

Figura 13. Residuos del proceso de beneficio de la palma de aceite.



Fuente: (Briceño, Valencia, & Posso, 2015)

Es de resaltarse que en Colombia en el 2013 se procesaron 4,99 millones de toneladas de RFF que equivalen a cerca de 2 millones de toneladas de biomasa sólida en base húmeda. Se destaca que en el uso que se le da típicamente a esta biomasa, la tusa se utiliza en 83% como acondicionador de suelos, la fibra en 80% como combustible de calderas, así como el 67% del cuesco, el 20% de la fibra y el 15% de la tusa se utilizan como compostaje, y el 16% del cuesco se vende a otras industrias para otros usos; sin embargo, el uso de la tusa como acondicionador de suelos a pesar de ser muy común en Colombia, genera problemas debido a que genera la proliferación de la mosca de los establos que ataca al ganado cercano a las plantaciones ocasionando problemas sanitarios (Ramirez, Arévalo, & García, 2015).

Por su parte, los efluentes son enviados en su mayoría (63,67%) a sistemas de tratamientos de aguas residuales sin ningún uso posterior⁹, 19,98% se usa para obtener compost y 16,35% se usa para obtener biogás (Ramirez, Arévalo, & García, 2015).

Tabla 9. Uso de biomasa líquida generada en plantas de beneficio en 2013.

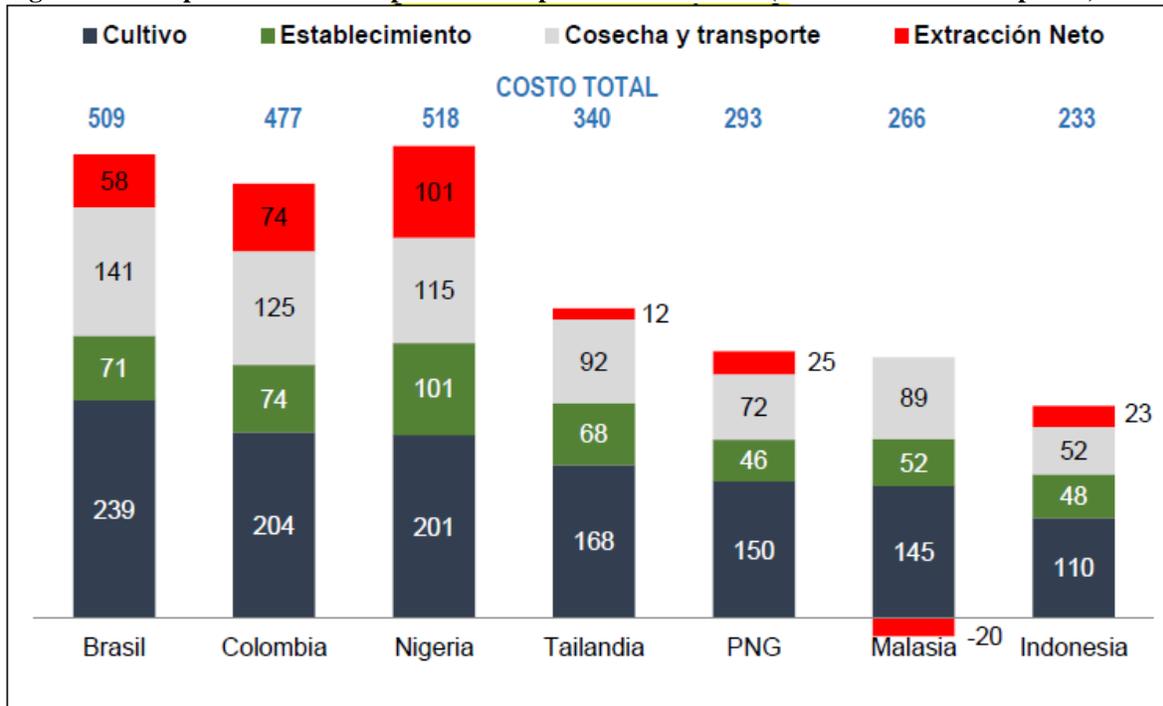
Biomasa líquida		Uso	Cantidad (m ³)	% de uso
Efluente	2.497.359 m ³	Compost	499.097	19.98
		Biogás	408.249	16.35
		Solo STAR	1.590.014	63.67

Fuente: (Ramirez, Arévalo, & García, 2015)

⁹ Generando de hecho un costo a raíz de su correspondiente tratamiento.

Adicional a lo anterior, es preciso agregar y enfatizar que los costos de producción en Colombia son mucho más altos comparados con los principales productores a nivel mundial, en la figura 14 se puede apreciar como son los costos de las diferentes etapas de la cadena de producción en los principales países productores de aceite de palma (costos en dólares promediados entre 1984 y 2013) para la producción de una tonelada de aceite de palma.

Figura 14. Composición de costos por fases del proceso 1984 - 2013 (USD/ton de aceite de palma)



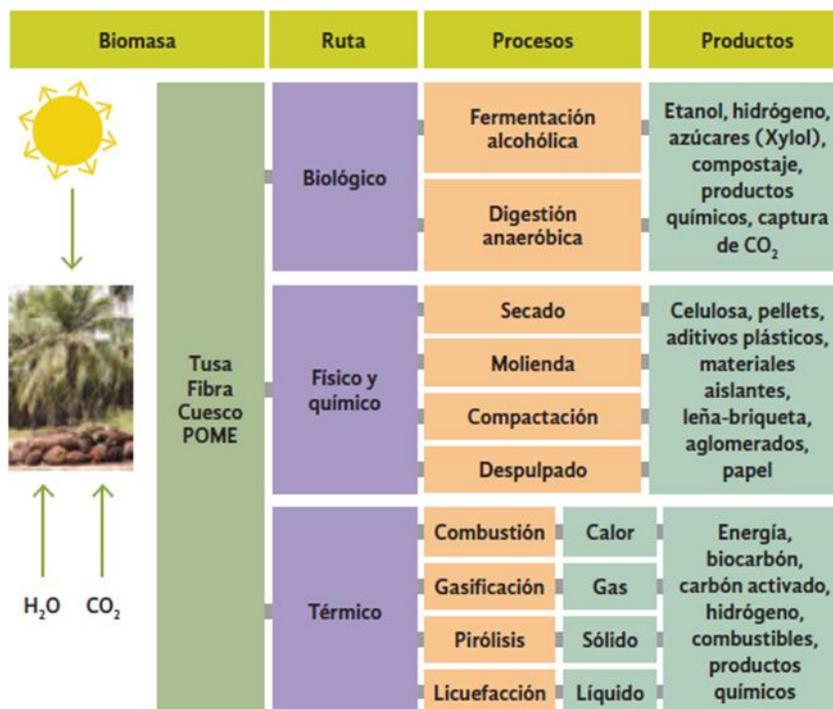
Fuente: (UPME, 2015)

De la anterior gráfica se puede inferir que la agroindustria de aceite de palma de Colombia está dentro del grupo de los más ineficientes; se destaca adicionalmente que para el caso de Malasia, presenta costos de extracción netos negativo, y para los demás países asiáticos este costo es bajo, ello es debido a que hacen uso de los residuos generando productos que dan un beneficio que compensa los gastos de extracción; en este mismo orden de ideas, se puede inferir que Colombia no está siendo eficiente en esta fase, que hay oportunidades de mejora en este eslabón pudiendo hacer más competitiva la agroindustria de la palma de aceite en Colombia, y por lo tanto pone en manifiesto la necesidad de que se realicen proyectos donde se usen los residuos del procesamiento de los RFF y efluentes para generar otros subproductos de mayor valor agregado (comparado al uso que se le da actualmente a estos residuos) y con ello generar más rentabilidad en el proceso.

6.4 POTENCIAL DE BIOMASA DE LA AGROINDUSTRIA PALMICULTORA

En orden de mejorar la competitividad de la agroindustria palmera se ha trabajado en el concepto de biorefinerías, donde las plantas de beneficio que es donde quedan los residuos del procesamiento de los RFF se conviertan adicionalmente en sitios que generen productos de valor agregado para la industria; en este orden de ideas se han explorado opciones con procesos de transformación fisicoquímicos, biológicos o térmicos, así, a través de procesos de combustión, compactación, digestión anaerobia y pirólisis se pueden generar productos con mayor valor agregado como energía eléctrica, energía térmica (vapor), compost, pellets, biogás, biocarbón, entre otros (Ramirez, Arévalo, & García, 2015), en la figura 15 se pueden validar los modos de aprovechamiento descritos.

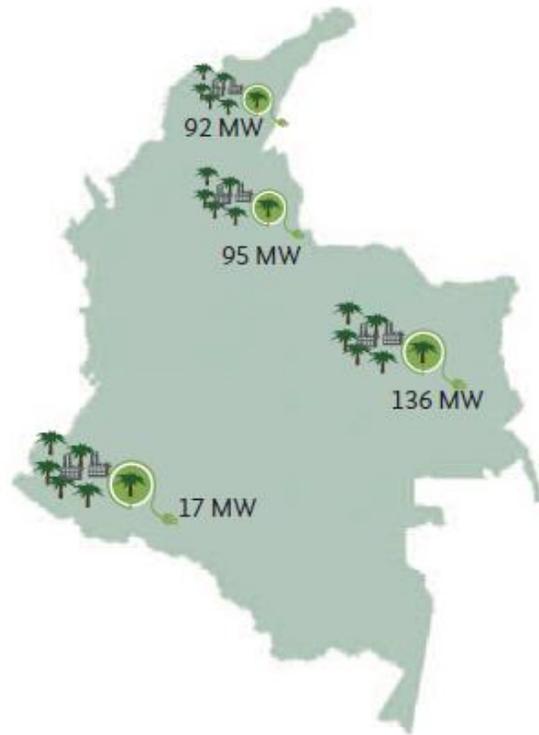
Figura 15. Rutas de aprovechamiento de la biomasa de palma de aceite.



Fuente: (Ramirez, Arévalo, & García, 2015)

De acuerdo a Briceño, Valencia, & Posso (2015) la cantidad de energía eléctrica que se podría generar en las plantas de beneficio de palma de aceite supera las necesidades mismas de la plantas, habilitando la posibilidad de vender excedentes al sistema interconectado nacional, habiendo un potencial de generación estimado de 340 MW, en la figura 16 se puede apreciar una distribución del potencial de generación de energía eléctrica de este sector por zonas.

Figura 16. Potencial de generación de energía eléctrica del sector palmero en Colombia 2014.



Fuente: (Briceño, Valencia, & Posso, 2015)

7. BARRERAS Y OPORTUNIDADES PARA ARPOVECHAMIENTOS ELÉCTRICOS DE LA PALMA

En la agroindustria de la palma de aceite tanto los residuos de biomasa sólidos como los efluentes líquidos son aprovechables para procesos de cogeneración, basados principalmente en la generación de electricidad a través de turbinas de condensación (utilizando calderas para generación de vapor), generación de biogás para utilizarse en motores de combustión interna, o en turbinas a gas; teniendo en cuenta que los requerimiento de energía térmica tienen una demanda reducida en el sector y la fácil comercialización que tiene la energía eléctrica comparada con la energía térmica, resulta más atractivo invertir en proyectos de generación de energía eléctrica (UPME, 2015).

7.1 BARRERAS

La UPME realizó un estudio sobre la integración de las energías renovables no convencionales en Colombia (2015), en el que se consideran diferentes barreras para la generación de energía eléctrica con biomasa, se pueden extractar:

7.1.1 Figura de Cogenerador:

De acuerdo a la leyes 142 y 143 de 1994 y ley 1215 de 2008, un cogenerador es todo agente que logre el aprovechamiento de un recurso energético para la producción y utilización simultánea de energía eléctrica y térmica y además cumple con requisitos técnicos como el de un mínimo REE, entre otros. Estas regulaciones también exigen que el proceso de cogeneración sea de quien realiza tal actividad productiva, evitando así la participación en esta actividad tanto de terceros, como lo son posibles compañías ESCO (Energy service companies).

7.1.2 Requisitos Técnicos:

Hace referencia a requisitos técnicos establecidos por la CREG¹⁰, como es el de mínima eficiencia eléctrica o REE (rendimiento eléctrico equivalente) para acceder a la figura de Cogenerador, desconociendo el mérito de eficiencia global (eléctrica más térmica), asociada a los procesos de aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad. Si no se cuenta con la figura de cogenerador

¹⁰ Resolución CREG 05 de 2010

no se puede habilitar para entregar y comercializar los excedentes de energía; es de resaltar que el mínimo REE establecido para el bagazo y demás residuos agrícolas de la caña de azúcar es 20%, mientras que para otros combustibles de origen agrícola es 30% (incluyendo los provenientes de palma). Algunos procesos de generación combinada (térmica + eléctrica) pueden contar con alta eficiencia en producción térmica y baja eficiencia en producción eléctrica (UPME, 2015), dado a que el REE solo evalúa eficiencia eléctrica, estos proyectos potencialmente no podrían calificar como de cogeneración.

7.1.3 Energía en Firme para Cargo por Confiabilidad - ENFICC:

Para poder participar en subastas de ofertas de energía en firme para cargo por confiabilidad se debe contar con una capacidad de generación mínima de 20 MW, lo que requeriría de plantas de beneficio de gran tamaño para procesar altos volúmenes de RFF y contar con residuos que suficientes para generaciones de estos niveles.

7.1.4 Otras barreras:

De acuerdo a Ponce, Silva, Yáñez, & Castillo (2008), otras barreras que se podrían considerar son:

- Complejidad del marco regulatorio y los mecanismos del mercado para procurar la entrega y comercialización de excedentes de energía eléctrica por parte de pequeños productores.
- Ausencia de tradición o conocimiento en la agroindustria de la palma colombiana en lo que se refiere al aprovechamiento energético de los residuos.
- Altos costos de inversión requeridos para desarrollar nuevos proyectos, y la falta de posibles esquemas de financiación asociados.
- Ausencia de señales por parte del mercado para incentivar este tipo de proyectos.
- Falta de capital humano con conocimiento de las tecnologías.
- Prejuicios tecnológicos, inclinación por lo convencional, aversión al riesgo.
- Externalidades que no son valoradas e internalizadas.
- Competencia imperfecta, fuerte oligopolio basado en fuentes convencionales.
- Falta de información en cuanto a recursos renovables.

7.2 OPORTUNIDADES

Las principales oportunidades que se presentan hoy en día en el mercado se enmarcan en:

7.2.1 Incentivos tributarios ofrecidos con la ley 1715 de 2014:

Los incentivos promovidos en la ley 1715 se encuentran resumidos en la figura 17.

Figura 17. Incentivos de la ley 1715.

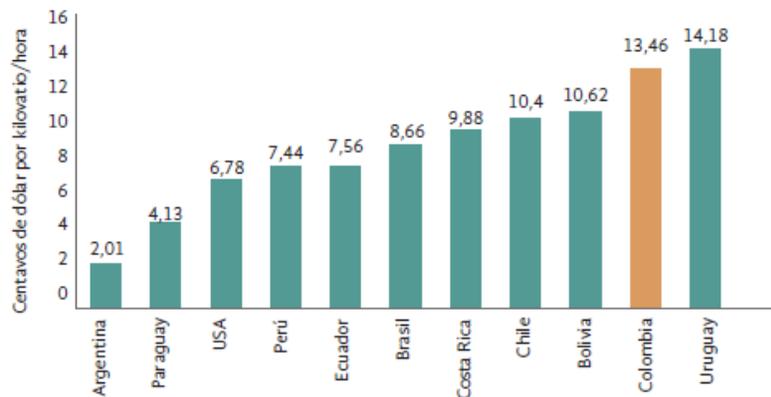


Fuente: (Briceño, Valencia, & Posso, 2015)

7.2.2 Precios de la energía eléctrica:

De acuerdo a la figura 18, los precios de la energía eléctrica en Colombia son de los más altos en el continente, lo que hace que el ahorro por el autoconsumo sea más significativo, y la venta de excedentes genere mayores ingresos.

Figura 18. Tarifas de electricidad para el sector industrial (2013)



Fuente: (Briceño, Valencia, & Posso, 2015)

7.2.3 Manejo eficiente de residuos:

Como se validó en el apartado 3.3.5 hay problemáticas relacionadas con el manejo de los residuos dado a los inherentes problemas de contaminación que pueden generar, en el caso de los efluentes líquidos en su mayoría representan un costo el tener que realizar tratamiento de aguas residuales, so pena de sanciones por parte de la ley de acuerdo a disposiciones establecidas como en el decreto 3930 de 2010 del instituto nacional de salud; en este orden de ideas, al hacer aprovechamiento energético de estos efluentes se pasa de una condición de tener que pagar por su disposición a una condición de ingresos por la energía generada y comercializada.

7.2.4 Situación del entorno y mercado:

Por una parte se ha podido validar a lo largo del desarrollo de este trabajo el incremento progresivo y continuo de la demanda de energía eléctrica en el país enmarcado aún más por los efectos del reciente fenómeno del niño que afecto al país, la necesidad de diversificar el portafolio del subsector eléctrico, el impulso actual hacia las energías renovables, el mayor pensamiento ecológico, y la necesidad de la agroindustria palmera de generar ingresos adicionales que le hagan más eficiente.

7.2.5 Postconflicto:

El proceso de paz vigente actualmente en Colombia abre la posibilidad de escenarios del postconflicto que impactaran en el desarrollo rural, no solo por los hechos de violencia que se presentan en zonas de influencia donde se cultiva la palma, sino porque atrae inversión, dado a que vincula a Colombia en una condición de apertura y oportunidades.

8. CARACTERÍSTICAS Y COSTOS DEL PROYECTO

Hay diferentes consideraciones a tener en cuenta al momento de planear un proyecto de generación de energía eléctrica como el propuesto en este trabajo; en este punto es de interés conocer los requerimientos en materia de inversión que deben realizarse para la construcción y puesta en operación de la planta de generación, razón por la que se estructuraran dichas inversiones de acuerdo la metodología propuesta por la Universidad de Antioquia (2015) para el cálculo de los costos nivelados de electricidad – LCOE, así como los estudios realizados por IRENA (2012) en su serie de análisis de costos para generación energética con energías renovables; en este análisis se consideraran todos los costos y gastos en dólares, aunque en el modelamiento financiero se tendrá en cuenta como moneda al peso colombiano, dado a que será la moneda a utilizar en el crédito.

8.1 DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTO

Es preciso en este punto plantear cual es la mejor alternativa para dar el mayor aprovechamiento y obtener un buen beneficio a partir del uso de la biomasa disponible como subproducto de las plantas de beneficio, es por ello se requiere de su caracterización para el proceso de generación, la validación de conversiones energéticas que se le pueden realizar a dicha materia prima en orden de obtener mayores eficiencias, y un análisis de la tecnología a implementar para la generación eléctrica.

8.1.1 Tipo de materia prima:

Implica la forma en la que se encuentra la biomasa correspondiente a la materia prima para el proceso de generación de electricidad, como se mencionó en el capítulo anterior, se destacan 4 subproductos de las plantas de beneficio de aceite de palma, los cuales son tusa, fibra, cuesco y efluentes Pome; donde los tres primeros son material sólido, y bien pueden ser usados para ser quemados en calderas y con ello producir vapor y generación de electricidad, al tiempo que a partir de los efluentes se puede obtener biogás luego de su correspondiente procesamiento.

En la tabla 10 se puede apreciar la cantidad de biomasa sólida generada por cada tonelada de RFF que se procesa en la planta de beneficio, destacándose que algunos de estos subproductos como la fibra y el cuesco son actualmente usados para la generación de vapor en las plantas de beneficio; si bien se encuentran estipulados otros usos para estos subproductos como el compostaje y acondicionamiento de suelos, se define para el proyecto que lo que la planta de beneficio no requiera para su generación de vapor será entregado al SPV para los procesos de generación eléctrica.

Tabla 10. Disponibilidad de subproductos sólidos del tratamiento de 1 Ton RFF en planta de beneficio.

Material	% Subproductos por Ton RRF	Cantidad de Subproductos generado (Kg/Ton RRF)	% de residuos no usado para generación de vapor en la planta de beneficio
Fibra	13,0%	130	26,1%
Cuesco	5,0%	50	28,3%
Tusa	21,0%	210	100,0%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de (Ramirez, Arévalo, & García, 2015)

Es de destacarse que con la construcción de las facilidades de generación eléctrica se puede producir también vapor que podría venderse a la planta de beneficio, su correspondiente evaluación precisa de un análisis al interior de la planta de beneficio que valide la conveniencia de comprar el vapor o seguir produciéndolo, razón por la que no se considera este análisis en el proyecto. En cuanto a la producción de POME, de acuerdo con Althausen (2016) éste es de alrededor de 0,8 m³/Ton RFF procesada.

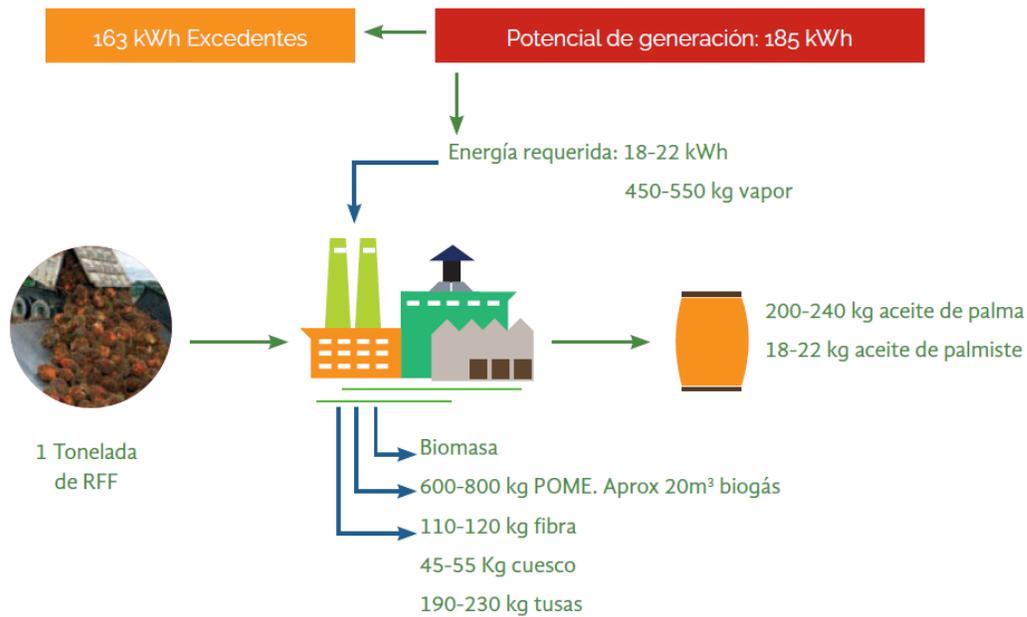
8.1.2 Conversión energética de la biomasa

Corresponde al proceso por medio del cual la energía interna almacenada en la biomasa es convertida en otro tipo de energía aprovechable para el proceso de generación eléctrica, tal como biogás luego de un proceso de digestión anaeróbica para el POME, o calor luego de un proceso de combustión para la biomasa sólida; por lo que se incorpora la necesidad de contar con una caracterización que permita establecer la cantidad de energía almacenada en los diferentes subproductos generados en la planta de beneficio, y a partir de ello estimar su potencial de generación y definir el mejor tipo de tecnología que optimice su aprovechamiento energético.

De acuerdo a estudios de caracterización adelantados por Ponce, Silva, Yáñez, & Castillo (2008) en su estudio de potencial de Cogeneración de Energía Eléctrica en la Agroindustria Colombiana de Aceite de Palma, y el análisis de Ramirez, Arévalo, & García (2015) en su estudio Potencial de generación de energía de la agroindustria de la palma en Colombia, se puede extraer la caracterización másica y energética de estos subproductos para cultivos desarrollados en Colombia.

En la figura 19 Briceño, Valencia, & Posso (2015) muestran las cantidades de productos y subproductos por Tonelada de Racimos de Fruta Fresca – RFF tomando en consideración los estudios de caracterización másica y energética anteriormente descritos, los subproductos generados pueden ser utilizados para la generación de electricidad, donde, dependiendo del tipo de tecnología empleada y por consiguiente la eficiencia de conversión, proporcionarían un potencial de generación mayor o menor.

Figura 19. Producción de Biomasa y consumo energético de una planta de beneficio x Tonelada de RFF



Fuente: (Briceño, Valencia, & Posso, 2015)

De igual manera, en la tabla 11 se pueden validar los potenciales energéticos en poder calorífico inferior base húmeda que se puede obtener de los diferentes tipos de subproductos, entendiéndose que el poder calorífico representa la energía contenida en la materia; con esta información (si no se consideran conversiones intermedias), es posible entonces establecer la cantidad de energía de entrada al sistema de generación eléctrica que se implemente, ello dependiendo de la capacidad de la planta de beneficio, con la cual se establece la cantidad de Toneladas de RFF que se manejaría.

Tabla 11. Poder calorífico inferior y humedad de la biomasa.

	PCI b.h. (kJ/kg)	Humedad (%)
Fibra ¹	14.320	31,0
Cuesco ¹	19.942	9,0
Tusa ¹	11.290	40,0
Biogás ²	22.900 kJ/m³	

Fuente: (Briceño, Valencia, & Posso, 2015)

Las conversiones intermedias de energía son aplicadas en muchos casos en búsqueda de mayores eficiencias, menor costos, menores impactos ambientales, facilidades de infraestructura, entre otros, así por ejemplo, si bien los subproductos sólidos a través del proceso termoquímico de combustión son usados directamente en las calderas de las plantas de beneficio para obtener vapor necesario en el proceso productivo, su aprovechamiento sería diferente si otro proceso termoquímico fuera implementado, tal como la gasificación o la pirolisis; lo anterior por supuesto, debe ser considerado

en el proyecto, toda vez que su adecuada selección impactará en el Capex y Opex, así como la tecnología de generación a seleccionar, y por consiguiente, los ingresos que tendrá el proyecto.

De acuerdo a Lip Theo et al. (2017), para el caso del POME, lo más común es la obtención de biogás a partir de procesos bioquímicos como el de Digestión Anaeróbica, el cual está compuesto por la unidad de digestión anaeróbica, un tanque de almacenamiento para el biogás y una tea, ésta última para aspectos de seguridad en los casos en que sea necesario quemar excesos de biogás; algunas tecnologías utilizadas para la digestión anaeróbica son analizadas por Althausen (2016), quien valida en primera instancia que los efluentes requieren de tratamiento antes de su uso en riego o descarga en aguas superficiales; en la tabla 12 se puede ver una comparación de las tecnologías que considera dicho autor en su estudio.

Tabla 12. Poder calorífico inferior y humedad de la biomasa.

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Tratamiento en Lagunas abiertas	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo • Tecnología madura 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja eficiencia • Requieren amplios espacios • Requieren más tiempo de procesamiento • Emiten gases de efecto invernadero. • Producen fuertes olores • Acumulación de lodos en el suelo
Lagunas Cubiertas – 1^{era} generación	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo • Tecnología madura 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja eficiencia • Requieren amplios espacios • Producen fuertes olores • Acumulación de lodos en el suelo • Biogás producido variable en calidad y cantidad • Vida útil de 7 a 10 años
Reactores de Mezcla Continua (Continuously Stirred Tank Reactor – CSTR)	<ul style="list-style-type: none"> • Mezcla y alimentación continua • Remoción permanente de lodos • Calidad y cantidad de biogás altas y estables • Vida útil de más de 25 años 	<ul style="list-style-type: none"> • Altas inversiones iniciales • Poco éxito en tratamiento de efluentes
Sistemas Multietapas (Reactor de Mezcla Continua + Bioreactor de flujo ascendente)	<ul style="list-style-type: none"> • Es la mejor tecnología para el tratamiento de POME y producción de Biogas 	<ul style="list-style-type: none"> • Altas inversiones iniciales • Su diseño requiere conocimiento avanzado

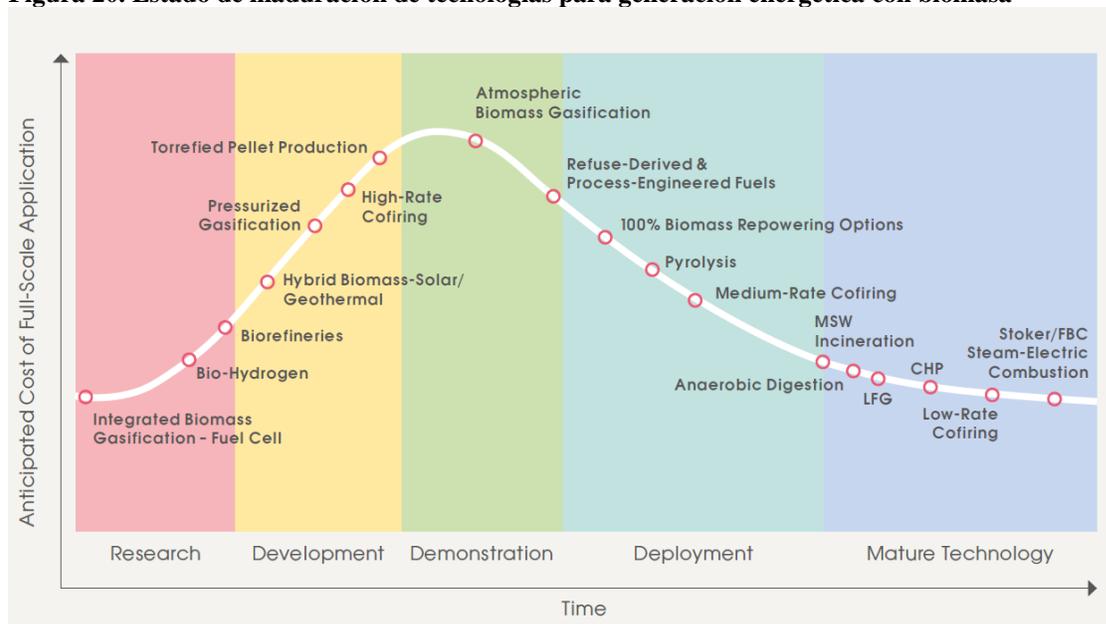
Fuente: Adaptado de (Althausen, 2016)

Althausen (2016) afirma que una planta de beneficio mediana que maneja 30 Toneladas de RFF/h produce aproximadamente 120.000 m³ de POME al año puede producir aproximadamente 3,4 millones de m³ de biogas por año con un sistema multietapas, lo que equivale a un valor energético de 20,4 millones de KWh/año.

8.1.3 Tecnología de generación

Comercialmente existe una amplia variedad de tecnologías que pueden ser aplicadas para los procesos de generación de energía a partir de la biomasa, sin embargo, dado a que el proyecto se estructura financieramente bajo la forma de Project Finance, es necesario que la tecnología que se seleccione sea en lo posible una tecnología madura, ampliamente utilizada con el objeto de minimizar riesgos en el proyecto; IRENA (2012) nos muestra en su estudio para generación energética a partir de biomasa, una serie de tecnologías con dicho propósito, clasificadas de acuerdo a su grado de madurez (para 2011), tal como se puede ver en la figura 20.

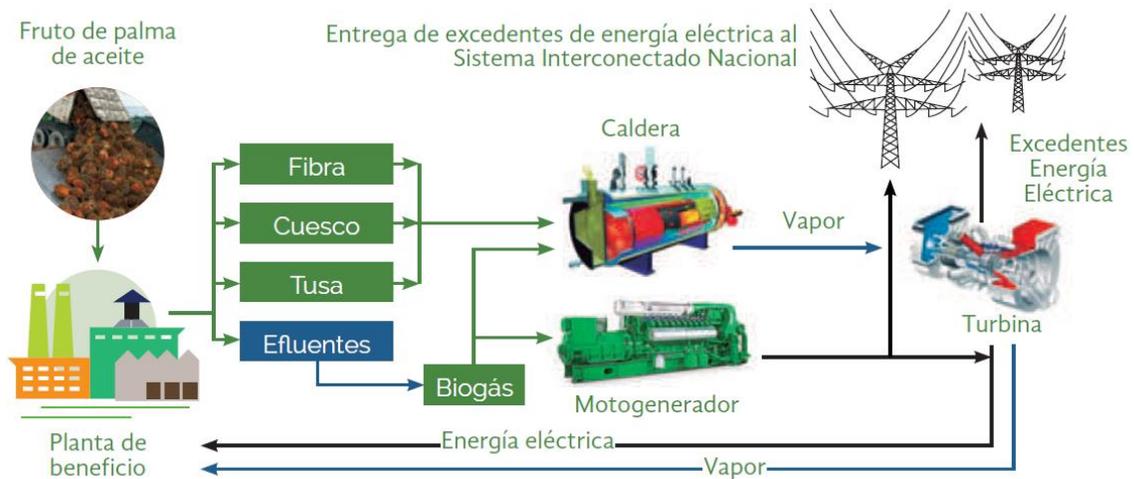
Figura 20. Estado de maduración de tecnologías para generación energética con biomasa



Fuente: (IRENA, 2012)

El estudio realizado por Briceño, Valencia, & Posso (2015) considera en su caso la implementación de quema de fibra y cuesco en caldera para de ese modo generar vapor, el cual es llevado a un turbogenerador (turbina) que produce electricidad y otra parte del vapor es utilizado en la planta de beneficio, por su parte el POME es aprovechado como biogás, el cual es utilizado en parte en el turbogenerador, y otra parte en un motogenerador que igualmente produce electricidad, la cual es utilizada en parte para venta y otra para consumo propio, tal como se puede apreciar en la figura 21.

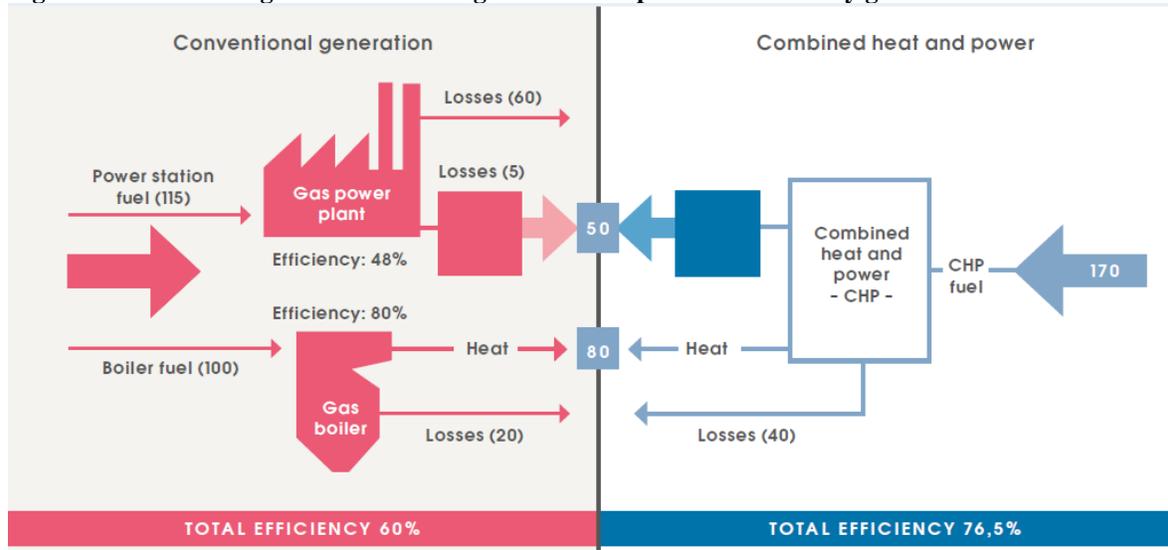
Figura 21. Proceso de generación de energía eléctrica a partir de biomasa y gas



Fuente: (Briceño, Valencia, & Posso, 2015)

Si bien la propuesta anteriormente descrita es razonable para la generación de energía (térmica y eléctrica), es práctico el considerar si es la mejor, o si existe otra combinación tecnológica que provea lo mismo de una manera más eficiente y la correspondiente inversión requerida la mantenga económicamente factible; en el análisis propuesto por IRENA (2012), entre otras tecnologías se destaca la CHP (combined heat and power) la cual presenta eficiencias superiores a si se hacen los procesos por separado.

Figura 22. Proceso de generación de energía eléctrica a partir de biomasa y gas



Fuente: (IRENA, 2012)

La figura 22 muestra precisamente el efecto de las pérdidas que presenta una planta que genera vapor y electricidad, comparada con una planta con tecnología CHP que integradamente genera los dos productos y requiere de menor insumo energético para producir al final la misma cantidad de energía, lo que al final de cuentas la hace más eficiente; en el anexo 2 se puede apreciar con mayor detalle características de diferentes tecnologías que se pueden implementar para la generación energética en este tipo de proyectos.

8.2 COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO

En el análisis realizado de la figura 20 se validan ciertas bondades de la tecnología CHP que integradamente combina la generación de electricidad y vapor en una planta comparada con la aplicación de generación convencional, sin embargo, es preciso validar los costos que implican estos tipos de tecnologías; en la tabla 13 se pueden apreciar estimaciones realizadas por diferentes autores en (IRENA, 2012) referente a costos de equipos por tecnología de generación de energía a partir de biomasa, datos dados en dólares por kW de capacidad instalada de la planta.

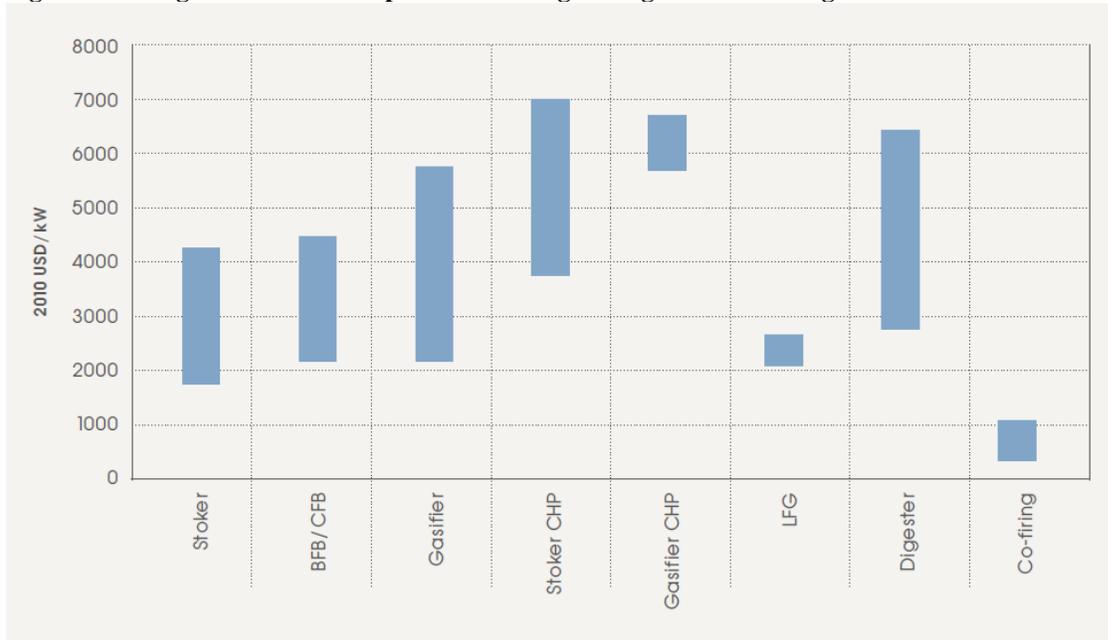
Tabla 13. Costos estimados de equipos para diferentes tecnologías de generación con biomasa.

	O'Connor, 2011	Mott MacDonald, 2011	EPA, 2007 and EIA, 2010	Obernberger, 2008
(2010 USD/kW)				
Stoker boiler	2 600 - 3 000	1 980 - 2 590	1 390 - 1 600	2 080
Stoker CHP	2 500 - 4 000		3 320 - 5 080*	3 019
CFB	2 600 - 3 000	1 440	1 750 - 1 960	
CFB CHP			4 260 - 15 500	
BFB		2 540	3 860	
Co-firing	100 - 600			
100% biomass repowering	900 - 1 500			
MSW	5 000 - 6 000			
Fixed bed gasifier ICE		4 150	1 730	4 321 - 5 074
Fixed bed gasifier GT	3 000 - 3 500			
Fluidised gasifier GT			2 470 - 4 610	
BIGCC	3 500 - 4 300		2 200 - 7 894	
Digester ICE	1 650 - 1 850	2 840 - 3 665		
Digester GT	1 850 - 2 300			
Landfill gas ICE	1 350 - 1 500		1 804	
Note: * = CHP back pressure steam turbine. ICE = internal combustion engine. GT = gas turbine. MSW = municipal solid waste.				

Fuente: (IRENA, 2012)

Con la información anterior se puede realizar un estimativo de los costos incurridos al optar por una tecnología dada, estos datos igualmente se pueden apreciar comparativamente en la figura 23.

Figura 23. Rangos de costos de capital en tecnologías de generación energética con biomasa



Fuente: (IRENA, 2012)

De acuerdo a la información anterior, se puede validar que algunas tecnologías resultan mucho más costosas que otras si se consideraran para implementarse en el proyecto; Stich, Ramachandran, Hamacher, & Stimming (2017) realizaron un estudio enfocado en la producción de electricidad a partir de los residuos de biomasa disponibles en el sureste de Asia, desarrollando un modelo de optimización que minimiza el costo total de generación; ellos se basaron en el estudio realizado por IRENA (ver tabla 13), organizando la información para cuatro de las tecnologías analizadas tal como se puede apreciar en la tabla 14.

Tabla 14. Parámetros de entrada de las tecnologías de generación energética consideradas.

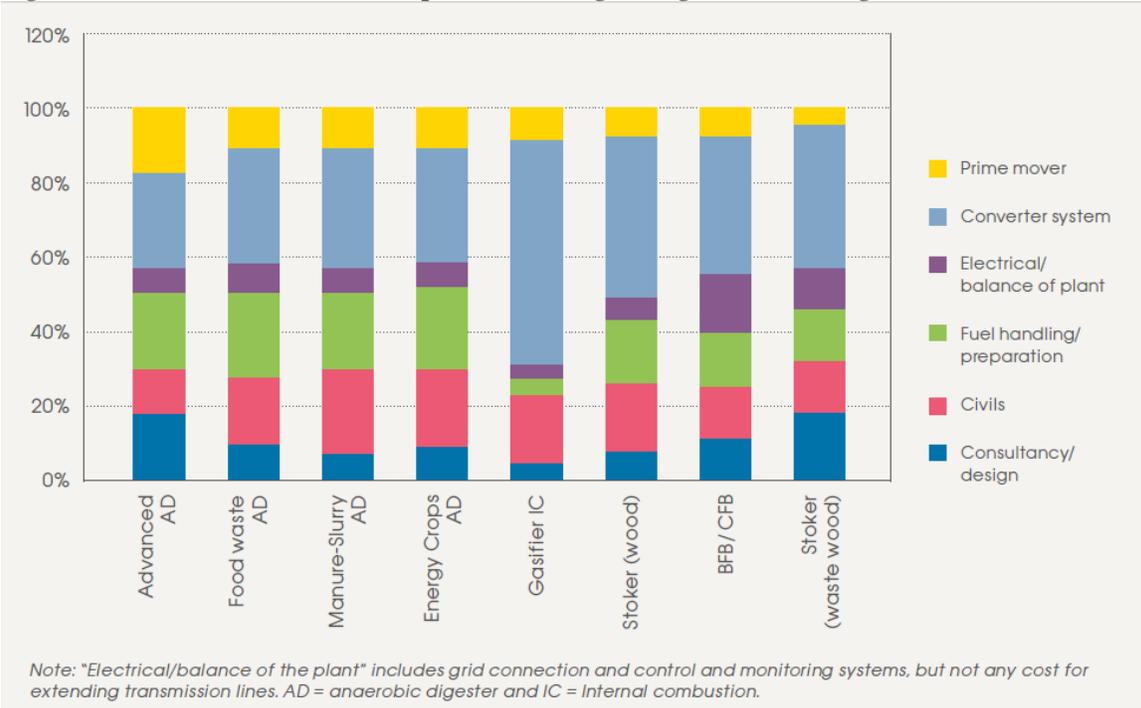
Generation Technology <i>t</i>	inv_t [USD]/[MW _{el}]	Of_t [USD]/[MW _{el}]	OV_t [USD]/[MWh _{el}]	η_t [-]	FLH_t [h/a]	$cmin_t$ [MW _{el}]
Direct Combustion	2,165,000	77,940	4.25	0.25	7500	4
Gasification	3,456,875	155,560	3.7	0.34	7500	5
Anaerobic Digestion	2,359,167	89,110	4.2	0.4	7500	0.3
Co-firing	500,000	15,000	0	0.35	8000	0.5

Fuente: (Stich, Ramachandran, Hamacher, & Stimming, 2017)

En la tabla anterior se encuentran definidas 7 columnas, las cuales indican la tecnología de generación, costos de inversión de la tecnología de generación (inv), costos fijos de operación y mantenimiento (Of), costos variables por electricidad generada de la tecnología de generación (OV), eficiencia de la tecnología de generación (η), horas de operación al año de la tecnología (FLH), y la capacidad mínima requerida de la planta de generación para la tecnología de generación ($cmin$).

Es de resaltar que los costos de inversión representan el Capex, los cuales incluyen no solo el equipo generador en sí, ya sea motogenerador, turbina a vapor, turbina a gas, etc, sino que también incorpora el sistema de conversión del combustible, manejo de combustible, ingeniería, planeación y costos de construcción; puede también incluir (dependiendo del tipo de proyecto) conexión a la red eléctrica, carreteras y cualquier nueva infraestructura o mejora a la infraestructura requerida por el proyecto (IRENA, 2012) (Mott MacDonald, 2011); la distribución de los costos anteriormente descrita puede variar de un proyecto a otro y de una tecnología a otra, en la figura 24 se puede apreciar cómo se distribuyen estos costos para diferentes tecnologías de generación analizadas.

Figura 24. Estructura de costos de capital en tecnologías de generación energética con biomasa



Fuente: (IRENA, 2012)

Es necesario entonces validar el tipo de tecnología que se puede implementar para el sistema de generación eléctrica, por lo que se implementó el modelo de análisis considerado por Garcia Nuñez, et al. (2016) en su estudio de evaluación de alternativas para la evolución de plantas de beneficio de palma de aceite a biorefinerías, donde considera el nivel de madurez de ciertas tecnologías, estableciéndose que para la obtención de biogás por digestión anaeróbica y generación eléctrica, el nivel de madurez tecnológica es el más alto, nivel 9 correspondiente a sistemas probados en ambientes operacionales y económicamente competitivos (European Commission, 2017); en la misma categoría está también la generación eléctrica a partir de la combustión de biomasa (ambas tecnologías pudieron apreciarse como maduras en la figura 18).

Se consideraron entonces las siguientes alternativas para la generación eléctrica:

- **Alternativa 1 (A1):** Hacer uso de la tusa, fibra y cuesco disponibles (no usados para la generación de vapor de la planta de beneficio) para generar vapor a través de la combustión de los mismos en una caldera, y con el vapor generado producir energía eléctrica a través de su aprovechamiento en una turbina a vapor (considerándose en esta alternativa que dado a que no habría venta de vapor, el reaprovisionamiento de agua sería mínimo, por lo que no se convierte en un costo significativo a considerar).
- **Alternativa 2 (A2):** Hacer uso del POME para la generación de Biogás por digestión anaeróbica, y dicho gas aprovecharlo en una turbina a gas para generación de energía eléctrica.
- **Alternativa 3 (A3):** Hacer el aprovechamiento de toda la biomasa disponible con el uso de los dos sistemas anteriormente descritas en paralelo.

Para la estimación la capacidad instalada que se podría obtener con los tres modelos anteriores se tomaron los datos estimados en el estudio de Stich, Ramachandran, Hamacher, & Stimming (2017), adicionalmente datos de IRENA (2012) y de Briceño, Valencia, & Posso (2015), los cuales se pueden apreciar en la tabla 15; adicionalmente, de acuerdo a Garcia Nuñez, et al., (2016) en su revisión de literatura sobre usos actuales y potenciales de biomasa residual y efluentes, en Colombia las plantas de beneficio de palma de aceite manejan un rango de tamaño de entre 5 a 60 Ton RFF/h, por lo que para este análisis se consideraron 6 tamaños para plantas de beneficio en orden de validar su potencial, los cuales corresponden a plantas con capacidad de 5, 15, 20, 30, 45 y 60 Ton RFF/h.

Tabla 15. Supuestos técnicos para generación con A1 y A2.

Supuestos			Fuente
Horas de operación anual planta beneficio	5000	horas	
Factor de trabajo de la planta de beneficio¹¹	80%		
Volumen de POME por Ton RFF	0,8	m ³	(Althausen, 2016)
m³ de biogás producido por 1 m³ de pome	28,33	m ³	(Althausen, 2016)
Eficiencia sistema Combustión directa	25%		(Althausen, 2016)
Eficiencia sistema DA¹²	40%		(IRENA, 2012)
Horas de operación anual planta generación¹³	7500	horas	(Althausen, 2016)

¹¹ Referencia al porcentaje efectivo de uso de la planta de beneficio con respecto a su capacidad nominal

¹² Digestión anaeróbica

¹³ Esto se toma en consideración dado a que se presentaron indisponibilidades de la planta por mantenimientos

Con la información anterior y considerando que 1 KJ equivale a 0,000277778 KWh, se tiene que comparativamente los proyectos tendrían el potencial de proveer una capacidad instalada tal como se puede apreciar en la tabla 16:

Tabla 16. Capacidad instalada de generación eléctrica con diferentes tamaños de plantas de beneficio.

Tamaño de la planta (Ton RFF/hora)	Capacidad Instalada con A1 (MW)	Capacidad Instalada con A2 (MW)	Capacidad Instalada con A3 (MW)
5	0,43	0,11	0,54
15	1,28	0,34	1,62
20	1,70	0,45	2,16
30	2,56	0,68	3,23
45	3,83	1,01	4,85
60	5,11	1,35	6,47

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Althausen, 2016) (Briceño, Valencia, & Posso, 2015) (IRENA, 2012) (Stich, Ramachandran, Hamacher, & Stimming, 2017)

8.2.1 Costo de equipos:

Considerando ahora los costos referentes a Capex sugeridos por IRENA (2012) promediados por Stich et al., (2017) tenemos que dichos costos son¹⁴:

CAPEX DA	\$	2.523.838,5	\$/MW
CAPEX COMBUSTION	\$	2.316.118,5	\$/MW

La desagregación de los costos de inversión inicial - Capex considerados por IRENA (2012) se puede establecer de acuerdo a las estadísticas mostradas por Mott MacDonald (2011) en el desarrollo de sus proyectos EPC, el cual establece esta distribución de costos para proyectos energéticos con tecnologías de generación renovable, la correspondiente distribución para proyectos con digestión anaeróbica y de combustión con residuos de biomasa se puede apreciar en la tabla 17, haciéndose énfasis a que son costos EPC de acuerdo a la fuente antes mencionada.

¹⁴ Los datos considerados para los cálculos de este estudio difieren levemente de los descritos en la tabla 14 dado a que fueron ajustados por inflación de Estados Unidos desde el 2011 que corresponde al año en que Mott MacDonald los proporcionó; dado a que las tecnologías son maduras solo se considera el ajuste por inflación.

Tabla 17. Porcentaje de distribución de costos de inversión inicial en proyectos de generación.

CONCEPTO	OBSERVACIONES	% DE LA INVERSIÓN INICIAL A1	% DE LA INVERSIÓN INICIAL A2
Equipo de Generación	Corresponde a la tecnología para generación eléctrica	8%	15%
Sistema de conversión	Incluye los equipos para convertir la materia prima en energía útil, para los casos considerados el digestor anaeróbico y la caldera, se incluyen también sistema para recolección y tratamiento de gas	43%	30%
Sistema para conexión eléctrico	Considera los equipos necesarios para la conexión de la planta a la red, así como equipos para sistemas de control y monitoreo	11%	7%
Equipos para manejo de combustible	Incluye el pretratamiento y el manejo en sitio, así como la preparación de la materia prima	11%	17%
Obras Civiles	Considera las construcciones requeridas para la puesta en funcionamiento de la planta	14%	13%
Consultoría y diseños	Asociado con los costos para el desarrollo del proyecto, planeación y permisos	13%	18%

Fuente: Adaptado de (Mott MacDonald, 2011)

Es necesario considerar que para la alternativa 3, dado a que involucra la implementación de dos tecnologías, se pueden presentar sinergias en los costos, principalmente en lo que se refiere al sistema de conexión eléctrico, obras civiles y consultoría y diseños; considerando lo anterior se propone una sinergia en costos del 70% de la suma de los costos individuales del sistema eléctrico, de igual manera se propone una sinergia en costos del 75% en obras civiles y del 70% en lo que respecta a consultoría y diseños; estos valores son descriptivos y se deja abierta la posibilidad de modificarlos en el modelamiento del proyecto.

Es también preciso considerar que para el proyecto aplican economías de escala, toda vez que a mayor tamaño de planta se presentan ciertas optimizaciones que hacen que el costo de inversión preoperativo no se acomode de acuerdo a una línea recta de proporcionalidad, así, en el estudio realizado por la Universidad de Antioquia utilizan la aproximación de Jenkins (1997), en la que se

calcula el costo de inversión inicial C de una planta con capacidad instalada M , a partir del costo de inversión inicial C_0 conocido de una planta con capacidad instalada conocida M_0 , considerando un factor adimensional S , de acuerdo a la ecuación dada por: $C/C_0 = (M/M_0)^s$

Donde S puede tomar valores entre 0,6 y 0,8; estos valores serán tenidos en cuenta en el modelo, partiendo de la suposición que implica que una planta con capacidad instalada de 1 MW tendrá un costo de inversión inicial de acuerdo a lo descrito al principio de éste apartado para las tecnologías de generación consideradas, para efectos de cálculo se tomarán las recomendaciones dispuestas por el estudio realizado por la Universidad de Antioquia, estimando un valor de S de 0,6 para el sistema de generación por combustión y se considera en este trabajo un valor de S de 0,7 para el sistema de generación con digestión anaeróbica; de acuerdo al mismo estudio, se contemplan otros costos de alta importancia que deben ser tenidos en cuenta en el proyecto, y que por tanto se deben adicionar en el costeo de inversión inicial de proyecto (si aplican), como son:

8.2.2 Construcción de vías:

Que corresponde a costos que aplican si hubiera la necesidad de construir vías de acceso para transporte, especialmente si se requiere de suministro de materia prima proveniente de lugar externo a la planta de beneficio; el costo estimado de acuerdo con el estudio en mención para vías tipo II es de \$ 305.962,39 USD/Km; sin embargo, dado a que el ítem correspondiente a obras civiles de la desagregación del Capex contempla este concepto, no se considera este cálculo como adicional.

8.2.3 Costos por distribución física internacional:

Asociado a los costos necesarios para el transporte de equipos que se adquieren en el exterior, desde el puerto en el exterior hasta el sitio de la obra (se considera que los equipos se adquieren con precios FOB); los costos que la distribución internacional implican son:

- **Costo del Transporte Marítimo y Seguros (TMS):** corresponde a la tarifa que se cobra por transporte y seguros desde el puerto internacional hasta el puerto en Colombia, se aplica como un 5% del precio FOB del equipo adquirido.
- **Comisión para la Sociedad de Intermediación Aduanera (SIA):** se aplica en puerto de destino con un valor de 0,5% del precio FOB, transporte y seguros.
- **Arancel (A):** Se aplica de acuerdo a lo establecido al decreto 4927 de 2011 del ministerio de industria y turismo, establecido como un 5% del precio FOB, transporte y seguros; resaltándose que la ley 1715 de 2014 exonera de estos costos a este tipo de proyectos.

- **Impuesto al Valor Agregado (IVA):** Se aplica como un porcentaje a la combinación del precio FOB, TMS y A; éste impuesto no aplica para este tipo de proyectos de acuerdo a la ley 1715 de 2014.
- **Costos del Operador Logístico y Aduanas (OLA):** Incluye conceptos de prestación de servicios especializados como intermediación e inspección aduanera, nacionalización, descargue, bodegaje, etc., se calcula como un 2% del precio FOB, transporte y seguros.
- **Transporte y Seguros Internos (TSI):** Se incluyen los costos requeridos para transportar los equipos desde el puerto en Colombia hasta el sitio de la obra, se puede aproximar como 1,8% del precio FOB, transporte y seguros.

Los costos antes descritos se aplican a todos aquellos equipos que se requiere sean traídos del exterior, por lo que dichos costos aplican principalmente como sobrecargos al equipo de generación y al sistema de conversión, sin embargo, el modelo se deja abierto para incluir dichos sobrecargos al sistema de conexionado eléctrico y a los equipos para el manejo de combustible¹⁵; para efectos de parametrización de las tablas presentadas en el resto de este capítulo se considera que solo se importarían los equipos antes mencionados; en la tabla 18 se pueden apreciar calculados en dólares por MW de capacidad instalada los sobrecargos descritos aplicados para el equipo de generación, no se consideran costos de arancel ni IVA dado a los beneficios que ofrece la ley 1715 de 2014.

Tabla 18. Sobrecargos por distribución física internacional aplicados al equipo de generación.

COMPONENTE DESAGREGADO EQUIPO DE GENERACIÓN	COSTOS ESTIMADO A1 (\$/MW)	COSTOS ESTIMADO A2 (\$/MW)
Costo de transporte marítimo y seguros – TMS	9.264,47	18.928,79
Comisión Sociedad de Intermediación Aduanera - SIA	972,77	1.987,52
Arancel – A	0	0
IVA	0	0
Costo del Operador Logístico y Aduanas – OLA	3.891,08	7.950,09
Transporte interno y seguros – TSI	3.501,97	7.155,08
Valor Total equipo de generación¹⁶	202.919,78	414.597,27

Fuente: Elaboración Propia

¹⁵ Se considera que estos dos últimos equipos se pueden conseguir con relativa facilidad en el mercado local.

¹⁶ Considera al equipo de generación eléctrica, sin su sistema eléctrico ni de manejo de combustible.

8.2.4 Costos del propietario:

Siguiendo con el análisis de la Universidad de Antioquia (2015), se incluyen en este aspecto costos relacionados con el valor del predio, estudios de impacto ambiental, de factibilidad y permisos, comisiones legales, gestión de terceros, seguros, infraestructura de interconexión e imprevistos del propietario.

- Predio:** Se considera el costo del terreno donde se ubica la planta, así como los pagos de servidumbre necesarios para el conexionado de la planta de generación hasta las líneas de transmisión del SIN, en orden de poder vender los excedentes de generación eléctrica; de acuerdo a Hadli (2013) en sus propuestas sobre esquemas para tratamiento de efluentes sin el uso de lagunas (como el seleccionado en el proyecto), los requerimientos de espacio para el sistema de digestión anaeróbica es de 80 x 80 m de superficie para una planta de beneficio que maneje hasta 60 Ton RFF/h, lo que de acuerdo a su estudio significa un ahorro de 5 hectáreas de tierra al compararse con sistemas que requieren de la incorporación de lagunas; considerando de la tabla 16 que una planta de beneficio de dicho tamaño podría alcanzar una capacidad instalada de 1,35 MW, se puede establecer que se requiere por tanto de 0,47 ha/MW, por su parte de acuerdo al estudio de la Universidad de Antioquia (2015) para un sistema de generación con combustión se requiere de 0,1 ha/MW, se describe allí también estimaciones correspondiente a valores medio de la hectárea de tierra por departamento en Colombia para 2014, analizando dichos datos para los departamentos donde se realiza la siembra de cultivos de palma de aceite en Colombia, promediando dichos datos, ajustándolos por inflación y convirtiéndolos a dólar (TRM promedio de septiembre de 2017), se obtiene un valor de \$12.558,34 USD/ha; los cálculos correspondientes al valor del predio se pueden apreciar en la tabla 19, costos por servidumbre no son tenidos en cuenta en este proyecto.

Tabla 19. Inversión requerida en terreno para el desarrollo del proyecto.

	A1	A2
Requerimiento de terreno (ha/MW)	0,1	0,47
Valor de terreno por MW instalado(COP\$/MW)	\$3.660.754,97	\$17.318.306,22
Valor de terreno por MW instalado(USD\$/MW)	\$1.255,83	\$5.941,10

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones Ambientales:** En este concepto entran los aspectos necesarios para la implementación de un plan de manejo ambiental eficiente, que implique acciones de mitigación y recuperación ambiental del área donde se realizaran las instalaciones correspondientes al proyecto, para este caso el estudio de la Universidad de Antioquia (2015) lo estima en 1,5% de la inversión del proyecto; en la tabla 20 se puede apreciar los costos que implica para el proyecto.

Tabla 20. Inversiones requeridas en materia ambiental.

CONCEPTO	COSTOS INVERSIÓN A1 (\$/MW)	COSTOS INVERSIÓN A2 (\$/MW)
Inversiones ambientales	\$36.427,68	\$39.478,54

Fuente: Elaboración Propia

- **Interconexión a Red:** Previamente contemplado en el sistema para conexión eléctrico.
- **Seguros Preoperativos:** Se incluyen aquí los seguros requeridos durante el proceso de construcción de la planta de generación; el estudio realizado por la Universidad de Antioquia (2015) estima su costo en 1,5% de la inversión.

Seguros Preoperativos Típicos

Seguros de Responsabilidad

Responsabilidad civil general
 Responsabilidad civil profesional
 Responsabilidad ambiental
 Responsabilidad de consejeros y directivos

Seguros Patrimoniales

Todo riesgo construcción / todo riesgo montaje.
 Daños materiales para riesgos en explotación.
 Avería de maquinaria.
 Retraso en la puesta en marcha y pérdidas de beneficios en la explotación.
 Seguro decenal, trienal y anual de daños para bienes construidos.

Seguros de Transporte

Operadores ferroviarios
 Uso especial de vehículos y gestión de flotas

Seguros del Personal

Convenios de vida y accidentes, expatriados, seguros de salud.

Seguros Financieros

Garantía, avales de licitación y de ejecución.

Elaboración de Informes de Diligencia Debida (Due Dilligence)

Due dilligence para financiadores

En la tabla 21 se puede apreciar los gastos implicados por este concepto.

Tabla 21. Inversiones requeridas en materia de seguros preoperativos.

CONCEPTO	COSTOS INVERSIÓN A1 (\$/MW)	COSTOS INVERSIÓN A2 (\$/MW)
Seguros preoperativos	\$36.427,68	\$39.478,54

Fuente: Elaboración Propia

- **Costos de Ley Preoperativos:** Se incluyen en este concepto los cargos que pueden aplicar durante el periodo de construcción de la planta, tales como:
 - **Fondos especiales municipales:** que indica que se debe realizar el pago de los avalúos catastrales de los predios adquiridos, se consideró en la investigación de la universidad de Antioquia que el avalúo catastral correspondería al 40% del valor comercial de los predios a adquirir.
 - **Predial preoperativo:** que implica el pago del 16 por mil del 150% del valor del impuesto predial por cada año de construcción, para el caso, se estima que el periodo de construcción del proyecto es de 1 año.
 - **Sobretasa al predial:** que implica el pago de hasta el 25,9% del total del predial, o por defecto, hasta 2,5 por mil del avalúo catastral del predio.

Los costos implicados en el proyecto por concepto de costos de ley preoperativos se encuentran desglosados en la tabla 21.

Tabla 22. Inversiones requeridas en materia de seguros preoperativos.

CONCEPTO	COSTOS INVERSIÓN A1 (\$/MW)	COSTOS INVERSIÓN A2 (\$/MW)
Fondos especiales municipales	\$502,33	\$2.376,44
Predial Preoperativo	\$20,09	\$95,06
Sobretasa al Predial	\$5,2	\$24,62

Fuente: Elaboración Propia

8.2.5 Costos indirectos, comisiones e imprevistos:

De acuerdo al análisis de la Universidad de Antioquia (2015), este corresponde al 5% de los costos totales de la instalación, incluyéndose costos por conceptos como gastos de ingeniería, horas extras,

andamios, incentivos, administración, puesta en marcha, ganancia del contratista y gastos generales; se tomará en consideración para la evaluación del proyecto el 5% descrito anteriormente.

Consideradas todas las inversiones anteriormente citadas, se puede apreciar en la tabla 23 en detalle el desglose de las implicaciones de Capex del proyecto, se considera en esta tabla la tercera alternativa, correspondiente al sistema combinado con los sistema de generación por combustión y por digestión anaeróbica trabajando en paralelo, se tiene en cuenta para este escenario las sinergias tecnológicas y la participación de la generación, la cual está dada en una proporción 79/21 en combustión con respecto a digestión anaeróbica.

Tabla 23. Estructura del Capex del proyecto.

CONCEPTO	COSTOS INVERSIÓN A1 (\$/MW)	COSTOS INVERSIÓN A2 (\$/MW)	COSTOS INVERSIÓN A3 (\$/MW)
Equipo de Generación	\$202.919,78	\$414.597,27	\$247.207,76
Sistema de conversión	\$1.090.693,81	\$829.194,53	\$1.035.981,91
Sistema para conexión eléctrico	\$254.773,04	\$176.668,70	\$166.902,22
Equipos para manejo de combustible	\$254.773,04	\$429.052,55	\$291.236,48
Obras Civiles	\$324.256,60	\$328.099,01	\$243.795,39
Consultoría y diseños	\$301.095,41	\$454.290,94	\$233.203,30
Predio	\$5.941,10	\$1.255,83	\$4.960,83
Inversiones ambientales	\$36.427,68	\$39.478,54	\$33.274,91
Seguros Preoperativos	\$36.427,68	\$39.478,54	\$33.274,91
Fondos especiales municipales	\$2.376,44	\$502,33	\$1.984,33
Predial Preoperativo	\$95,06	\$20,09	\$79,37
Sobretasa al Predial	\$24,62	\$5,20	\$20,56
Imprevistos	\$125.490,21	\$135.632,18	\$114.596,10
TOTAL DE INVERSIÓN INICIAL	\$2.635.294,45	\$2.848.275,73	\$2.406.518,07

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con la tabla anterior, el total de inversión inicial por MW de capacidad instalada de la planta resulta más económico con la implementación de la alternativa 3, dado a las sinergias que se generan en su proceso de instalación.

8.3 COSTOS OPERATIVOS DEL PROYECTO

Considerando ahora los costos referentes a Opex (Operación y Mantenimiento) tenemos entonces que estos comprenden un componente fijo y un componente variable, el primero corresponde a costos que para una capacidad de generación dada presenta poca variación con respecto a la energía generada; por su parte el componente variable depende de la cantidad de energía generada, de acuerdo a los estimativos sugeridos por IRENA (2012) y Stich et al., (2017), realizando los ajustes por inflación desde 2011 hasta el presente, se tienen los siguientes costos operativos:

OPEX fijo DA	\$	95.329,9	\$/MW
OPEX variable DA	\$	4,49	\$/MWh
OPEX fijo COMBUSTION	\$	83.380,3	\$/MW
OPEX variable COMBUSTION	\$	4,55	\$/MWh

Son considerados para estos costos sinergias operativas implicadas si se toma la alternativa 3, correspondiente al uso de las dos tecnologías en paralelo, ello dado a que se pueden generar ahorros al ser operados y mantenidos los dos sistemas por la misma empresa, que por tanto no requiere entre otros contratación del doble de personal, equipos para mantenimiento, entre otros; para ello se sugiere una sinergia operativa del 80% para Opex fijo y variable, sin embargo, para el modelamiento financiero, ello se deja variable, de tal manera que pudiera modificarse de acuerdo al input del analista.

8.4 COSTOS DE COMPONENTES DE REEMPLAZO

Se analiza en este punto la necesidad de adquirir ciertos componentes cuya vida útil es inferior al tiempo en el que se evalúa el proyecto, para considerar este rubro, se utiliza la estimación realizada por la Universidad de Antioquia (2015), la cual considera este rubro como 2% de los costos totales de inversión, los cuales se aplican cada 10 años, para lo cual se realiza una provisión anual de dicho gasto, en la tabla 24 se puede apreciar la implicación de estos costos.

Tabla 24. Costos operativos anuales por concepto de reemplazos.

CONCEPTO	COSTOS DE OPERACIÓN A1 (\$/MW)	COSTOS DE OPERACIÓN A2 (\$/MW)
Costos anuales por componentes de Reemplazo	\$5.270,59	\$5.696,55

Fuente: Elaboración Propia

8.5 COSTOS DE COMBUSTIBLE

El análisis del proyecto contempla que el suministro de materia prima estará dado de la siguiente manera:

8.5.1 Costos del POME:

El suministro del POME será aportado por la planta de beneficio a la empresa proyecto sin costo durante la vida del proyecto, así, la empresa proyecto se encargará del tratamiento y disposición de este subproducto.

8.5.2 Costos de biomasa sólida:

La planta de beneficio destinará a la empresa proyecto la totalidad del cuesco, fibra y tusa que no use para su generación de vapor; de acuerdo a Ramirez, Arévalo, & García (2015) en su encuesta realizada a 27 plantas de beneficio a finales de 2014, éstas en promedio utilizan para su generación de vapor el 73,9 % de la fibra y 71,7 % del cuesco, por lo que de acuerdo al tamaño de la planta de beneficio, se precisa una entrega mensual mínima de subproductos tal como se describe en la tabla 25.

Tabla 25. Cantidad mensual de subproductos solidos generados por la planta de beneficio.

Tamaño de la planta (Ton RFF/hora)	Cantidad de fibra mensual (Kg)	Cantidad de cuesco mensual (Kg)	Cantidad de tusa mensual (Kg)
5	678,6	283,0	4.200,0
15	2.035,8	849,0	12.600,0
20	2.714,4	1.132,0	16.800,0
30	4.071,6	1.698,0	25.200,0
45	6.107,4	2.547,0	37.800,0
60	8.143,2	3.396,0	50.400,0

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo a la misma encuesta, el excedente de cuesco se vende a un precio que oscila entre \$ 30.000 y \$ 52.200 por tonelada dependiendo de la distancia al sitio de acopio; de igual manera la tusa tiene un precio que oscila entre \$ 1.100 y \$ 58.000 por tonelada para distancias de traslado de entre 5 y 60 km; se valida también el valor de la fibra por consultas en el sector¹⁷, situándose en un rango de 20.000 a 50.000; en este orden de ideas, dado a que la planta de generación se ubicaría al lado de la planta de beneficio, los costos asignados por la materia prima serían los menores del rango anteriormente descritos, y si se llegara a requerir de suministro adicional proveniente de otras plantas de beneficio, se aplica en dicho caso el valor mayor del rango.

Considerando entonces el poder calorífico interno de los diferentes subproductos, los precios antes indicados y la eficiencia de la planta de generación, se puede apreciar en la tabla 26 los costos de operación variables que se generan por el uso de la biomasa (promediado en los tres subproductos).

Tabla 26. Costos operativos por combustible utilizado.

CONCEPTO	COSTOS DE OPERACIÓN	
	A1 (\$/MWh)	A2 (\$/MWh)
Combustible Planta de Beneficio	\$ 0,31	\$ 0
Combustible x Biomasa adicional ¹⁸	\$ 0,81	NA

Fuente: Elaboración Propia

8.6 COSTOS POR CONCEPTO DE SEGUROS

Corresponde a las coberturas que debe considerar la empresa proyecto en orden de contar con las contingencias necesarias en materia de seguros, y con ello evitar pérdidas, de acuerdo al análisis de la Universidad de Antioquia (2015), se deben considerar los siguientes seguros.

Seguros Operativos

Seguros de Responsabilidad

Responsabilidad civil general
 Responsabilidad civil profesional
 Responsabilidad ambiental
 Responsabilidad de consejeros y directivos

¹⁷ Valores consultados en plantas de beneficio ubicadas en el departamento del Meta; dado a que los precios de los demás subproductos se siguen manejando igual, no se les aplica ajuste por inflación.

¹⁸ En la compra de biomasa adicional se considera solo al cuesco, que tiene el mayor potencial energético y menor relación de costo por kWh generado.

Seguros Patrimoniales

Daños materiales para riesgos en explotación.

Avería de maquinaria.

Seguro decenal, trienal y anual de daños para bienes construidos.

Todo riesgo a la propiedad.

Seguros del Personal

Convenios de vida y accidentes, expatriados, seguros de salud.

Directores y funcionarios.

Seguros Financieros

Garantía del pago de la deuda.

Crisis administrativas.

En el mismo estudio, para el caso particular de generación con Biomasa, aplican para este aspecto una póliza de seguro contra todo riesgo, la cual tiene un valor del 0,5% del costo total de inversión de la planta, el cual se puede apreciar descrito en la tabla 27.

Tabla 27. Costos operativos fijos por concepto de seguros.

CONCEPTO	COSTOS DE OPERACIÓN A1 (\$/MW)	COSTOS DE OPERACIÓN A2 (\$/MW)
Seguros	\$13.176,47	\$14.241,38

Fuente: Elaboración Propia

8.7 COSTOS POR CARGOS DE LEY OPERATIVOS

Se consideran aquí costos relacionados con pagos a realizar por conceptos tributarios, entre ellos:

8.7.1 Transferencias:

Se consideran aquí los montos que las empresas generadoras deben pagar a los municipios y a las Corporaciones Autónomas Regionales – CAR, se establece en el estudio de la Universidad de Antioquia (2015) que las centrales térmicas mayores a 10MW las ventas equivalen al 4% de las ventas brutas de energía; sin embargo, para generación con fuentes no convencionales de energía, este rubro no aplica.

8.7.2 Impuesto de Industria y Comercio:

Corresponde a un impuesto de carácter municipal que grava los ingresos brutos obtenidos por la actividad productiva de empresas de tipo industrial comercial y servicios en las respectivas jurisdicciones municipales; la ley delimita unos rangos dentro de los cuales pueden los municipios cobrar, en este orden de ideas, para actividades industriales el rango es de entre 0,2% y 0,7% (Procolombia, 2017).

8.7.3 Impuesto Predial Operativo:

Es un impuesto que grava anualmente por parte de los municipios el derecho de propiedad, usufructo o posesión de un bien inmueble ubicado dentro de la jurisdicción del municipio, cuya tarifa oscila entre 0,3% y 3,3% dependiendo del municipio y de la destinación económica que tiene el predio en consideración (Procolombia, 2017).

8.7.4 Sobretasa al predial:

Se encuentra establecido en el artículo 44 de la Ley 99 de 1993, donde los municipios aplican este gravamen con un tope del 25,9% del recaudo por concepto de impuesto predial, o en su defecto, se aplica una sobretasa con tope de 2,5 por mil sobre el avalúo de bienes que sirven de base para la liquidación del impuesto.

8.7.5 Impuesto de Renta:

De acuerdo a Procolombia (2017) el impuesto de renta grava las utilidades derivadas de las operaciones ordinarias de la empresa, el régimen tributario colombiano establece una tasa del 34% para 2017, y del 33% para el 2018 y años siguientes.

Es de destacarse que la ley 1715 de 2014 establece una deducción del impuesto de renta del 50% de las inversiones dentro de un plazo de 5 años; adicionalmente la posibilidad de aplicar régimen de depreciación acelerada igualmente genera su impacto sobre el valor a pagar del impuesto de renta aplicado.

8.7.6 Sobretasa al Impuesto de Renta:

De acuerdo al régimen tributario colombiano, a partir del 1 de enero de 2017 las empresas con ingresos superiores a 800 millones de pesos deben pagar una sobretasa del 6% para el 2017 y del 4% para el 2018, a partir del 2019 ésta sobretasa será eliminada (Procolombia, 2017).

En la tabla 28 se aprecia el desglose de los gastos implicados por los cargos de ley operativos, aquellos que dependen de los ingresos fueron dejados en blanco pues fluctúan de acuerdo con las ventas que se generen con en el proyecto.

Tabla 28. Costos por cargos de ley operativos.

CONCEPTO	COSTOS DE OPERACIÓN	
	A1 (\$/MW)	A2 (\$/MW)
Industria y Comercio		
Predial operativo	\$196,06	\$41,44
Sobretasa al predial	\$50,78	\$10,73
Impuesto de renta		
Sobretasa al impuesto de renta		

Fuente: Elaboración Propia

8.8 COSTOS POR DESMANTELAMIENTO

De acuerdo al análisis aplicado por la Universidad de Antioquia (2015), este costo se estima aplicando un 5% del costo de instalación; sin embargo, para este proyecto no se considerará este concepto dado a que la concesión definida para el SPV implica la transferencia de los activos al promotor una vez finalice la figura del SPV, más detalles al respecto se definen en el apartado 9.4.4.

Consideradas todos los costos operativos descritos anteriormente, se puede apreciar en las tablas 29 y 30 en detalle el desglose de las implicaciones de Opex del proyecto tanto fijo como variable.

Tabla 29. Costos operativos fijos incorporados en el proyecto.

CONCEPTO	COSTOS DE OPERACIÓN		
	A1 (\$/MW)	A2 (\$/MW)	A3 (\$/MW)
OPEX fijo	\$95.329,94	\$83.380,27	\$92.829,78
Costos anuales por componentes de Reemplazo	\$5.270,59	\$5.696,55	\$4.813,04
Seguros	\$13.176,47	\$14.241,38	\$12.032,59
Industria y Comercio			
Predial operativo	\$196,06	\$41,44	\$163,71
Sobretasa al predial	\$50,78	\$10,73	\$42,40
Impuesto de renta			
Sobretasa al impuesto de renta			

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 30. Costos operativos variables incorporados en el proyecto.

CONCEPTO	COSTOS DE OPERACIÓN A1 (\$/MWh)	COSTOS DE OPERACIÓN A2 (\$/MWh)	COSTOS DE OPERACIÓN A3 (\$/MWh)
OPEX Variable	\$4,55	\$4,49	\$4,50
Combustible Planta de Beneficio	\$0,31	0	\$0,31
Combustible x Biomasa adicional (Cuesco)	\$0,81	NA	\$0,81

Fuente: Elaboración Propia

9. DESARROLLO DEL MODELO DE NEGOCIO

En este capítulo se define la estructura que tendrá el Project Finance, se detallan los criterios que debe cumplir un proyecto para poder ser financiable bajo el mecanismo de Project Finance, las fuentes de consecución de recursos en el mercado local, los criterios típicos que se piden por parte de las fuentes locales, finalizando con una descripción de las características del modelo a implementar.

9.1 CRITERIOS PARA VALIDACIÓN DE PROJECT FINANCE

El proyecto de generación de energía eléctrica que se evalúa se estructura como un Project Finance por lo que se constituye como una unidad económica independiente, de acuerdo a Fabozzi & Nahlik (2012), esta empresa proyecto debe cumplir con ciertos criterios y contar con ciertas características en orden de poder considerarse como un Project Finance, a continuación puede validarse dichos criterios y la manera como son manejados por el proyecto, estableciéndose con ello el modelo de negocio que se estructura; aclarándose que no todos los ítems aplican para todo tipo de proyectos, aunque si el proyecto falla en la aplicación de alguno de los criterios que le aplican, el(los) prestamista(s) y el promotor del proyecto deben darle el direccionamiento adecuado para resolver la exposición al riesgo.

En la tabla 31 se puede apreciar un resumen de los criterios que consideran Fabozzi & Nahlik para que el Project Finance sea exitoso, se establecen ciertas aclaraciones en orden de definir o introducir lo que trata el criterio mencionado, y se establece el mecanismo considerado en el proyecto en orden de que la estructuración del proyecto pueda establecerse.

Tabla 31. Lista de chequeo para un Project Finance exitoso.

ITEM	CRITERIOS	ACLARACIONES	MECANISMO DE ASEGURAMIENTO PLANTEADO
1	FINANCIACIÓN BAJO ESQUEMA DE CRÉDITOS EN LUGAR DE CAPITAL DE RIESGO	Hace referencia a la financiación del proyecto con participación de prestamistas, o entes externos que no participen como socios del proyecto, de lo contrario sería una financiación con recursos propios.	En efecto para la financiación del proyecto se considera la participación de prestamistas externos al proyecto como Findeter y Bancoldex.
2	CONTAR CON UN ESTUDIO DE FACTIBILIDAD SATISFACTORIO, Y CON UNA PLANEACIÓN FINANCIERA	Es importante que el estudio de factibilidad cuente con suposiciones realistas, proyecciones detalladas del flujo de caja, y análisis de escenarios que incluya situaciones adversas, así como planes de contingencia	El estudio contemplado en este proyecto a pesar de tener alcance a nivel de prefactibilidad, está basado en datos confiables traídos de la experiencia de proyectos reales, se maneja en el capítulo 10 el modelamiento financiero con proyecciones detalladas y el correspondiente análisis de escenarios incluyendo un escenario pesimista.
3	EL COSTO DE LA MATERIA PRIMA Y SUMINISTROS QUE VAN A SER USADA EN EL PROYECTO ESTE ASEGURADO	Se requiere del establecimiento de contratos de largo plazo que aseguren el suministro de la materia prima necesaria para el proceso de generación eléctrica.	El proyecto contempla contratos para el suministro de POME sin costo y el suministro de la planta de beneficio de fibra, cuesco y tusa en las cantidades y precios definidos en el apartado 8.5 con ajuste anual por IPP.
4	SUMINISTRO DE ENERGÍA A UN COSTO RAZONABLE SE ENCUENTRE ASEGURADO	En orden de evitar sobrecostos en el proyecto por incrementos en los costos por electricidad, gas, carbón, gasolina requerida para la operación del proyecto, estos deben ser fijados con contratos de largo plazo	Dado a las características del proyecto de generación eléctrica, no se requiere de suministro de fluido eléctrico externo, otros suministros energéticos no son requeridos por el proyecto.
5	EXISTA UN MERCADO PARA EL PRODUCTO QUE EL PROYECTO PRODUCE	Que exista un mercado que consuma el producto generado es importante en orden de asegurar los ingresos del proyecto y por tanto el flujo de caja	El proyecto considera la venta de energía eléctrica a la planta de beneficio del promotor bajo esquemas de contrato establecido durante la vida del proyecto, el excedente se

		necesario para el pago del servicio de la deuda, habrá menor incertidumbre si se establecen contratos de venta de largo plazo	venderá a la red por contrato con esquemas de Power Purchase Agreement sintético.
6	EXISTENCIA DE TRANSPORTE DISPONIBLE A UN COSTO RAZONABLE PARA MOVER EL PRODUCTO AL MERCADO	Se requiere de contratos de servicio de transporte a largo plazo para sacar el producto generado en orden de que sus fluctuaciones en precios no afecten el flujo de caja del proyecto	Para este proyecto no es requerido el uso de transporte, la energía eléctrica se entrega a la planta de beneficio y a la red a través de las facilidades eléctricas contempladas en el análisis de costos del proyecto.
7	DISPONIBILIDAD DE SISTEMAS ADECUADOS PARA COMUNICACIÓN	Se requiere para el proyecto de facilidades de acceso para internet y comunicaciones en general, toda vez que se precisa de flujos de información y reportes del proyecto	Estos costos son menores y para el caso del proyecto en consideración se consideran incluidos en los gastos de administración del proyecto.
8	DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS Y MATERIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO	Se precisa asegurar la disponibilidad de materiales para la construcción de las obras civiles del proyecto	El aseguramiento de este factor es transferido a la empresa EPC encargada de la construcción del proyecto, para este caso, el contrato con la empresa EPC implica que los sobrecostos y/o retrasos del proyecto implicaran penalidades del contratista en orden de no afectar los flujos del proyecto.
9	CONTRATISTA EPC EXPERIMENTADO Y CONFIABLE	Se requiere la contratación con empresas que tengan experiencia y trayectoria en la construcción de proyectos similares en orden de mitigar contratiempos en el desarrollo del proyecto, de igual manera es importante que tengan respaldo económico en caso de que se tuvieran que hacer efectivas penalidades	El proceso para adjudicar el contrato de construcción se haría por licitación, donde se invitaría a participar a empresas de reconocida trayectoria y con suficiente capacidad financiera para llevar a cabo el proyecto, los costos para el desarrollo del proyecto fueron considerados en el apartado 8.2

10	OPERADOR AOM EXPERIMENTADO Y CONFIABLE	Se requiere el establecimiento de contrato con una empresa que se encargue de la administración, operación y mantenimiento, empresa que debe ser especialista en la operación de este tipo de proyectos y de igual manera con suficiente capacidad financiera	La administración, operación y mantenimiento del SPV se realizará a través de una empresa contratada para ello, que cumpla con los requisitos descritos en las observaciones, la adjudicación del contrato se haría por licitación, se incorporan cláusulas en el contrato que implican multas e indemnizaciones por mala operación, en orden de asegurar el flujo de caja.
11	PERSONAL QUE GERENCIE EL PROYECTO EXPERIMENTADO Y CONFIABLE	Se requiere de la incorporación de una gerencia experimentada, pues tomará decisiones de alta importancia que redundaran en el buen desempeño del proyecto, manejo financiero del proyecto, proveer de información a prestamistas e inversionistas, monitoreo y administración del SPV, entre otras.	Para la consideración de este criterio, se contempló en el proyecto la contratación de un gerente del SPV independiente y competente, en orden de dar mayor certeza de su imparcialidad a los stakeholder; los gastos correspondientes se contemplan como gastos administrativos en el proyecto.
12	NO INVOLUCRAMIENTO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS	En orden de facilitar la financiación del proyecto es altamente recomendable la incorporación de tecnologías maduras y ampliamente probadas, dado a que tecnologías que no cumplan con dichos requisitos implican riesgos, no solo en los resultados operativos, eficiencias de operación, sino también en su operabilidad.	En el apartado 8.2 se hizo especial énfasis en la selección de tecnologías que fueran maduras y ampliamente probadas de entre todas las tecnologías existentes para la generación eléctrica a partir de biomasa.
13	SI APLICA, SATISFACTORIO ACUERDO CONTRACTUAL ENTRE LAS PARTES DEL JOINT VENTURE	Este es un aspecto de alta relevancia para los prestamistas, pues en caso de que en la figura de inversionistas hayan varias empresas como	Para este proyecto no se contempla la figura de Joint Venture, la figura de promotor del proyecto se encuentra definida por el propietario de la planta de beneficio.

		Joint Venture, debe haber claridad sobre quiénes son, la estructura propietaria del SPV, y las personas que poseerán, operarán y gerenciarán el SPV mientras el préstamo cedido se encuentre vigente.	
14	ENTORNO POLÍTICO ESTABLE Y AMIGABLE	Es recomendable contar con buenas relaciones con los representantes del gobierno, son muchas las licencias y permisos que deben ser otorgados para la construcción y operación del proyecto, por lo que los prestamistas prefieren asegurarse de que dichos permisos puedan ser otorgados de una manera justa y objetiva, más aún dado a que si llegaran a aplicar sanciones al proyecto, estos afectan negativamente el flujo de caja.	El direccionamiento para el requerimiento de licencias y permisos estaría a cargo de las empresas de construcción EPC y la empresa encargada de la operación en sus respectivas fases, esto se define así, dado a que son las empresas especialistas en estos efectos y por ende son quienes pueden gestionar adecuadamente riesgos relacionados.
15	NO RIESGO DE EXPROPIACIÓN	Este es un riesgo de alta consideración que es difícilmente transferible, seguros para ello pueden ser muy costosos; éste es un riesgo latente dado a la experiencia que se ha visto principalmente en Venezuela, más aún cuando se empieza a afianzar la carrera electoral donde candidatos con posiciones socialistas empiezan a tomar fuerza.	En orden de mitigar este riesgo bien se podría seguir la recomendación de cofinanciar el crédito con bancos de desarrollo internacional, por lo que si se presenta la expropiación se pone en riesgo el crédito al país dado a que se podría perder el grado de inversión; la estrategia planteada para los créditos tomados en el país involucra la financiación con bancos locales de desarrollo que implique afectaciones a ellos si el estado entrara a perjudicar al proyecto.
16	RIESGO PAÍS SATISFACTORIO	En este aspecto se involucran todos aquellos riesgos de tipo político, legal, regulatorio, económico, tasa de	Actualmente Colombia mantiene grado de inversión, lo cual es importante para tener las puertas abiertas a mercados financieros externos.

		cambio, ambiental, y en general todos aquellos riesgos implicados en la inversión, préstamo o intercambio con un país extranjero	
17	RIESGO SOVERANO SATISFACTORIO	Es considerado como una subparte del riesgo país, que hace referencia a la posibilidad de que un país caiga en default en sus obligaciones.	En el desarrollo del proyecto se toma en consideración el modelo CAPM para establecer la tasa de rentabilidad esperada por los accionistas, el cual lleva implícito el análisis de este riesgo.
18	APLICACIÓN DE MECANISMOS PARA ASEGURAR EL RIESGO CAMBIARIO	Este tipo de riesgo sale a relucir cuando en la estructuración del proyecto se usa más de una moneda, ya sea para los ingresos del proyecto, gastos, préstamos, etc.; para su mitigación se pueden usar coberturas como forwards y swaps.	Dado a que el proyecto base considera el uso de préstamos con bancos nacionales, estos se establecen en moneda local, lo que mitiga el riesgo cambiario.
19	LOS PROMOTORES PRINCIPALES HACEN UNA ADECUADA CONTRIBUCIÓN DE CAPITAL	Una adecuada contribución por parte del promotor del proyecto brinda tranquilidad a los prestamistas, dado a que se compromete con el mismo y da cierto grado de seguridad de que el promotor no abandonara el proyecto.	La estructura del proyecto considera que el promotor aportará como base el 20% ¹⁹ del valor del proyecto más los intereses del crédito durante el periodo de construcción, adicionalmente debe considerarse que el promotor aportará el POME sin costo y que adicionalmente firmará un acuerdo de compra por parte de la energía producida por la planta de generación de acuerdo a como se describe en el apartado 9.4.1.
20	EL PROYECTO TIENE UN VALOR ADECUADO COMO COLATERAL	Este aspecto es tenido en cuenta dado a que las facilidades del proyecto funcionan como colaterales para el repago de la deuda; y bajo ciertas circunstancias las partes de algunos proyectos solo tienen valor para las	De acuerdo con la tabla 17 donde se muestra la distribución de costos de inversión inicial del proyecto, alrededor del 70% de dichos costos están representados en equipos que pueden ser usados como colateral del préstamo.

¹⁹ El aporte será mayor sino se cumplen los covenants que se precisan al final de este capítulo.

		partes involucradas, representando un valor limitado para terceras partes.	
21	ADECUADA VALORACIÓN DE RECURSOS Y ACTIVOS	Implica la adecuada valoración del proyecto, incluso con la participación de entes independientes, en orden de mitigar el riesgo dado a una insuficiencia en recursos para pagar los gastos operativos y el servicio de la deuda, por una mala planeación en la producción del proyecto, y en consecuencia en los ingresos del mismo.	Para este proyecto, los datos referentes a caracterización de la biomasa y su respectivo potencial energético fueron tomados con base en estudios realizados por entes de prestigio del país como lo es Ceninpalma, de igual manera los costos dados por el proyecto son tomados por la experiencia en proyectos similares aportados por la compañía Mott Macdonald, dado a que son tecnologías maduras, la variación en precios se ve afectada principalmente por la inflación, cuyo ajuste se realizó en la evaluación del proyecto.
22	ASEGURAMIENTO DE COBERTURA ADECUADA DE SEGUROS	Esta cobertura es mandatoria en este tipo de proyectos, tanto en su fase preoperativa (construcción) como en su fase operativa.	En los apartados 8.2 y 8.6 se encuentran considerados los costos relacionados con los seguros del proyecto, tanto a nivel preoperativo, como a nivel operativo.
23	RIESGO DE FUERZA MAYOR ASEGURADO	Se incluyen aquí ciertos riesgos que resultan de eventos por fuera del control de las partes en el Project Finance, donde se incluyen guerras, golpes de estado, desordenes públicos, expropiaciones, nacionalizaciones, desastres naturales, epidemias, entre otros.	Las coberturas de seguros contempladas en el modelamiento financiero del proyecto contemplan seguros a todo riesgo.
24	RIESGO POR SOBRECOSTOS ASEGURADO	Los sobrecostos del proyecto generan efectos adversos en la capacidad de pago del servicio de la deuda, razón por la que deben ser cuidadosamente atendidos, y esquemas	El esquema contractual establecido con el contratista EPC establece las penalidades por conceptos de sobrecostos y demoras, lo que hace que en buena medida este riesgo quede mitigado.

		para su mitigación asegurados.	
25	RIESGO DE RETRASOS SON CONSIDERADOS	Al igual que los sobrecostos, los retrasos en el desarrollo de la construcción generan un efecto adverso en la capacidad de pago del proyecto, toda vez que implicará potencialmente que la obra estará aún en construcción sin generar ingresos, cuando ya el cronograma esté solicitando se empiecen a generar pagos.	El aseguramiento y control de este riesgo se encuentra definido a través de la compañía EPC, mediante las especificaciones contractuales definidas, de igual manera, al igual que en el ítem anterior, el recurso contingente aportado por los inversionistas genera mayor confianza a los prestamistas.
26	EL PROYECTO TENDRÁ UN ADECUADO ROE, ROI Y ROA PARA EL INVERSIONISTA	Retorno al patrimonio, retorno a la inversión y retorno a los activos son aspectos de alta relevancia en el proyecto, se espera que el promotor del proyecto obtenga una buena rentabilidad, lo que redundará en que el proyecto se desarrolle exitosamente, lo cual es conveniente también para los prestamistas.	La estructuración financiera y sus resultados son evaluados en el capítulo 10, donde se podrá apreciar los resultados financieros considerados, validándose escenarios favorable, normal y adverso en el proyecto evaluado.
27	PROYECCIONES DE INFLACIÓN SON REALISTAS	La inflación genera efectos sobre el flujo de caja del proyecto, al incidir sobre los ingresos, costos y gastos del mismo, razón por la que una proyección adecuada de la inflación generará una evaluación financiera más confiable en el proyecto	Para considerar las proyecciones de inflación, IPC e IPP del proyecto se considerará como fuente datos históricos dados por el banco de la república y proyecciones macroeconómicas de Bancolombia.
28	PROYECCIONES DE LA TASA DE INTERÉS SON REALISTAS	Las proyecciones de tasa de interés tendrán su impacto sobre los pagos que en materia de intereses debe realizar el SPV dentro del servicio de la deuda, su estimación es relevante dado a la afectación que genera	Las tasas consideradas por los bancos comerciales en Colombia para este tipo de proyectos normalmente están indexadas al DTF, IBR o IPC, que son variables, para mitigar ello, se establecen coberturas en tasa de interés en orden de dejarlo fijo.

		sobre lo que se debe pagar.	
29	RIESGOS AMBIENTABLES SON MANEJABLES	Los riesgos ambientales son también relevantes en un proyecto, casos como el de BP en el golfo de México muestran la severidad que puede enmarcarse en un incidente ambiental.	Los riesgos ambientales son direccionados en el proyecto a las empresas contratistas EPC y AOM dado a que son las especialistas en su campo correspondiente, en todo caso, se contempla en el proyecto un monto para inversiones ambientales, adicional a que en el esquema de seguros tanto preoperativo como operativos se contempla el correspondiente a responsabilidad ambiental.
30	CUMPLIMIENTO CON LEGISLACIÓN EN ASPECTOS ANTICORRUPCIÓN SON CONSIDERADOS	Prácticas anticorrupción deben ser implementadas en esquemas de Project Finance en orden de poder manejar transparencia y con ello facilitar el proceso para conseguir los recursos que permitirán la financiación del proyecto	El proyecto que se estructura se acoge al programa empresarial de cumplimiento anticorrupción de la secretaria de transparencia adscrita a la presidencia de la república.

Fuente: Elaboración propia con base en (Fabozzi & Nahlik, 2012) (Seguí Salort, 2015) (Zuluaga Guerrero & Herkrath Sanclemente, 2014)

9.2 MERCADO LOCAL PARA FONDEO

En el apartado 3.7 se mencionaron las principales fuentes de financiamiento disponibles en el mercado internacional, siendo buena parte de ellas de amplio interés y completa aplicabilidad en el proyecto que se evalúa en este trabajo de grado, sin embargo, es también pertinente validar lo que ofrece el mercado local, dadas las facilidades que incorporan al estar radicado el proyecto en Colombia²⁰; respecto a ello se puede afirmar que el desarrollo del mercado financiero enfocado a esquemas con Project Finance es cada vez más amplio y diversificado, considerándose principalmente al momento de validar esquemas para financiación de proyectos de alta cuantía, típicamente para proyectos de construcción de vías y energéticos entre otros, al momento de considerar las alternativas disponibles localmente se pueden validar las siguientes:

²⁰ Es de resaltar que alternativas en el mercado internacional tienen alto potencial de ser más económicas, dadas las tasas del mercado americano y europeo que tienden a ser bastante atractivas.

9.2.1 Bancos de desarrollo y fondos especiales:

Hay una serie de bancos de desarrollo con líneas especiales para financiar inversiones con esquemas de Project Finance, entre ellos se destacan

- **Findeter:** es la Financiera de desarrollo territorial que de acuerdo a su página oficial²¹, son una banca de desarrollo con capacidad para planeación, estructuración, financiación y asistencia técnica de proyectos de infraestructura; ofrecen créditos de redescuento a entidades del sector público y privado de hasta el 100% del costo total del proyecto, con plazos de hasta 15 años incluyendo hasta 3 de gracia, posibilidad de desembolsos parciales en pesos o dólares, y tasas de interés en IPC, DTF o IBR; las operaciones de redescuento implican que son a través de establecimientos de crédito o por medio de entidades autorizadas por la ley.

De acuerdo a la revista Portafolio (2015) en su artículo “En Colombia se están financiando las energías renovables” cuenta con una línea especial para energías renovables, alumbrado e iluminación, que dispone de 100 mil millones de pesos entre otros para proyectos de generación con energías renovables.

El decreto 1460 del 4 de septiembre de 2017 considera para Findeter la línea de redescuento con tasa compensada de infraestructura sostenible financiando inversiones relacionadas con estudios, construcción, mantenimiento, equipos y bienes entre otros de múltiples sectores, entre ellos el sector energético; la vigencia de este programa es hasta el 31 de diciembre de 2018 o hasta agotar recursos, el cual tiene un fondo de 1 billón de pesos, el crédito se puede otorgar por un plazo de hasta 12 años y con un periodo de gracia de hasta 2 años, la tasa de redescuento es de IPC - 1% E.A. o IBR - 2,8 M.V.; la tasa final de interés es de hasta IPC + 3% E.A. o IBR - 1,2 M.V. (Findeter, 17)

- **Bancoldex:** es el banco de comercio exterior de Colombia, que de acuerdo a su página oficial²², es el banco de desarrollo para el crecimiento empresarial en Colombia, apalancando y beneficiando empresas de todos los tamaños y sectores en Colombia, e incluso a compradores de productos colombianos en el exterior, opera como banca de segundo piso, por lo que los créditos solicitados se tramitan típicamente a través de un banco comercial que a su vez le solicita el crédito a Bancoldex.

²¹ https://www.findeter.gov.co/publicaciones/quienes_somos_pub

²² <https://www.bancoldex.com/acerca-de-nosotros92/Que-es-Bancoldex.aspx>

Cuentan con una línea de crédito de eficiencia energética y energía renovable, que de acuerdo a la revista portafolio (Portafolio, 2015) manejaba un cupo de 45 mil millones de pesos, cuyos recursos respaldan entre otros planes de generación de energía eléctrica o térmica que vayan a adelantar compañías a partir de fuentes renovables como biomasa, facilitando créditos por 1.500 millones de pesos con plazos de 10 años y uno de gracia, el interés que se ha manejado para proyectos típicos con bagazo de caña es de DTF más 10 puntos²³.

De acuerdo a la circular 24 del 2 de octubre de 2014 (Bancoldex, 2014), la tasa de interés al intermediario para la línea de eficiencia energética y energía renovable para periodos de 6 a 10 años es de DTF + 1,15% E.A., y para periodos de hasta 6 años es de DTF + 1% E.A., la tasa de interés al empresario es libremente negociable entre el empresario y el intermediario financiero, para nuestro análisis se considera que dicho spread del intermediario financiero es del 3% E.A., es de resaltar que dicho cupo está disponible hasta su agotamiento y actualmente está activo.

- **Fenoge:** Se pone en consideración esta opción que es el fondo de energías renovables y gestión eficiente de la energía, el cual fue ordenado crearse con el artículo 6 de la ley 1715 de 2014 con el objeto de financiar proyectos de fuentes no convencionales de energía y gestión eficiente de la energía; de acuerdo a la Sociedad Colombia de Ingenieros (2017) el 9 de abril de 2017 fue publicado el decreto por medio del cual se reglamenta el FENOGE.

9.2.2 Private equity:

De acuerdo al informe de Procolombia (2016) referente a fondos de capital privado en Colombia, para 2015 Colombia se mantenía en el cuarto lugar entre 12 países de América Latina y el Caribe referente a las condiciones favorables para el desarrollo de la industria de fondos de capital privado medido por LAVCA (Latin American Private Equity & Venture Capital Association); hasta esa fecha habían sido invertidos US\$3.200 millones en 421 empresas, donde se destaca que sectores como el energético ofrecen oportunidades de inversión.

Por su parte, en el reporte dado por Bancoldex denominado “Catálogo fondos de capital privado y emprendedor en Colombia 2015 - 2016” (2015), correspondiente al programa de inversión en fondos de capital privado y capital emprendedor puesto en marcha por Bancoldex, en la búsqueda de

²³ El artículo no hace referencia a si son 10 puntos básicos o 10% adicional en tasa de interés.

mecanismos complementarios al crédito para en ese orden financiar empresas a través de capital, nos permite apreciar que el catalogo correspondiente al periodo 2015-2016 contaba con 46 fondos cerrados²⁴ con compromisos de capital por USD\$13.050 millones, mientras que los fondos en proceso de fundraising²⁵ contaba con 34 de ellos, y sumaban USD\$6.387 millones.

Entre los principales fondos encontrados con intereses, preferencia y enfoque para realizar inversiones en infraestructura energética para fuentes no convencionales de energía se resaltan:

- **Fondos Cerrados:** SCL Energía Activa, MGM Innova Capital, TEKA Capital
- **Fondos en Fundraising:** Eldorado Latam fund, Novare, CASEIF III LP

9.2.3 Otros mecanismos mezzanine:

Denominado así frecuentemente a la deuda subordinada o cuasi-equity, en la composición de financiación del proyecto se puede considerar como superior al capital aportado en el equity pero inferior a la deuda adquirida de manera convencional, tiene la ventaja de poder ser considerada por parte de los prestamistas como capital para propósitos de cálculo de relación deuda – equity (Fabozzi & Nahlik, 2012); de acuerdo a estos autores, por parte del promotor, al realizar aportes con deuda subordinada trae ciertas ventajas, algunas de las cuales son:

- Por el hecho de ser deuda, la cantidad prestada será pagada si el proyecto es exitoso, sin pago de impuestos.
- La deuda subordinada cuenta con un cronograma para pago de intereses y principal.
- El SPV puede presentar restricciones para el pago de dividendos, restricciones que no aplican para la deuda.
- La combinación de deuda subordinada con warrants o bonos convertibles, le da la posibilidad al promotor de establecer el momento oportuno de tomar control, ello en orden de propósitos financieros y tributarios.
- Intereses pagados por deudas son deducibles de impuestos.

9.3 CRITERIOS DE APROBACIÓN DE CRÉDITOS APLICADOS EN BANCA LOCAL

Las políticas de riesgo y aprobación de crédito por parte de los prestamistas, ya sean bancos comerciales, de desarrollo u otras entidades financieras si bien van direccionadas a minimizar la

²⁴ Fondos de capital que terminaron su proceso de obtención de compromisos de inversión.

²⁵ Fondos de capital en proceso de obtención de compromisos de inversión.

posibilidad de pérdida del prestamista es relativamente variable en sus esquemas internos de una entidad financiera a otra, y de hecho las matrices que manejan para la evaluación de proyectos son manejadas de manera muy confidencial, dado a que implican información muy sensible referente a su negocio.

Zuluaga Guerrero & Herkrath Sanclemente (2014) tuvieron precisamente este mismo inconveniente al evaluar un esquema de Project Finance para cultivos de palma y caucho, por lo que su alternativa fue enfocada a realizar entrevista al gerente de riesgos para negocios estructurados en Bancolombia s.a. y a partir de ello desarrollaron una matriz de riesgos, sin embargo, salvo ciertas consideraciones específicas de cada entidad financiera, en general lo que se busca es el cumplimiento de los requisitos descritos en la tabla 30 y que se establezcan los esquemas necesarios para el control de riesgos implícitos, con ello se puede tener una alta probabilidad de que el proyecto sea aprobado por las entidades financieras o fuentes que puedan facilitar fondos para el proyecto.

Tomando en consideración las políticas para otorgamiento de créditos y manejo de riesgos de Bancoldex descritas en su manual de administración de riesgos de crédito – SARC (2017), se tiene que en primera instancia manejan 3 sujetos de crédito, siendo uno de ellos proyectos de inversión (Project Finance) que contribuyan al crecimiento empresarial, destacándose que como premisa el banco tiene que todas las operaciones de crédito directo contribuyan a mejorar la rentabilidad del banco, estableciendo adicionalmente que en su política de apetito de riesgos que sus operaciones de crédito directo las realiza preferiblemente en conjunto con otros bancos, o bajo esquemas de riesgo compartido, sin asumir la participación mayoritaria, aclarando que solo de manera excepcional asumen la totalidad del riesgo de crédito si el monto lo amerita, con la aprobación de la junta directiva, y previo concepto del comité de administración de riesgos sin exceder su apetito de riesgo²⁶.

De acuerdo al mismo manual, los proyectos de inversión (Project Finance) deberán cumplir con una serie de condiciones tales como:

- Conceptos de viabilidad técnica, jurídica y ambiental.
- Concepto favorable de la condición económica y financiera de acuerdo con la metodología definida por Bancoldex.
- Concepto de Bancoldex sobre riesgos ambientales y sociales.
- Respaldo financiero de los socios del proyecto y/o experiencia de los gestores del proyecto.

²⁶ De acuerdo al mismo manual, el apetito de riesgo de Bancoldex no podrá exceder el 30% de su patrimonio técnico.

Se tiene adicionalmente que las operaciones y las condiciones de plazo de los Project Finance son aprobados por la junta directiva, donde la vicepresidencia de riesgos realiza un análisis exhaustivo de acuerdo a la metodología propia de Bancoldex, con lo que se le asigna una calificación de riesgos, estableciéndose que se financian proyectos calificados en AA de acuerdo a dicha metodología.

9.4 DESCRIPCIÓN DEL MODELO A IMPLEMENTAR

Bajo las consideraciones anteriores, se plantea un proyecto que cuenta con las características necesarias para ser viable financieramente, con un esquema de coberturas para los riesgos que mitigue la exposición de los interesados y que contribuya al crecimiento empresarial y soporte a los subsectores económicos implicados; bajo esta premisa se procede a definir las características de los contratos a realizar incluyendo coberturas, los participantes en la financiación del proyecto, las características de la figura del SPV, el tipo de concesión que se plantea y los covenants que debe contemplar en orden de dar mayor seguridad a los prestamistas.

9.4.1 Descripción de los contratos:

En orden de que mitigar efectos de volatilidades del mercado y variaciones de precios, es preciso fijar ciertos parámetros en orden de poder anticipar su desempeño en el tiempo y con ello hacer más confiable el flujo de caja; los contratos que se consideran para el proyecto son:

- **Contrato de Ingeniería, procura y construcción EPC:** Se adjudicará de acuerdo a licitación abierta con empresas que cuenten con experiencia comprobada en la construcción de proyectos de similar complejidad y capacidad instalada, ello es relevante dado a que se incluyen cláusulas en el contrato con penalidades por incumplimiento en plazos que cubran los pagos que debe realizar el SPV a sus acreedores de acuerdo a la proyección financiera estipulada, de igual manera se manejarían los sobrecostos incurridos durante la construcción del proyecto; la empresa seleccionada deberá encargarse de la solicitud de permisos y licencias pertinentes. Este contrato se define con vigencia de un (1) año, que corresponde con el tiempo estimado para la construcción del proyecto²⁷.
- **Contrato para Administración, Operación y Mantenimiento AOM:** Para la adjudicación de este contrato se precisa igualmente de una empresa con experiencia en facilidades de similar complejidad, que de manera integral administre, opere y realice el adecuado mantenimiento de los equipos y facilidades en general, adicionalmente debe estar en

²⁷ De acuerdo a WWF (2010) el proyecto Providencia realizado con biomasa a partir del bagazo de la caña de azúcar y con una capacidad instalada de 40 MW tuvo un tiempo de construcción de 1 año.

capacidad de gestionar los permisos y licencias requeridas para operar normalmente durante la vigencia del contrato, que corresponderá con la vigencia del SPV hasta que esta transfiera al promotor, que se estipula en 10 años luego de iniciada su operación.

- Contrato para suministro de Materia Prima:** Se establece para este caso un contrato con la planta de beneficio que es propiedad del promotor en la modalidad de take or pay para el suministro del POME y residuos sólidos (tusa, cuesco y fibra) en las proporciones descritas en el apartado 8.5 y a los precios allí indicados, con escalamiento anual dado por el IPC, en caso de que el proveedor no pueda suministrar la materia prima antes indicada en las proporciones indicadas, deberá encargarse de su procura o en su defecto deberá reembolsar los sobrecostos en los que incurra el SPV en la compra de dicha materia prima a otro proveedor; el contrato tendría una vigencia dada por la vigencia misma del SPV que como se describió antes, es de 10 años.
- Contrato para venta energía:** Se desarrolla para este caso un contrato incorporado en el mercado no regulado para suministro de energía eléctrica a la planta de Beneficio en la modalidad de Standard Power Purchase Agreement, para la estimación de la cantidad de energía a vender a la planta de beneficio se toma en cuenta el estudio realizado por Barrera Hernandez, Ramirez Contreras, Garcia nuñez, & Guevara Trujillo a (2016) en su artículo referente a diagnóstico de consumo de energía eléctrica en plantas de beneficio en Colombia, quienes realizaron sus análisis en base a los consumos energéticos en 8 plantas de beneficio, destacándose que en promedio el consumo total de las plantas de beneficio es de 22,06 kWh/Ton RFF, de acuerdo a ello, en la tabla 32 podemos apreciar los consumos requeridos para diferentes tamaños de plantas de beneficio.

Tabla 32. Energía eléctrica que se venderá por contrato a la planta de beneficio.

Tamaño de la planta (Ton RFF/hora)	Producción anual de RFF (Ton RFF/año)	Energía requerida por la planta de beneficio (GWh/año)
5	20.000	0,44
15	60.000	1,32
20	80.000	1,76
30	120.000	2,65
45	180.000	3,97
60	240.000	5,29

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo al estudio antes mencionado para las plantas de beneficio vinculadas en su análisis, los precios a los que compraban la energía eléctrica en el mercado no regulado en el 2015 oscilaba entre COP\$350 y COP\$450 por kWh, siendo el promedio COP\$400; por lo que considerando que la planta de beneficio es la promotora del proyecto, se estima fijar un precio de venta de COP\$300 el kWh con escalamiento anual determinado por IPC durante la vigencia del contrato que corresponde a la vigencia del SPV (10 años).

En el apartado 5.8 se mencionaron las características que tiene el mercado no regulado, resaltándose que de acuerdo a la resolución 131 de 1998 de la CREG el usuario no regulado debe tener un consumo mensual mínimo de 55 MWh, verificando esto, tenemos que de acuerdo a la tabla 32, la planta de beneficio de tamaño de 5 Ton RFF/hora requiere mensualmente de 36,77 MWh, por lo que no podría incorporarse como usuario de mercado no regulado, las demás plantas pueden seguir de acuerdo al modelo; para propósitos de este estudio, continuaremos con el modelamiento de las plantas de beneficio con tamaños de 15 a 60 Ton RFF/hora.

Los excedentes de energía se venderán a través del mercado regulado en modalidad de PPA o acuerdo de suministro de energía en modalidad sintética, con la figura de contrato por diferencias, según la cual se garantiza un precio al offtaker o comprador, en este tipo de contratos no hay un suministro físico de energía eléctrica, sino que el SPV le vende la energía directamente al mercado abierto y el comprador adquiere su energía eléctrica del mercado abierto a través del sistema interconectado nacional, en este punto, si el precio de mercado sube por encima del precio fijado entre el SPV y el comprador, el SPV debe pagar la diferencia al comprador; por el contrario, si los precios de mercado caen por debajo del precio fijado, entonces es el comprador quien compensa la diferencia, estructura que se encuentra descrita por Baker & McKenzie (2015) en su artículo *The rise of corporate PPA: a new driver for renewables*.

La cantidad de energía eléctrica que se vendería en esta modalidad se encuentra dada por la diferencia entre la energía generada, la energía que se vende a la planta de beneficio y la energía destinada para autoconsumo (requerida para bombas, ventiladores, bandas transportadoras para manejo de la biomasa, iluminación, entre otros)²⁸; Garcia Nuñez, et al.,

²⁸ No se considera en este análisis pérdidas de energía eléctrica por la distribución hasta la red nacional.

(2016) evalúan en su artículo referente a la evaluación de alternativas para la evolución de plantas de beneficio a biorrefinerías, que para una generación con biogás que produce 52,7 kWh, el requerimiento energético para la captura del biogás es de 6,1 kWh, lo que implica un autoconsumo energético del 12%, tomando para efectos de cálculo éste mismo porcentaje en el autoconsumo en la generación por combustión, tenemos entonces que los excedentes de energía eléctrica que se pueden vender a través de la red nacional estarían dados de acuerdo a lo descrito en la tabla 33²⁹.

Tabla 33. Energía eléctrica que se venderá por contrato al mercado abierto.

Tamaño de la planta (Ton RFF/hora)	Generación eléctrica con A3 (GWh/año)	Energía requerida por planta de beneficio (GWh/año)	Energía consumida por la planta de Generación (GWh/año)	Energía a vender a través de la red (GWh/año)
15	14,16	1,32	1,70	11,14
20	18,88	1,76	2,27	14,85
30	28,32	2,65	3,40	22,28
45	42,48	3,97	5,10	33,41
60	56,64	5,29	6,80	44,55

Fuente: Elaboración propia

El precio estimado para la venta en este tipo de contratos es regulado, por lo que los precios de los contratos son definidos por el mercado, es de precisar que estos precios son relativamente más bajos dado a que solo incluyen el concepto de generación; mientras que cuando un usuario compra energía a través de la red hay una serie de conceptos adicionales que hacen que el precio suba, como son el componente de transmisión, el de distribución, comercialización, pérdidas y restricciones (ESSA, 2017).

Proyectar precios futuros de energía eléctrica es bastante complejo, principalmente para precios en bolsa, dada su alta volatilidad y dependencia de factores externos como nivel de embalses, precio del gas, carbón, entre otros; de acuerdo a García Rendón, Gaviria Hinestroza, & Salazar Moreno (2011) se pueden considerar modelos como el de parámetros variantes en el tiempo, el correspondiente al índice de Lerner ajustado por la curva de demanda residual, y el planteado por ellos, a partir de un modelo de series de tiempo SARIMAX con datos diarios entre 1997 y 2010; para nuestro caso, procederemos a estimar

²⁹ Estos valores varían si se adquiere materia prima adicional (cuesco) para aumentar la generación de la planta, factor que está considerado en el modelo, en el caso mostrado en la tabla 33 no se considera.

los precios futuros de acuerdo a IPC³⁰ o datos históricos aportados por XM (2015) (2016), donde los precios de la energía eléctrica en los contratos del mercado regulado muestran una tendencia de crecimiento anual que se puede aproximar a un 4,85%, en la tabla 34 se puede apreciar el comportamiento de precio promedio de contratos desde 2012 hasta 2016, apreciándose adicionalmente la proyección planteada hasta el 2028, la cual será usada solo bajo la consideración de escenario optimista.

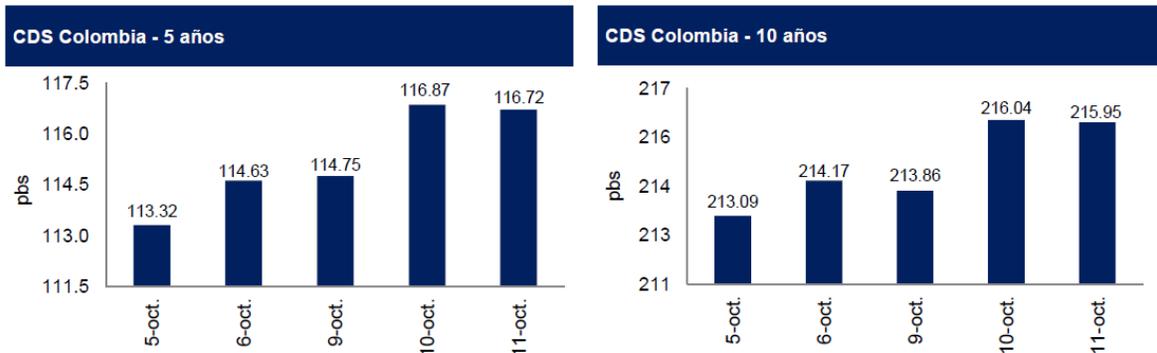
Tabla 34. Energía eléctrica que se venderá por contrato al mercado OTC.

año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017p	2018p	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2023p	2024p	2025p	2026p	2027p	2028p
Prom precio Mercado Regulado	132,2	133,8	139,9	143,9	155,7	167,5	175,6	184,1	193,1	202,4	212,3	222,5	233,3	244,7	256,5	269,0	282,0	295,7	310,1

Fuente: Elaboración propia con base en (XM, 2016) (XM, 2015)

- Contrato para cobertura de tasa variable:** Considerando que en el mercado nacional es común el ofrecimiento de créditos indexados a DTF, IPC o IBR, resulta pertinente aplicar coberturas que minimicen el riesgo de que las tasas suban de tal manera que afecte los flujos de caja y por tanto la capacidad de pago al servicio de la deuda; para este caso se considera el uso de Swaps de interés fijo por variable. De acuerdo a Corficolombiana (2017) en su informe diario de investigaciones económicas del 11 de Octubre de 2017 muestra en datos extractados de Bloomberg la negociación de CDS a 5 y 10 años, como se aprecia en la figura 25, al 11 de octubre de 2017 los CDS a 5 años se negocian con 116,72 pb, y los CDS a 10 años se negocian a 215,95 pb.

Figura 25. CDS Colombia a 5 y 10 años



Fuente: (Corficolombiana, 2017)

³⁰ Dependiendo del escenario que se evalúe en el proyecto.

9.4.2 Participación en la financiación del proyecto:

Para la financiación del proyecto se ha considerado la participación de los bancos de desarrollo locales Bancoldex y Findeter; dado a que los fondos de Bancoldex están limitados a un máximo de COP\$1.500 millones, se tomaría el crédito con ellos para fondear el plan de inversión operativo del proyecto, en caso de que dicho plan de inversión exceda los COP\$1.500 millones, el promotor aportará el excedente; por otro lado, para la financiación de la construcción del proyecto se tomará el crédito con Findeter por el 80% de las inversiones requeridas, mientras el promotor aportará el 20% restante más los intereses del crédito de Findeter durante el periodo de construcción³¹, destacándose que si no se cumplen los covenants, el promotor deberá hacer mayores aportes.

La tasa de interés para el crédito con Bancoldex de acuerdo a lo descrito en el apartado 9.2.1 es de DTF+4%, considerando que el DTF actual se negocia al 5,4% y el CDS a 5 años es de 116,72 pb, el crédito quedaría con una tasa fija de 11,17% E.A., el cual se tomaría a un plazo de entre 1 y 5 años, de manera análoga para el caso del crédito con Findeter, que maneja una tasa de IPC+3% y el CDS a 10 años de 215,95 pb, su equivalente fija sería de 9,36% E.A.; éste último crédito se tomaría por un plazo de entre 4 y 12 años³² y un periodo de gracia de entre 1 y 2 años.

9.4.3 Conformación del SPV:

El SPV se conformará como una sociedad comercial que cuente con personería jurídica independiente a la del promotor del proyecto, donde su objeto es velar por la construcción y operación del proyecto; de esta manera los activos y contratos quedan a cargo de la sociedad comercial; resaltándose que den constituir reserva legal de manera obligatoria (Pinzón Mejía & Rodriguez Suarez, 2000).

9.4.4 Concesión:

El tipo de concesión considerada para este SPV es de tipo BOOT (Built, Operate, Own and Transfer) en la cual la SPV será construida, operada, dueña durante el periodo de operación y luego transferida al promotor.

9.4.5 Covenants:

Pueden ser considerados como acuerdos relacionados con indicadores financieros del proyecto que deben cumplirse, que a su vez sirven como mecanismo para monitorear el desarrollo del proyecto, configurándose como un tipo de voto contractual para los prestamistas referente al desarrollo del

³¹ Ello dado a que Findeter ofrece periodo de gracia, más no periodos muertos, por lo que se debe pagar interés durante el periodo de construcción del proyecto.

³² Se considera para éste crédito un plazo de hasta 11 años, dado a que se planteó un periodo de 1 año para la construcción, y se valida el proyecto un periodo operativo de 10 años, luego del cual retorna al promotor.

proyecto, ello bajo la consideración de que los bancos en esencia asumen riesgos como si fueran inversionistas, de modo que deberían tener un voto de equity en los asuntos que les conciernen (Pinzón Mejía & Rodríguez Suarez, 2000).

De acuerdo a Fabozzi & Nahlik, (2012) se destacan 3 tipos de covenants a aplicar en Project Finance, ellos son los *financial covenants* los cuales se enfocan en el pago y las circunstancias óptimas para que éste se genere de acuerdo a lo estimado inicialmente, los *affirmative covenants* cuyas cláusulas se enfocan a responsabilidades del funcionamiento más allá del pago oportuno del servicio de la deuda, y los *protective covenants* que incorporan limitaciones a las acciones y operaciones del promotor en defensa del prestamista.

Para este proyecto, el covenant principal a aplicar será el de mantener durante la vida del proyecto 1,2 veces el flujo de caja sobre el servicio de la deuda, se considera también un indicador sobre causas de disolución, considerándose para el caso la relación entre el patrimonio y el capital suscrito, el cual debe ser de mínimo 0,5 veces.

10.DESARROLLO DEL MODELAMIENTO FINANCIERO

Para el modelamiento financiero de este proyecto se consideran entonces los insumos de ingeniería requeridos por el mismo, en referencia al tipo de tecnología(s) a aplicar la cual provee los costos en las fases de construcción y operación del proyecto; así mismo la cantidad y costos de insumos para la operación, y finalmente la cantidad de energía generada que en su consideración implica los ingresos del proyecto luego de definidos los contratos requeridos.

Así la viabilidad de la inversión en el proyecto para las partes interesadas estará enmarcada en la validación de los flujos de caja y su capacidad de pagar el servicio de la deuda, por lo que es necesario proyectar los flujos del proyecto, en este orden de ideas se procedió a validar inicialmente las proyecciones del proyecto, luego de ello se estableció las correspondientes depreciaciones y amortizaciones de los activos fijos y deudas del proyecto, se estableció con ello el plan de inversión, luego de ello se procedió a evaluar el costo promedio ponderado de capital WACC del proyecto, y de esta manera se evaluó el desempeño del proyecto bajo tres escenarios.

10.1 PROYECCIONES DEL PROYECTO

Para las proyecciones del proyecto se precisó establecer en primera instancia las correspondientes proyecciones macroeconómicas del país, considerándose como fuente para ello las aportadas por el grupo Bancolombia en abril de 2017, tal como se aprecia en la figura 26.

Figura 26. Proyecciones macroeconómicas grupo Bancolombia.

Última actualización: Abril 2017										
Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017 py	2018py	2019py	2020py	2021py
Crecimiento del PIB (var. % anual)	4.0%	4.9%	4.7%	3.1%	2.0%	2.0%	2.8%	3.5%	4.2%	3.7%
Balance del Gobierno Nacional (% del PIB)	-2.3%	-2.4%	-2.4%	-3.0%	-4.0%	-3.7%	-2.9%	-3.1%	-3.0%	-2.7%
Balance en cuenta corriente (% del PIB)	-3.1%	-3.2%	-5.1%	-6.5%	-4.4%	-3.8%	-3.9%	-4.1%	-4.3%	-4.1%
Tasa de desempleo urbano (% de la PEA)	10.2%	9.7%	9.3%	9.8%	9.9%	10.3%	10.8%	10.8%	10.8%	11.4%
Inflación al consumidor (var. % anual)	2.4%	1.9%	3.7%	6.77%	5.75%	4.20%	3.50%	3.60%	3.40%	3.20%
Tasa de referencia BanRep (% anual, fin de año)	4.25%	3.25%	4.50%	5.75%	7.50%	5.75%	4.75%	4.75%	4.75%	4.75%
DTF 90 Días (% anual, fin de año)	5.22%	4.06%	4.34%	5.25%	6.81%	6.00%	5.30%	5.00%	4.75%	4.80%
IBR Overnight (% E.A. 365 días, fin de año)	4.24%	3.22%	4.52%	5.79%	7.51%	5.55%	4.60%	4.60%	4.60%	4.60%
Tasa de cambio USDCOP (promedio de año)	1798	1869	2000	2743	3051	2900	2880	2880	2810	2760
Tasa de cambio USDCOP (fin de año)	1772	1923	2392	3147	3001	2980	2710	2650	2600	2580
Devaluación nominal (% promedio año)	-2.7%	4.0%	7.0%	37.1%	11.2%	-4.9%	-0.7%	0.0%	-2.4%	-1.8%

Fuente: (Grupo Bancolombia, 2017)

Dado a que el proyecto está pensado para un periodo que es superior a las proyecciones antes mencionadas, se consideró entonces definir cuáles eran los elementos que requerían ser proyectados, destacándose entonces el IPC, IPP y DTF ; para los cuales se tomó en cuenta en el proyecto las proyecciones dadas anteriormente y se extendieron hasta el 2028 con el uso de la herramienta predictor de Cristal Ball, por lo que fue necesario entonces extraer datos históricos de IPC, IPP y DTF en orden de proveer mayor confiabilidad a los resultados generados; en el caso del DTF se tomaron datos desde 1986, para el IPC datos desde 1970, y para el IPP datos desde 1971, este último se proyectó durante todo el periodo dado a que en la proyecciones brindadas por el grupo Bancolombía no aparecían.

10.2 PROYECCIONES DE VENTAS, COSTOS Y GASTOS

Para las proyecciones de las ventas, como se estipuló en el capítulo 9.4.1 relacionado con los contratos, las ventas por contrato a través del SIN dentro del mercado regulado se fijaron de acuerdo a precios establecidos en contratos actuales, con incrementos dados por los correspondientes al IPC o la estadística de los mismos desde el 2011, lo que permitió inferir incrementos del 4,85% anualmente.

Por su parte el contrato para el suministro de energía eléctrica para la planta de beneficio, se estableció con precios incrementados por IPC, acorde con las proyecciones macroeconómicas descritas en el apartado anterior.

Los costos relacionados con Opex fijo, costos de componentes de reemplazo, seguros, predial operativo, sobretasa al predial, Opex variable, materia prima proveniente de la planta de beneficio y materia prima adicional se proyectaron de acuerdo a las proyecciones del IPP, mientras que los gastos administrativos correspondientes a la gerencia del SPV y de Junta directiva se consideraron con incrementos de acuerdo al IPC.

10.3 DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS Y AMORTIZACIÓN DE CRÉDITOS

Para la depreciación de activos se consideró de acuerdo a la página Gerencie.com que las obras civiles tendrían una vida útil para depreciación de 20 años, mientras que los equipos de generación, sistemas de conversión, sistemas de conexionado eléctrico y equipos para manejo de combustible tendrían una vida útil para efectos de depreciación de 10 años³³, a los cuales se les consideró un valor de salvamento de 20%, 15%, 20% y 20% de su costo inicial respectivamente; es de destacar que para

³³ A pesar de que análisis como el de WWF (2010) estiman una vida de proyecto de 25 años.

efectos del proyecto se consideró que el total de los costos anteriores son sujetos a depreciación, aunque se dejó la posibilidad de definir un porcentaje no depreciable. Dado al beneficio tributario de depreciación acelerada, se consideran para el proyecto 2 metodologías que se pueden implementar, como son la de suma de dígitos y la de reducción de saldos, las cuales se dejaron en el modelo financiero disponibles para libre escogencia del evaluador del proyecto.

Para la amortización de créditos, tal como se describió en el apartado 9.4.2, se estableció en el modelo financiero un plazo de entre 1 y 5 años para el crédito con Bancoldex, y un plazo de entre 4 y 12 años para el crédito con Findeter, otorgándose para este último un periodo de gracia de entre 0 y 2 años.

Se estableció también para el proyecto la posibilidad de una amortización de gastos preoperativos, que de acuerdo a la página gerencie.com se amortizan en un periodo no mayor a 5 años, se incluyen en este concepto gastos de consultoría y diseño, inversiones ambientales, seguros preoperativos, gastos por fondos especiales municipales, predial preoperativo, sobretasa al predial e imprevistos.

10.4 PLAN DE INVERSIÓN

Para este proyecto, dado a que hay una fase de construcción y una fase operativa se consideran 2 planes de inversión donde se ven involucrados los créditos otorgados por los bancos de acuerdo a lo descrito en el apartado 9.4.2.

Para la fase de construcción el plan de inversión se considera influenciado principalmente por los costos del contrato de construcción donde se incluyen los correspondientes para el equipo de generación, de manejo de combustible, sistemas de conversión, conexión eléctrico, las obras civiles y el predio; también se incluyen en esta fase otros costos y gastos iniciales pertinentes a este periodo, como son los costos por consultoría y diseños, inversiones ambientales, seguros preoperativos, aportes a fondos especiales municipales, predial preoperativo, sobretasa al predial e imprevistos; se incluye también en esta fase el costo por la administración del SPV que desde esa etapa debe estar ya vinculado a la sociedad comercial. La financiación en esta fase está contemplada en un 80% por Findeter y en un 20% por el promotor³⁴.

Para la fase de operación el plan de inversión se considera influenciado principalmente por el capital de trabajo requerido para arrancar la operación del proyecto, y por la provisión para adquisición de equipos de reemplazo del proyecto, se estipuló para este requerimiento que el aporte total sería dado

³⁴ Estos valores se estarán simulando en orden de que se cumplan los covenants contemplados en el proyecto, en este orden de ideas, si se requiere, se tendrá que reestructurar el esquema de financiación del proyecto, implicando potencialmente un mayor aporte de capital.

por Bancoldex siempre que no supere el límite de la línea de crédito descrita en el apartado 9.2.1 que corresponde a COP\$1.500 millones.

10.5 COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL

Para establecer el costo promedio ponderado de capital más conocido como WACC, se considera para esto 3 fases para establecerlo, como son, el cálculo para establecer el costo del patrimonio, el cálculo para establecer el costo de la deuda financiera y el cálculo para establecer el índice WACC para cada año del proyecto.

10.5.1 Costo del Patrimonio K_e :

Se precisa aquí estimar la tasa de rentabilidad esperada por el inversionista o promotor del proyecto, para lo cual se procedió a utilizar la metodología CAPM (Capital Asset Pricing Model), para la cual se requiere contar con una tasa libre de riesgo r_{RL} , que establece el mínimo valor que tomaría el costo del patrimonio si el proyecto tuviera unas garantías de pago totalmente aseguradas³⁵ y es correspondiente con la tasa a la que rentan activos con riesgo de impago prácticamente nulo; se considera en el modelo una prima por riesgo de mercado, que corresponde a la diferencia entre la tasa con un riesgo medio del mercado o sector³⁶ r_m y la tasa libre de riesgo r_{LR} ; finalmente se considera el coeficiente B , que hace referencia al riesgo sistémico o riesgo no diversificable, donde por más que se quiere diversificar inversiones para disminuir riesgo, éste es lo mínimo que se puede llegar.

La ecuación para el cálculo de K_e con el modelo CAPM está dada por $K_e = r_{RL} + \beta * (r_m - r_{RL})$, donde se tomó como opciones para la tasa libre de riesgo, la tasa a la que rentan bonos del tesoro de Estados Unidos³⁷, TES con vencimiento al 2024 y TES con vencimiento al 2028 para la consideración de la tasa libre de riesgo; para la estimación del coeficiente B , se consideró el dispuesto por Damodaran para mercados emergentes (2017), tomando el Beta desapalancado para el sector energía; para la tasa de mercado, se tomaron como opciones el dispuesto por Damodaran para mercados emergentes que toma el promedio de 370 compañías en el sector energético, y el generado por EMIS Benchmark³⁸ para empresas de generación y distribución de energía, donde considera el promedio de mercado para 256 compañías en Colombia. Se consideraron también para la evaluación de este proyecto las modificaciones al CAPM propuestas por Beninga Sarig y la de George Hamada.

³⁵ En cuyo caso B es cero, se puede presentar bajo garantías de respaldo por parte del gobierno.

³⁶ Para el caso de éste proyecto, corresponde a empresas de generación energética.

³⁷ Usando la tasa de bonos del tesoro de EEUU, se le suma el EMBI+ Colombia y la devaluación implícita con la fórmula de Fisher.

³⁸ Generado a través de su aplicativo

10.5.2 Costo de la deuda financiera K_d y K_i :

Para el costo de la deuda financiera se tomaron en consideración los flujos de deuda con los que se fondea el proyecto, correspondiente a los créditos otorgados por Bancoldex y Findeter, considerando aquí el escudo financiero generado por el impuesto de renta.

10.5.3 Índice WACC:

Para traer a valor presente los flujos de caja proyectados, es necesario establecer una tasa de descuento, dicha tasa corresponde al WACC que es un promedio ponderado de las tasas a las que rentas las diferentes fuentes de financiación en deuda y equity del proyecto, sin embargo, dado a que no todas las fuentes de financiación del proyecto tienen el mismo plazo ni la misma tasa, es necesario establecer un índice WACC que estima la tasa a la que trae a valor presente los flujos del año determinado del proyecto; la ecuación con la cual se calcula el WACC está dada por: $WACC = K_e * E / (E + D) + K_d (1 - T_x) * D / (E + D)$; donde K_e corresponde al costo del patrimonio cuyo esquema de cálculo se describió en el apartado 10.5.1; K_d es la tasa dada de acuerdo a la participación de deuda de cada una de las fuentes de financiamiento de deuda consideradas año tras año y las relaciones $E / (E + D)$ y $D / (E + D)$ hacen referencia a las participaciones de Deuda y patrimonio en el esquema de financiamiento del proyecto en el momento de análisis.

10.6 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para el análisis del proyecto se consideran 3 escenarios simulados en el modelo financiero generado en Excel, así se consideran un escenario optimista, un escenario normal y un escenario pesimista, caracterizados de acuerdo a como se describe a continuación.

10.6.1 Escenario optimista:

Este escenario corresponde a un escenario con condiciones favorables para el proyecto, destacándose modificaciones en los siguientes inductores que afectan el valor del proyecto:

- IPP se proyecta 10% por debajo de lo inicialmente establecido (principal driver de los costos y gastos).
- IPC se proyecta 10% por encima de lo inicialmente establecido (principal driver de las ventas).
- Precios de venta en mercado regulado incrementan en 4,85% que corresponde a la tendencia de crecimiento de precios de los últimos años.
- No se presentan incremento de impuestos.
- Los imprevistos considerados durante la construcción no son utilizados.

- La rotación de cartera se reduce en 10 días con respecto a lo inicialmente establecido.
- La eficiencia de operación de los sistemas de generación incrementa un 10%.

10.6.2 Escenario normal:

Este escenario corresponde al escenario base, donde se puede considerar que corresponde a las condiciones normales esperadas para el desarrollo del proyecto, destacándose lo siguiente:

- IPP se incrementa de acuerdo a las proyecciones definidas.
- IPC se incrementa de acuerdo a las proyecciones definidas.
- Precios de venta en mercado regulado incrementan con proyecciones de incremento del IPC.
- Se mantiene una sobretasa al impuesto de renta del 4%.
- Los gastos por imprevistos considerados durante la construcción quedan dentro de lo presupuestado.
- La rotación de cartera queda de acuerdo a lo establecido.
- La eficiencia de operación de los sistemas de generación se conserva igual.

10.6.3 Escenario pesimista:

Este escenario corresponde a un escenario con condiciones desfavorables para el proyecto, destacándose lo siguiente:

- IPP se incrementa 20% por encima de lo establecido en las proyecciones macroeconómicas.
- IPC se reduce 20% por debajo de lo establecido en las proyecciones macroeconómicas.
- Precios de venta en mercado regulado se incrementan con las proyecciones reducidas de IPC
- Se establece sobretasa al impuesto de renta del 6%.
- Los imprevistos considerados durante la construcción se incrementan en un 100%
- La rotación de cartera se incrementa en 10 días con respecto a lo inicialmente establecido.
- La eficiencia de operación de los sistemas de generación se reduce en un 10%.

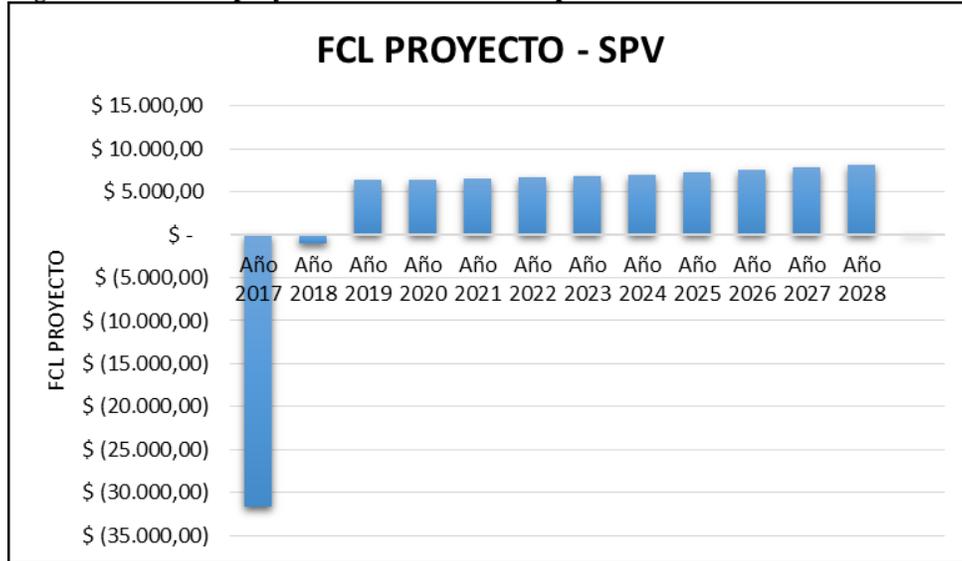
10.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE ESCENARIOS

Para propósitos de la presentación de análisis de resultados, éste se ha considerado para la planta de beneficio con capacidad de 60 Ton RFF/h y con la alternativa de generación eléctrica 3 (sistema de combustión y digestión anaeróbica en paralelo); no se considera amortización de gastos preoperativos, se considera 10 años de duración del SPV (crédito con Findeter a 11 años con un año de periodo de gracia a capital y crédito con Bancoldex por 5 años sin periodo de gracia a capital), 25 años del proyecto completo, aplicación de los incentivos tributarios.

10.7.1 Resultados escenario optimista:

En el escenario optimista los resultados son bastante favorables para el proyecto, de acuerdo a la figura 27 los flujos son positivos a partir del primer año en que entra en operación el SPV, generándose una TIR para el proyecto de 13,18% y un VPN de COP\$13.311,62 millones.

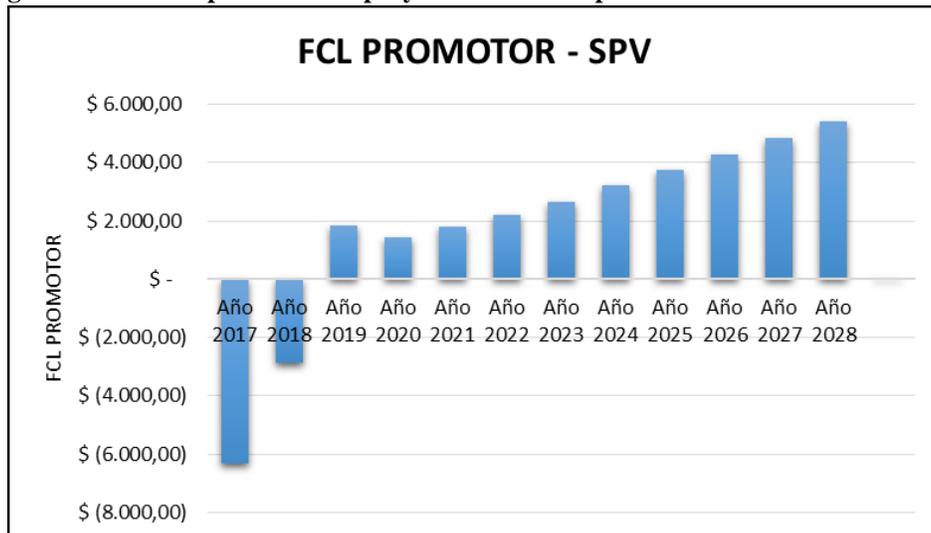
Figura 27. FCL del proyecto SPV en escenario optimista.



Fuente: Elaboración propia

Por su parte en la evaluación del flujo de caja del promotor, se evidencian flujos positivos una vez entra en operación el SPV, obteniéndose una TIR para el inversionista del 20,36% y un VPN de COP\$8.464,5 millones.

Figura 28. FCL del promotor del proyecto escenario optimista.



Fuente: Elaboración propia

Analizando el proyecto completo durante los 25 años de operación se tendría que éste generaría un VPN de COP\$55.898,32 millones y una TIR de 18,78%.

Figura 29. FCL del proyecto completo en escenario optimista.



Fuente: Elaboración propia

De igual manera, analizando el beneficio para el promotor del proyecto, se tiene que bajo este escenario se obtendría una TIR para el promotor de 27,47% y un VPN de COP\$45.922,24 millones.

Figura 30. FCL del promotor del proyecto completo en escenario optimista.



Fuente: Elaboración propia

Validando la compra de materia prima adicional, se puede apreciar en la figura 31 como mejora aún más la TIR del proyecto SPV manteniendo el mismo grado de endeudamiento de 80%³⁹.

³⁹ El endeudamiento real es 74% dado a que el promotor paga intereses durante la construcción.

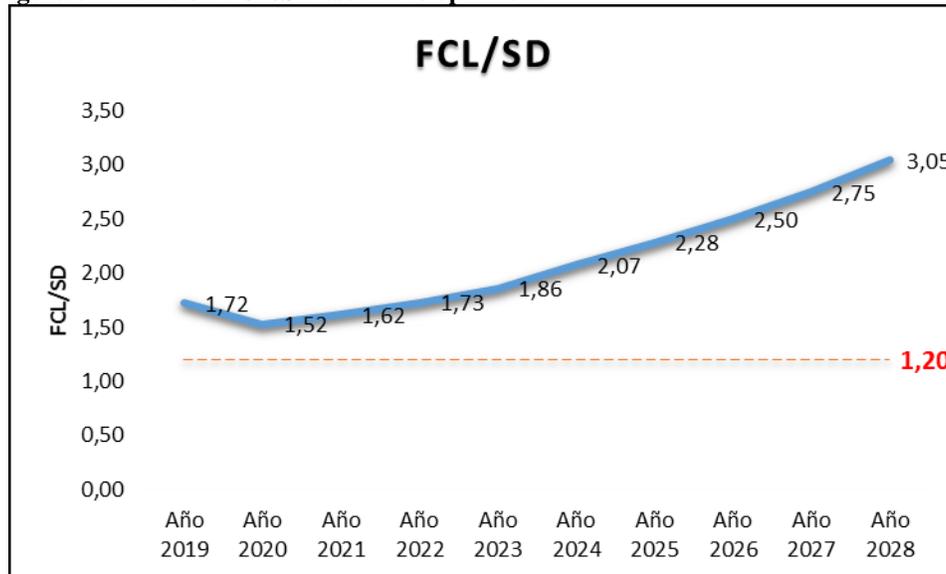
Figura 31. Evolución TIR del proyecto SPV vs compra de materia prima escenario optimista.



Fuente: Elaboración propia

Revisando ahora los principales covenants establecidos en el proyecto, se puede apreciar en la figura 32 su cumplimiento a lo largo de la vida del SPV, considerando que se había establecido en mínimo el factor FCL/SD de 1,2 mostrando su capacidad de pago del servicio de la deuda.

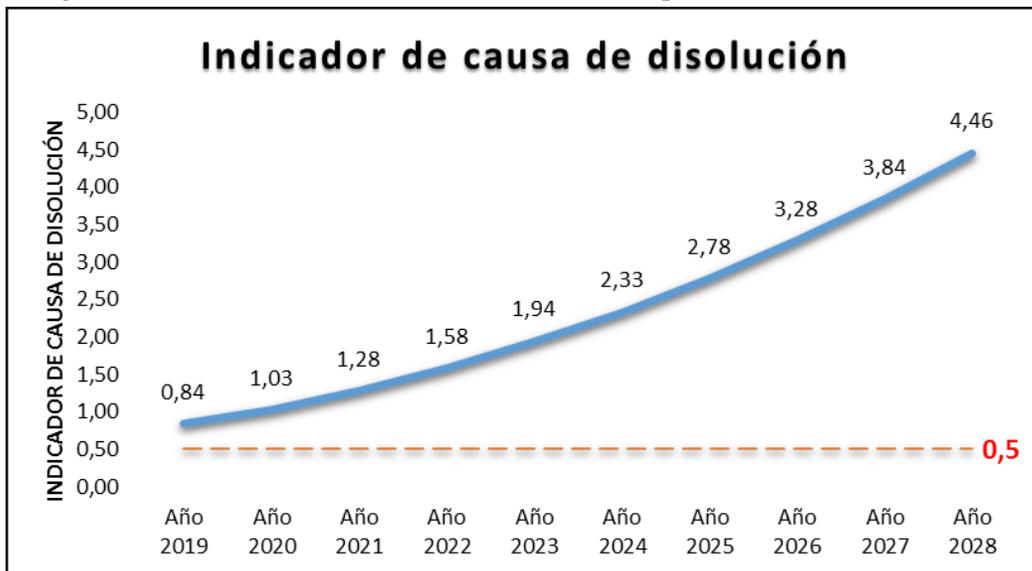
Figura 32. Relación FCL/SD escenario optimista.



Fuente: Elaboración propia

Por su parte, el indicador de causa de disolución mostrado en la figura 33, nos muestra que el proyecto no tiene inconvenientes al respecto durante el periodo como SPV.

Figura 33. Indicador de causa de disolución escenario optimista.



Fuente: Elaboración propia

Para este escenario la participación real en la financiación real preoperacional del proyecto considerando que se tiene que hacer pago de intereses durante el primer año, estaría dado de acuerdo a como se muestra en la figura 34.

Figura 34. Participación en la financiación preoperacional del proyecto escenario optimista.

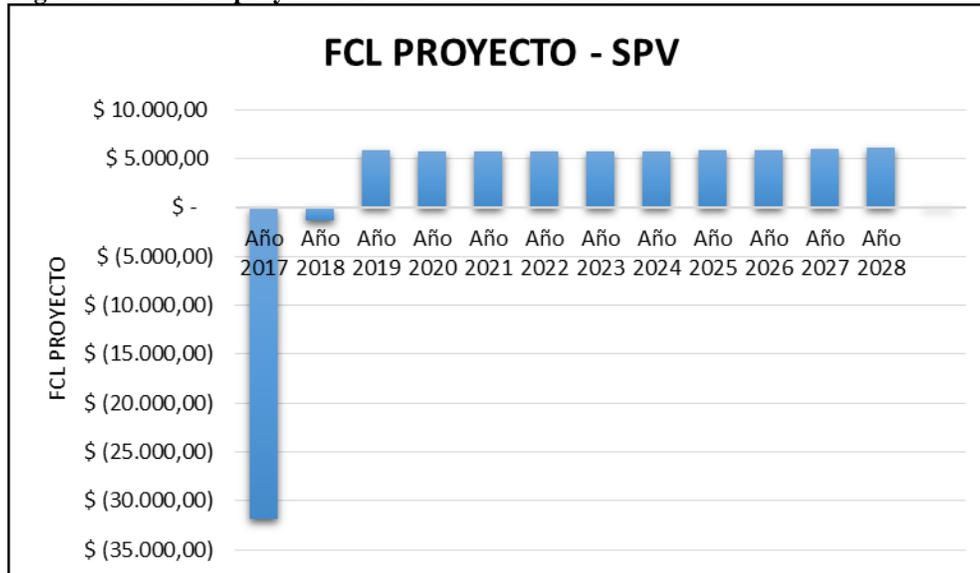


Fuente: Elaboración propia

10.7.2 Resultados escenario normal:

En el escenario normal los resultados del proyecto son igualmente bastante positivos, de acuerdo a la figura 35 los flujos son positivos a partir del primer año en que entra en operación el SPV, generándose una TIR para el proyecto de 9,31% y un VPN de COP\$5.655,58 millones.

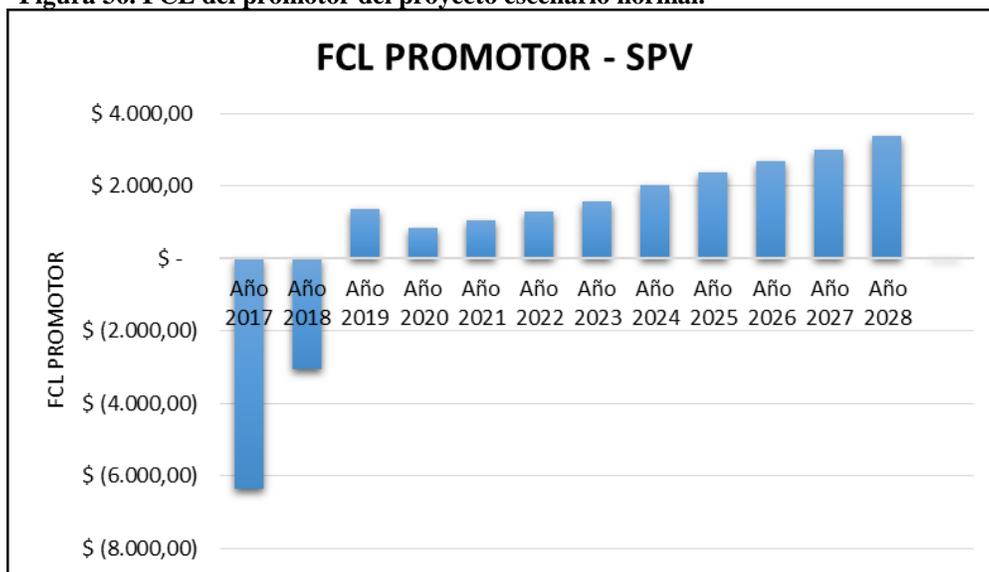
Figura 35. FCL del proyecto SPV en escenario normal.



Fuente: Elaboración propia

Por su parte en la evaluación del flujo de caja del promotor, se evidencia en la figura 36 que estos son flujos positivos una vez entra en operación el SPV, obteniéndose una TIR para el inversionista de 9,94% y un VPN de COP\$936,86 millones.

Figura 36. FCL del promotor del proyecto escenario normal.



Fuente: Elaboración propia

Analizando el proyecto completo durante los 25 años de operación se tendría que éste generaría un VPN de COP\$33.200,22 millones y una TIR de 15,11%.

Figura 37. FCL del proyecto completo en escenario normal.



Fuente: Elaboración propia

De igual manera, analizando el beneficio para el promotor del proyecto, se tiene que bajo este escenario se obtendría una TIR para el promotor de 20,37% y un VPN de COP\$24.212,89 millones.

Figura 38. FCL del promotor del proyecto completo en escenario normal.



Fuente: Elaboración propia

Validando la compra de materia prima adicional, se puede apreciar en la figura 39 como mejora aún más la TIR del proyecto manteniendo el mismo grado de endeudamiento de 80%.

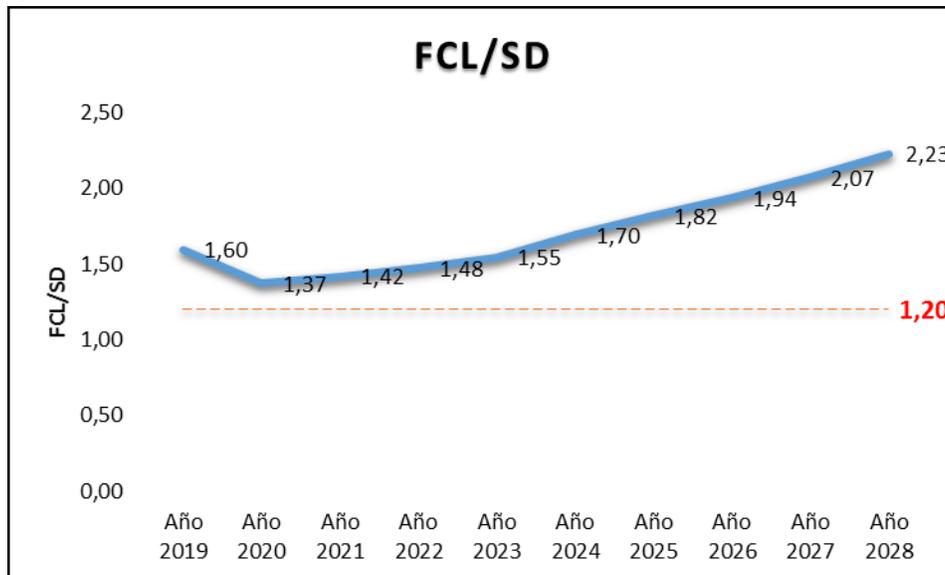
Figura 39. Evolución TIR del proyecto SPV vs compra de materia prima escenario normal.



Fuente: Elaboración propia

Revisando ahora los principales covenants establecidos en el proyecto, se puede apreciar en la figura 40 su cumplimiento a lo largo de la vida del proyecto, considerando que se había establecido en mínimo el factor FCL/SD de 1,2 mostrando su capacidad de pago del servicio de la deuda.

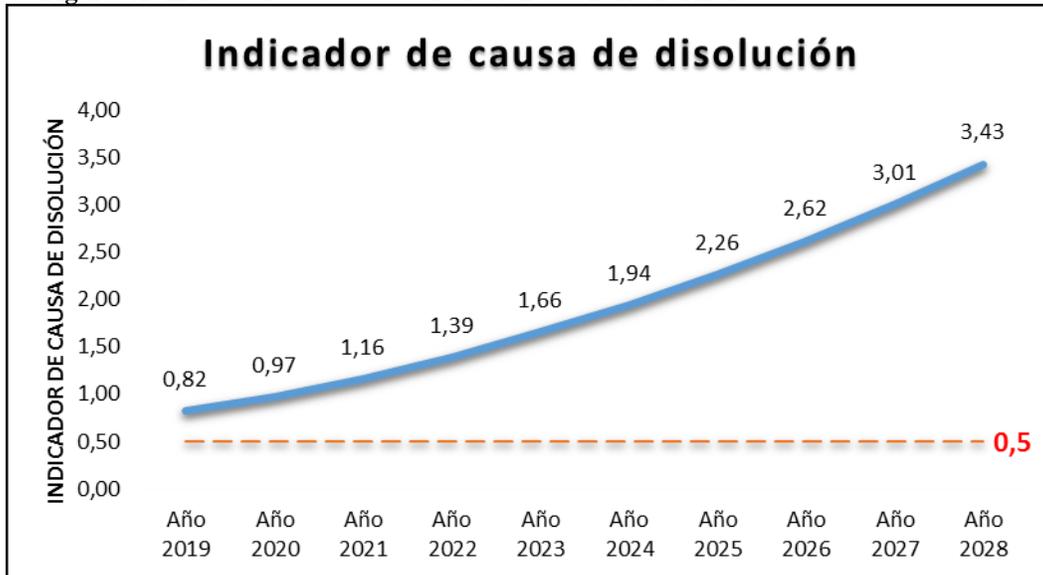
Figura 40. Relación FCL/SD escenario normal.



Fuente: Elaboración propia

Por su parte, el indicador de causa de disolución mostrado en la figura 41, nos muestra que el proyecto no tiene inconvenientes al respecto durante la vida del mismo.

Figura 41. Indicador de causa de disolución escenario normal.



Fuente: Elaboración propia

Para este escenario la participación real en la financiación real preoperacional del proyecto estaría dado de acuerdo a como se muestra en la figura 42.

Figura 42. Participación en la financiación preoperacional del proyecto escenario normal.

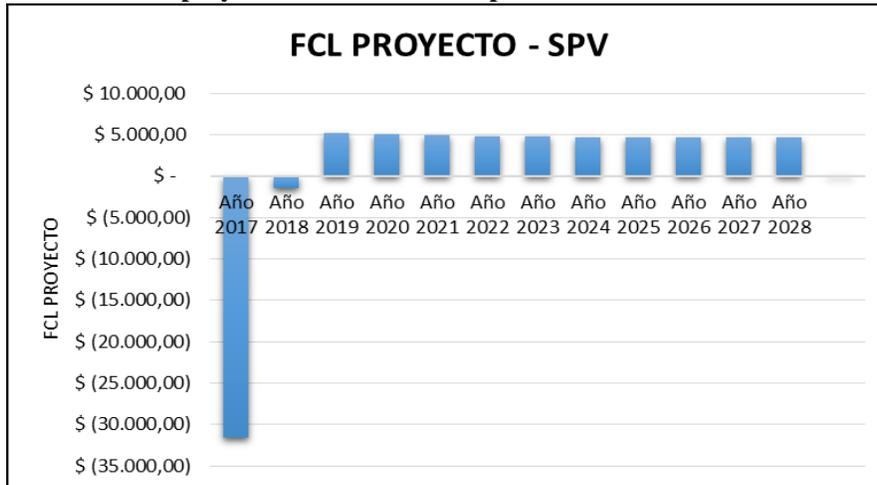


Fuente: Elaboración propia

10.7.3 Resultados escenario pesimista:

En el escenario pesimista se caracteriza por contar con aspectos que afectan negativamente al proyecto, de acuerdo a la figura 43 los flujos son positivos a partir del primer año en que entra en operación el SPV, generándose una TIR para el proyecto de 6,0% y un VPN de COP\$98,55 millones.

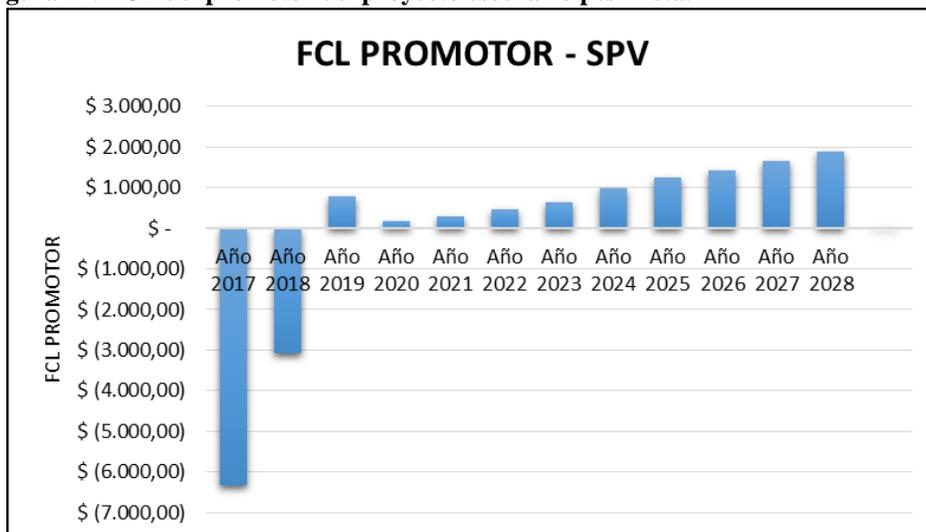
Figura 43. FCL del proyecto SPV en escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

Por su parte en la evaluación del flujo de caja del promotor, se evidencia en la figura 44 que estos son flujos positivos una vez entra en operación el SPV, aunque no suficientes para alcanzar un VPN positivo al final del periodo de SPV, VPN que sería de COP\$-4.020,21 millones, obteniéndose también una TIR para el inversionista de 0,17%.

Figura 44. FCL del promotor del proyecto escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

Analizando el proyecto completo durante los 25 años de operación se tendría que éste generaría un VPN de COP\$19.678,75 millones y una TIR de 12,09%.

Figura 45. FCL del proyecto completo en escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

De igual manera, analizando el beneficio para el promotor del proyecto, se tiene que bajo este escenario se obtendría una TIR para el promotor de 15,03% y un VPN de COP\$11.765,38 millones.

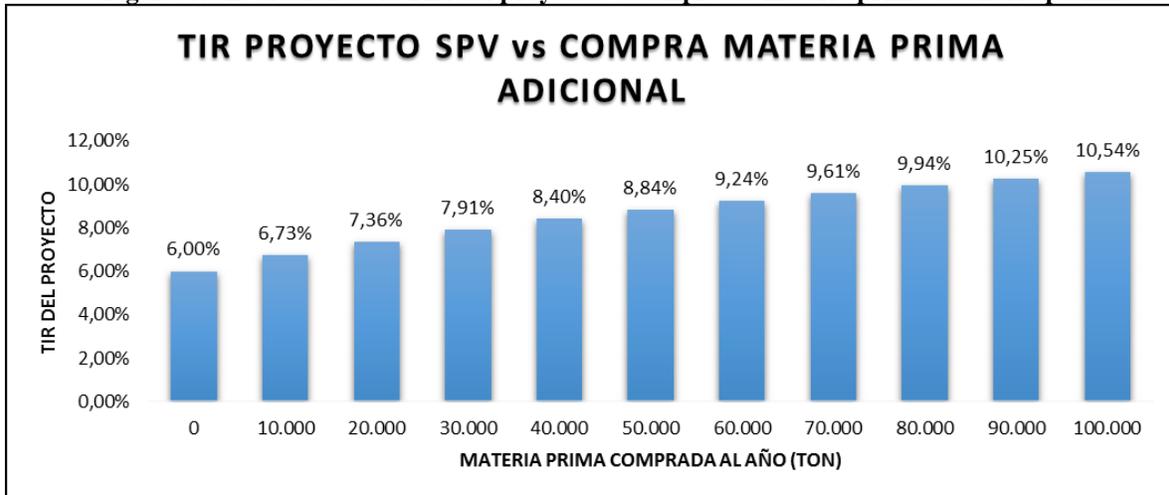
Figura 46. FCL del promotor del proyecto completo en escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

Validando la compra de materia prima adicional, se puede apreciar en la figura 47 como mejora aún más la TIR del proyecto manteniendo el mismo grado de endeudamiento de 80%.

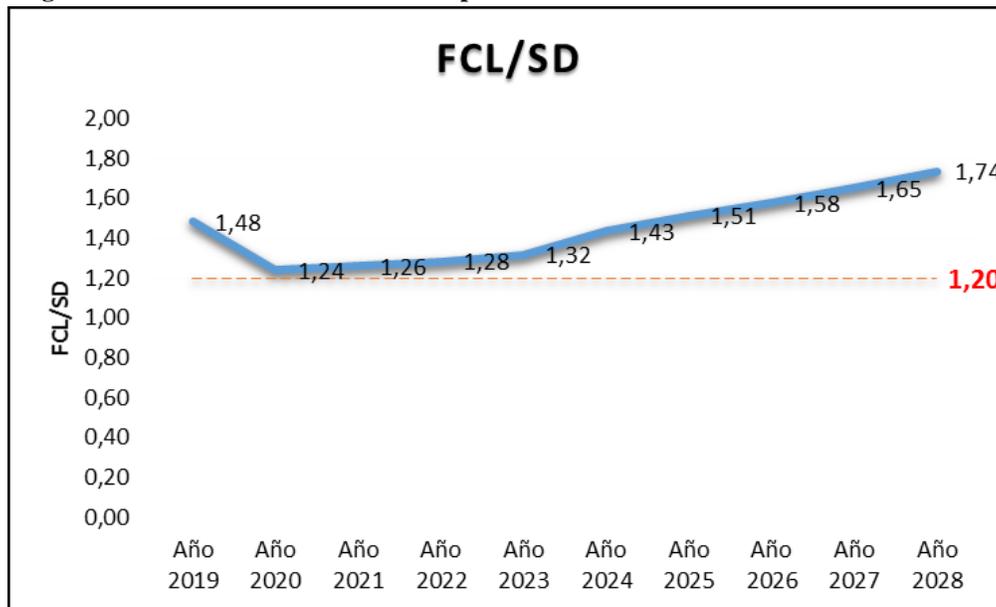
Figura 47. Evolución de la TIR del proyecto vs compra de materia prima escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

Revisando ahora los principales covenants establecidos en el proyecto, se puede apreciar en la figura 48 su cumplimiento a lo largo de la vida del proyecto, considerando que se había establecido en mínimo el factor FCL/SD de 1,2 mostrando su capacidad de pago del servicio de la deuda.

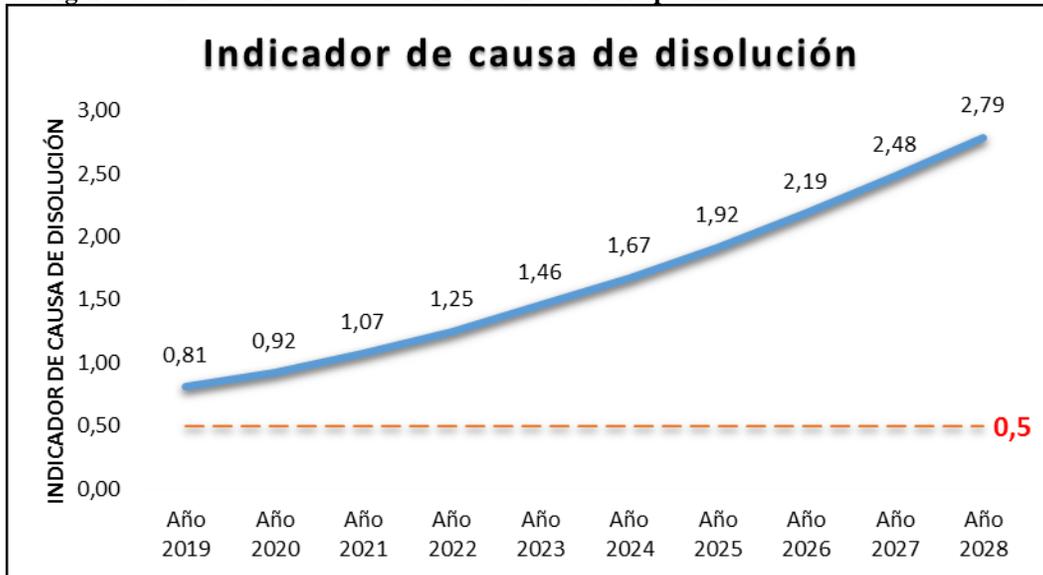
Figura 48. Relación FCL/SD escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

Por su parte, el indicador de causa de disolución mostrado en la figura 49, nos muestra que el proyecto no tiene inconvenientes al respecto durante la vida del mismo.

Figura 49. Indicador de causa de disolución escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

Para este escenario la participación real en la financiación real preoperacional del proyecto estaría dado de acuerdo a como se muestra en la figura 50.

Figura 50. Participación en la financiación preoperacional del proyecto escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

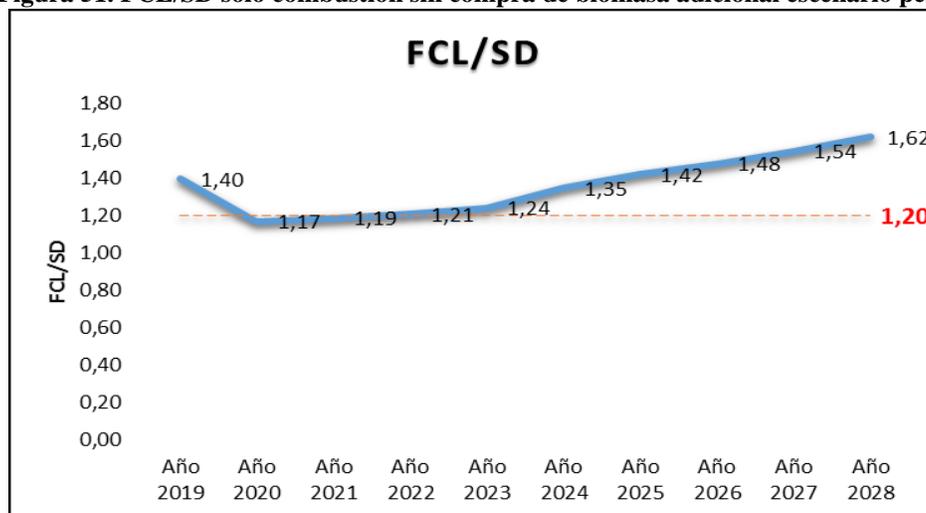
10.7.4 Resultados de alternativas con combustión (A1) y digestión anaeróbica

(A2) bajo escenario pesimista:

Es pertinente en este punto validar si las alternativas de generación eléctrica por combustión y la manejada con digestión anaeróbica siguen siendo viables bajo un escenario pesimista y trabajando solamente con una de ellas.

Para la condición donde se toma como opción generar energía eléctrica solamente con combustión de biomasa sólida, se tiene que para una planta de beneficio de capacidad de 60 Ton RFF/hora sin compra de materia prima adicional y manteniendo el grado de endeudamiento de 80% no se alcanza a cumplir el covenant de capacidad de servir la deuda con el flujo de caja libre como se aprecia en la figura 51, lográndose una relación mínima de FCL/SD de 1,17 en el año 2020, que es inferior a la mínima esperada de 1,2; ello se corrige disminuyendo el grado de endeudamiento a 77%, comprando materia prima adicional (y por tanto incrementando la capacidad instalada de la planta) o estableciendo el plazo de crédito con Findeter a 12 años; tomando entonces la opción de reducir el grado de endeudamiento a 77%, para este escenario se alcanza un VPN de COP\$12.669,19 millones y TIR de 11,19% para el proyecto completo (25 años), y para el promotor un VPN de COP\$6.910,33 millones y TIR de 13,08% en el mismo periodo.

Figura 51. FCL/SD solo combustión sin compra de biomasa adicional escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

Considerando para esta opción la compra de biomasa adicional, y por lo tanto incrementando la capacidad instalada de la planta de generación, se generan beneficios enmarcados principalmente por los efectos de economías de escala consideradas en el mismo, así como por los bajos costos de la materia prima; en la figura 52 se muestra cómo se afecta la TIR del proyecto durante sus 25 años de

operación con la compra de materia prima adicional de hasta 100.000 Ton/año y manteniendo el grado de endeudamiento de 80%.

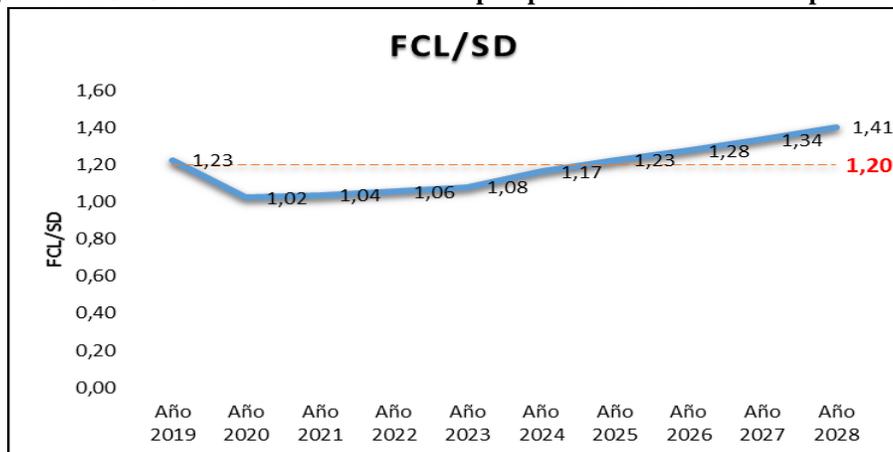
Figura 52. TIR Proyecto solo combustión - compra de biomasa adicional escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

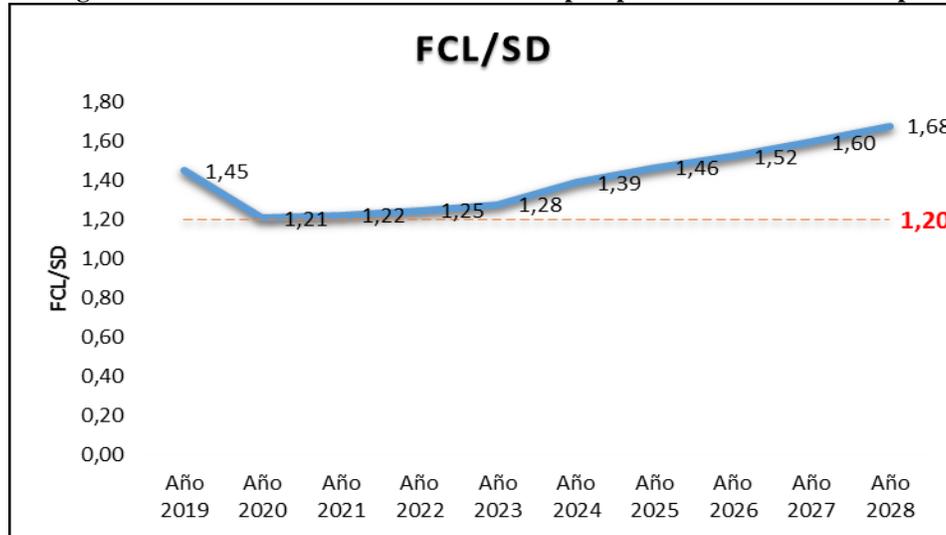
Las condiciones para la alternativa con solo digestión anaeróbica son más complejas dado a que no se deja la posibilidad en el modelamiento de realizar compra adicional de POME, considerando su complejidad para transporte; de acuerdo a ello, se puede apreciar en la figura 53 que bajo un esquema de financiación preoperativo del 80% no se cumplen los covenats del proyecto; sin embargo, como se puede apreciar en la figura 54 con un financiamiento del 67% apenas se alcanza a cumplir con dicho requerimiento, aunque por tanto implicando un mayor aporte de capital por parte del inversionista, como segunda opción se considera incrementar el plazo del crédito con Findeter a 12 años (que es el plazo máximo otorgado) requiriéndose en ese caso financiamiento del 71%.

Figura 53. FCL/SD solo DA con financiación preoperativa 80/20 escenario pesimista.



Fuente: Elaboración propia

Figura 54. FCL/SD solo DA con financiación preoperativa 67/33 escenario pesimista.

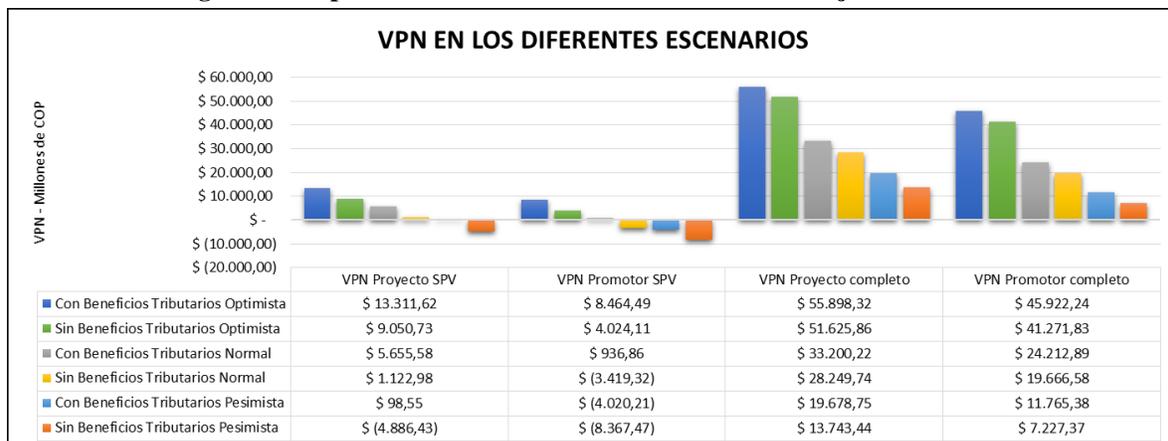


Fuente: Elaboración propia

10.7.5 Consideración de beneficios tributarios de la ley 1715 de 2014:

Un factor adicional a tener en cuenta en el proyecto es el correspondiente al efecto de los beneficios tributarios que ofrece la ley 1715 de 2014, para efectos de ello se analizaron los VPN del proyecto y del promotor del mismo tanto para la fase como SPV (10 años) como para el proyecto completo (25 años), y considerándose también los 3 diferentes escenarios analizados en este capítulo, en la gráfica 55 se pueden apreciar los resultados comparativos correspondientes, teniéndose en cuenta que dado a que el escenario normal y pesimista no cumplen el covenant de cobertura de servicio de la deuda con el FCL (de mínimo 1,2) para la simulación sin beneficios tributarios, fue necesario para el escenario normal establecer financiación del 75%, y para el pesimista del 67%, donde para los demás escenarios la financiación contemplada fue del 80%.

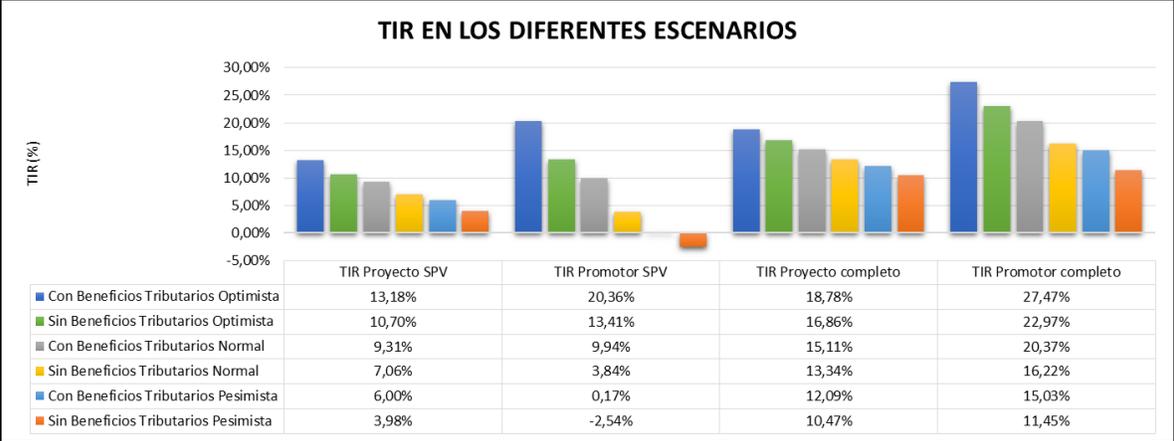
Figura 55. Impacto de beneficios tributarios en los VPN bajo diferentes escenarios.



Fuente: Elaboración propia

De manera análoga se analiza la TIR para las fases como SPV como para el proyecto completo, bajo los diferentes escenarios y con la consideración de los beneficios tributarios, los resultados se pueden apreciar en la figura 56.

Figura 56. Impacto de beneficios tributarios en la TIR bajo diferentes escenarios.



Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a las gráficas anteriores, los beneficios tributarios tienen un efecto real sobre el valor presente neto para el proyecto y para el promotor, si bien no marcan la diferencia entre el que cualquiera de los proyectos sean viables o no, ya que en todos los casos el VPN del proyecto completo (a 25 años) es positivo, el hecho de que se cuente con dichos beneficios tributarios incrementa el valor y la rentabilidad del proyecto.

11. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

Con el desarrollo de este trabajo se ha podido evidenciar la necesidad mutua de los subsectores de palma de aceite y eléctrico en Colombia de realizar desarrollos de aprovechamiento energético que beneficien al país y apalanquen su desarrollo; por un lado las empresas pertenecientes a la agroindustria de la palma de aceite se pueden poner al nivel de sus pares internacionales en Malasia e Indonesia al ser más competitivas dada la optimización y aprovechamiento de sus residuos, mientras que para el subsector eléctrico permite la diversificación del portafolio energético con el aprovechamiento de fuentes renovables que generan empleo, desarrollo y mayor confiabilidad en el sistema eléctrico nacional.

La caracterización energética de la biomasa permite considerarla como un recurso de alto potencial energético y de bajo costo, que actualmente es poco aprovechada dado a las altas inversiones que implica el desarrollo de un proyecto de generación eléctrica, y que bajo un análisis como el desarrollado en este trabajo de grado se permite su viabilización.

Se puede validar de la estructuración como Project Finance que éste resulta ser una herramienta de alta utilidad para conseguir el financiamiento en proyectos de generación de energía eléctrica a partir de biomasa, a pesar de su complejidad, con un manejo adecuado de riesgos y contratos como se estructuraron en este proyecto se viabiliza la figura y consiguiente potencial aprobación de fuentes externas de financiación.

Los escenarios contemplados desde el optimista hasta el pesimista muestran que a pesar de que se puedan presentar efectos adversos durante el desarrollo del proyecto dentro de lo contemplado en dichos escenarios, el proyecto sigue siendo viable para financiar en la alternativa que incluye los sistemas de generación con combustión y digestión anaeróbica, y no pierde su capacidad para cumplir adecuadamente con los pagos del servicio de la deuda, que es el principal interés de la entidad que considere financiar el proyecto.

Las alternativas de generación independientes ofrecen resultados menos atractivos comparada con la alternativa de generación donde estas se combinan en paralelo, siendo aún más beneficioso si se pueden establecer contratos para compra de materia prima adicional, mostrándose una variación en la TIR del proyecto que va desde 9,31% hasta 14,84% en el escenario normal en la medida en que se

compara más materia prima para el proyecto, obteniéndose dichos resultados de una variación entre 0 materia prima adicional a 100.000 Ton compradas al año.

El efecto de los beneficios tributarios considerados en la ley 1715 de 2014 es positivo para el proyecto, generando mayor valor para el mismo e incrementando su rentabilidad.

Se puede concluir de manera general que la implementación de Project Finance para estructurar la financiación de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de la biomasa de la palma de aceite es viable siempre que se estructuren los contratos adecuadamente y se manejen los riesgos que mitiguen la exposición del prestamista.

Se recomienda como futuros trabajos considerar opciones de financiación con esquemas mezzanine, la posibilidad de incluir opciones reales para abordar oportunidades de crecimiento del proyecto y la consideración de evaluación de otras tecnologías para generación eléctrica o incluso el beneficio de la venta de energía eléctrica, vapor y compostaje en orden de incrementar valor al proyecto.

12. BIBLIOGRAFÍA

- Acolgen. (2016). *www.acolgen.org.co*. Recuperado el 30 de 06 de 2016, de <http://www.acolgen.org.co/index.php/sectores-de-generacion/como-funciona-el-sistema-electrico-nacional>
- Albújar Cruz, A. (2010). *El Project Finance: Una tecnica para viabilizar proyectos de Infraestructura*. Lima: Universidad ESAN.
- Althausen, M. (2016). Tratamiento de Efluentes de la Planta de Beneficio-Convertir un residuo en un recurso. *Palmas*(37 (Especial Tomo II)), 31-37.
- Alvarez Echeverria, F., Lopez Sarabia, P., & Venegas Martínez, F. (2011). Valuación Financiera de Proyectos de Inversión en Nuevas Tecnologías con Opciones Reales. *Contaduria y Administracion*, 115-145.
- Alvarez Pardo, L. A. (2014). Experiencias en la generación de energía a partir de biogás. *Palmas*, 35, 123-126.
- Alvarez Pardo, L. A. (01 de Octubre de 2014). *www.cenipalma.org*. Obtenido de <http://www.cenipalma.org/sites/default/files/files/Cenipalma/7-Generacion-y-usobiogas.pdf>
- Arias Barrera, L. (2012). Perspectiva Legal de la financiación de Proyectos "Project Finance" y el manejo del riesgo. *Scielo - Revista de derecho privado*.
- Baker & Mckenzie. (Octubre de 2015). *The rise of corporate PPA: A new driver for renewables*. Obtenido de <http://www.bakermckenzie.com/en/insight/publications/2015/12/the-rise-of-corporate-ppas/>: <http://www.bakermckenzie.com/-/media/files/insight/publications/2015/12/the-rise-of-corporate-ppas/risecorporateppas.pdf?la=en>
- Bancoldex. (2 de Octubre de 2014). <https://www.bancoldex.com>. Obtenido de Línea Bancoldex Eficiencia Energética y Energía Renovable: https://www.bancoldex.com/documentos/6676_Circular_024_2014.pdf
- Bancoldex. (2015). *Catalogo fondos de capital privado y emprendedor en Colombia 2015 - 2016*. Obtenido de <https://www.bancoldex.com>: https://www.bancoldex.com/documentos/8506_Cat%C3%A1logo_Banc%C3%B3ldex_FCP_2015-2016.pdf
- Bancoldex. (28 de 09 de 2017). *MANUAL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO DE CRÉDITO – SARC: AJUSTE POLÍTICAS*. Obtenido de <https://www.bancoldex.com>:

[https://www.bancoldex.com/documentos/8863_JD_\(5.1.1\)_Ajuste_pol%C3%ADticas_temporal_operaciones_de_cr%C3%A9dito_directo_Wrd.pdf](https://www.bancoldex.com/documentos/8863_JD_(5.1.1)_Ajuste_pol%C3%ADticas_temporal_operaciones_de_cr%C3%A9dito_directo_Wrd.pdf)

Bancolombia, B. d., & Gómez-Pinzón. (2006). *Cuadernillo de venta - Programa de enagenacion de acciones de Isagen S.A. E.S.P.* Bogota.

Barrera Hernandez, J. C., Ramirez Contreras, N., Garcia nuñez, J. A., & Guevara Trujillo, F. (2016). Diagnóstico del desempeño en consumo de energía eléctrica en plantas de beneficio en Colombia. *Palmas*, 37, 17-31.

Briceño, I., Valencia, J., & Posso, M. (2015). Potencial de generacion de energia de la agroindustria de la palma en Colombia. *Palmas*, 43-53.

CAC. (2016). *www.cac.org.co*. Recuperado el 17 de 06 de 2016, de <http://www.cac.org.co/quienes.htm>

CNO. (2016). *www.cno.org.co*. Recuperado el 17 de 06 de 2016, de <http://www.cno.org.co/content/quienes-somos>

Corficolombiana. (11 de 10 de 2017). *Investigaciones Económicas - Informe Diario*. Obtenido de <https://www.corficolombiana.com/>:
https://www.corficolombiana.com/wps/wcm/connect/corficolombiana/cb5c83b9-4d0f-4863-989d-5a9040a0f28f/ID111017.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=cb5c83b9-4d0f-4863-989d-5a9040a0f28f

CorpoEma. (2010). *Diagnostico de las FNCE en Colombia - vol 2*. Bogota: CorpoEma.

CREG. (2016). *www.creg.gov.co*. Recuperado el 17 de 06 de 2016, de <http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/quienes-somos/mision-vision>

Cuéllar Sánchez, M. (24 de Agosto de 2016). <http://iicpal2016.grepalma.org>. Obtenido de <http://iicpal2016.grepalma.org/files/presentaciones/INDUSTRIAL/AI-M3.%20AD1%20-%20EXPERIENCIAS%20GENERACION%20ENERGIA%20ELECTRICA%20DE%20BIOGAS%20-%20Monica%20Cuellar.pdf>

Damodaran, A. (5 de Enero de 2017). *Levered and Unlevered Betas by Industry - Emerging Markets*. Obtenido de <http://www.damodaran.com>:
<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Davivienda. (05 de 10 de 2017). *www.davivienda.com*. Obtenido de Informe preapertura de mercados: <https://www.davivienda.com/wps/wcm/connect/6dbbe9de-1756-420a-9df6-56ead3f3e9f7/Informe+Preapertura+del+Mercado+Internacional+-OCT5++%282%29.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=6dbbe9de-1756-420a-9df6-56ead3f3e9f7>

- Derivex. (2011). *Informe Mensual del Mercado Electrico Enero 2011*. Bogota: Derivex.
- Derivex. (2017). *Informe mensual del mercado eléctrico julio 2017*. Bogota: Derivex.
- EEB. (2016). *www.eeb.com.co*. Recuperado el 18 de 06 de 2016, de <http://www.eeb.com.co/transmision-de-electricidad/sector-energetico-en-colombia>
- Escalante Hernandez, H., Orduz Prada, J., Zapata Lesmes, H., Cardona Ruiz, M., & Duarte Ortega, M. (2010). *Atlas del Potencial Energetico de la Biomasa en Colombia*. Bogota: UPME.
- ESSA. (4 de 10 de 2017). <http://www.essa.com.co>. Obtenido de <http://www.essa.com.co/site/clientes/en-us/nuestratarifas/formularifaria.aspx>
- Esteve Gómez, N. (2011). *Energización de las Zonas no Interconectadas a partir de las energías renovables Solar y Eólica*. Bogota: Pontificia Universidad Javeriana.
- European Commission. (2017). *Horizon 2020 - Work Programme 2016-2017: General Annexes*. European Commission.
- Fabozzi, F., & Nahlik, C. (2012). *Project Financing*. London: Euromoney Institucional Investors PLC.
- Fair News. (2014). DAABON genera energía con desechos. *Fair News*, 1.
- Fedepalma. (2015). *Deben fortalecerse esfuerzos del Gobierno para superar la problemática fitosanitaria en el sector palmero*. Bogota: Fedepalma.
- Fedepalma. (2017). *Anuario estadístico 2017 - La agroindustria de la palma de aceite en Colombia y en el mundo 2012 - 2016*. Bogota: Fedepalma.
- Fedepalma. (2015). *Análisis financiero del sector palmicultor y la industria relacionada*. Bogota: Fedepalma.
- Fedesarrollo. (2013). *Análisis Costo Beneficio de Energías Renovables no Convencionales en Colombia*.
- Findeter. (26 de 09 de 17). <https://www.findeter.gov.co>. Obtenido de https://www.findeter.gov.co/publicaciones/condiciones_generales_tasa__compensada_in_fraestructura_sostenible_pub
- Finnerty, J. (2013). *Project Financing - Asset-Based Financial Engineering*. New Jersey: John Wiley & Son Inc.
- Gallardo Gomez, M., & Andalaft Chacur, A. (2003). *Análisis de la Incorporación de Flexibilidad en la Evaluación de Proyectos de Inversión Utilizando Opciones Reales y Descuentos de Flujos Dinámicos*. *Horizontes Empresariales*. Chile: Universidad de Concepcion.

- Garcia Nuñez, J. A., Ramirez Contreras, N. E., Rodriguez, D. T., Silva Lora, E., Frear, C. S., Stockle, C., & Garcia Perez, M. (2016). Evolution of palm oil mills into bio-refineries: Literature review on current and potential uses of residual biomass and effluents. *Resources, Conservation and Recycling*, 110, 99-114.
- Garcia Nuñez, J. A., Rodriguez, D. T., Fontanilla, C. A., Ramirez Contreras, N. E., Silva Lora, E., Frear, C. S., . . . Garcia Perez, M. (2016). Evaluation of alternatives for the evolution of palm oil mills into biorefineries. *Biomass and Bioenergy*, 310-339.
- Garcia Perez, M., & Garcia Nuñez, J. (2013). Nuevos Conceptos para biorrefinerías de aceite de palma. *Palmas*, 66-84.
- García Rendón, J., Gaviria Hinestroza, A., & Salazar Moreno, L. (2011). Determinantes del precio de la energía eléctrica en el mercado no regulado en Colombia. *Ciencias Estratégicas*, 19(26), 225-246.
- Garcia, J., Cárdenas, M., & Yañez, E. (2010). Generación y uso de biomasa en plantas de beneficio de palma de aceite en Colombia. *Palmas*, 41-48.
- Garcia-Nuñez, J. A., Ramirez-Contreras, N. E., Rodriguez, D. T., Silva-Lora, E., Frear, C. S., & Stockle, C. (2016). Evolution of palm oil mills into bio-refineries: Literature review on current and potential uses of residual biomass and effluents. *Elsevier B.V.*, 99-114.
- Garrido Concha, I., & Andalaft Chacur, A. (2003). Evaluación Económica de Proyectos de Inversión Basada en la teoría de Opciones Reales. *Revista Ingeniería Industrial*, 83-89.
- Gonzalez Salazar, M. A., Venturini, M., Poganietz, W. R., Finkenrath, M., Kirsten, T., & Acevedo, H. (2014). *Bioenergy Technology Roadmap for Colombia*. Ferrara: Università degli Studi di Ferrara.
- Grupo Bancolombia. (25 de abril de 2017). *Proyecciones Económicas de mediano plazo*. Obtenido de <https://www.grupobancolombia.com>: <https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/capital-inteligente/investigaciones-economicas/publicaciones/tablas-macroeconomicos-proyectados>
- Hadli, J. (2013). Cero lagunas: una tecnología totalmente ecológica para el tratamiento de efluentes en las plantas de beneficio, asequible y rentable. *Palmas*, 34 N Especial, Tomo II, 155-159.
- Hernandez del Valle, A., & Martinez Garcia, C. (2007). Modelo de Opciones Reales y Aplicación al Mercado Petrolero. *El Trimestre Economico*, 329-348.
- IEA. (2015). *World Energy Outlook 2015*. Paris: International Energy Agency.

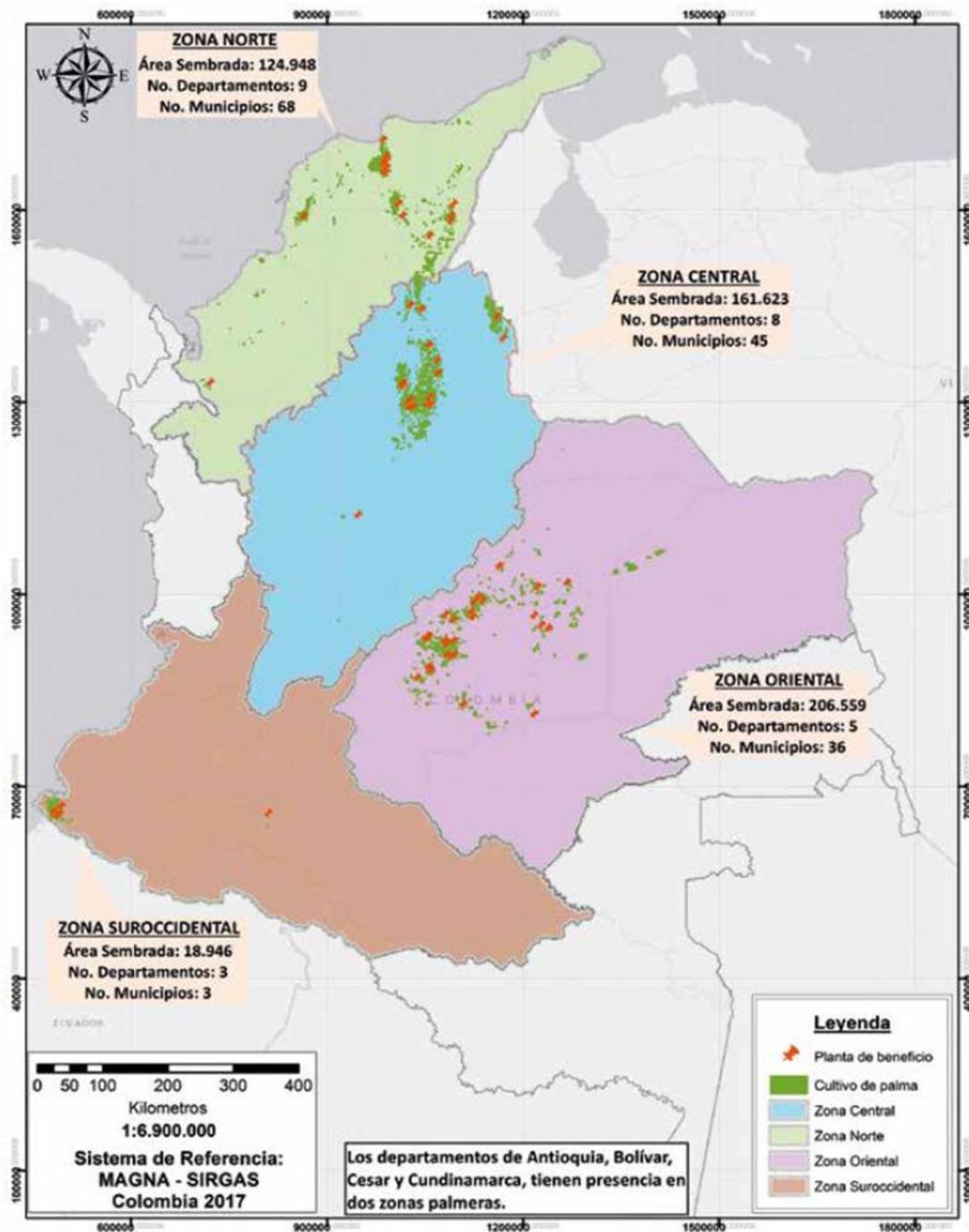
- IEA. (2017). *Key world Energy Statistics*. Obtenido de IEA:
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>
- IPSE. (2016). *www.ipse.gov.co*. Recuperado el 17 de 06 de 2016, de
<http://www.ipse.gov.co/informacion-institucional/ipse>
- IRENA. (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Biomass for Power Generation*. Bonn - Germany.
- Jenkins, B. (1997). A comment on the optimal sizing of a biomass utilization facility under constant and variable cost scaling. *Biomass & Bioenergy*, 1-9.
- Kenneth Skinner, R. (2009). How to Value Energy Assets using Real Options. *Natural Gas Electricity*, 3-8.
- Lip Theo, W., Shiun Lim, J., Shin Ho, W., Hashim, H., Tim Lee, C., & Abdul Muis, Z. (2017). Optimisation of oil palm biomass and palm oil mill effluent (POME) utilisation pathway for palm oil mill cluster with consideration of BioCNG distribution network. *Energy*(121), 865 - 883.
- Macias, A. M., & Andrade, J. (2013). *Estudio de Generación Eléctrica bajo escenario de cambio climatico*. Bogota: UPME.
- Madhumathi, R., & Vijay Parthasarathy, K. (2010). Real Options Analysis in Valuation of Commercial Projects: A Case Study. *Indian Institute of Technology Madras*.
- Maya Ochoa, C., Hernandez Betancur, J. D., & Gallego Múnera, O. M. (2012). *La Valoración de Proyectos de Energía Eólica en Colombia bajo el enfoque de Opciones Reales*. Bogota: Universidad Eafit.
- Mesa, J. (2013). Sostenibilidad Social del sector Palmero en Colombia. *Portafolio*.
- Minminas. (2016). *www.minminas.gov.co*. Recuperado el 17 de 06 de 2016, de
<https://www.minminas.gov.co/ministerio>
- Mott MacDonald. (2011). *Cost of low-carbon generation technologies*. London: Committee on Climate Change.
- Palmasana. (2016). *www.palmasana.org*. Recuperado el 19 de 06 de 2016, de
<http://www.palmasana.org/>
- Pinzón Mejía, G. A., & Rodríguez Suarez, J. R. (2000). *Project Finance*. Bogota: Universidad Javeriana.
- Ponce, F., Silva, E., Yáñez, E., & Castillo, E. (2008). Potencial de Cogeneración de Energía Eléctrica en la Agroindustria Colombiana de Aceite de Palma: Tres estudios de casos. *Palmas*, 59 - 72.

- Portafolio. (3 de Junio de 2015). *En Colombia se están financiando las energías renovables*. Obtenido de www.portafolio.co: <http://www.portafolio.co/economia/finanzas/colombia-financiando-energias-renovables-38612>
- Portafolio. (2015). *Palmicultores son capaces de producir energía*. *Portafolio*. Obtenido de <http://www.portafolio.co/economia/finanzas/palmicultores-son-capaces-producir-energia-30820>
- Procolombia. (2016). *Fondos de Capital Privado 2016*. Obtenido de <http://inviertaencolombia.com.co>: http://inviertaencolombia.com.co/images/Adjuntos/SECTOR_FONDOS_DE_CAPITAL_2016.pdf
- Procolombia. (19 de Septiembre de 2017). <http://www.inviertaencolombia.com.co>. Obtenido de <http://www.inviertaencolombia.com.co/como-invertir/impuestos.html>
- Rakic, B., & Radenovic, T. (2014). Real Options Methodology y Public-Private Partnership Projects Valuation. *Economic Annals*.
- Ramirez, N., Arévalo, A., & García, J. (2015). Inventario de la biomasa disponible en plantas de beneficio para su aprovechamiento y caracterización fisicoquímica de la tusa en Colombia. *Palmas*, 41-54.
- Rincon Hidalgo, M., & Cely Santos, J. (2013). Incorporar Opciones Reales para la Valoración de compañías de Exploración y Producción de Petróleo en Colombia. Bogotá: CESA.
- Seguí Salort, J. (2015). *Project Finance para una central de generación eléctrica por biomasa*. Madrid: ICADE Business School.
- Sociedad Colombiana de Ingenieros. (21 de Abril de 2017). *FENOGÉ. Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía*. Obtenido de <http://www.sci.org.co>: <http://www.sci.org.co/sci/FENOGÉ.-Fondo-de-Energias-Renovables-y-Gestion-Eficiente-de-la-Energia.news>
- Stich, J., Ramachandran, S., Hamacher, T., & Stimming, U. (2017). Techno-economic estimation of the power generation potential from biomass residues in Southeast Asia. *Energy*, 135, 930-942.
- SULZER. (18 de 09 de 2017). *SULZER*. Obtenido de <https://www.sulzer.com/es/Products-and-Services/Turbomachinery-Services/Engineering-and-Technical-Support/Lifetime-Assessments>
- Superservicios. (2016). www.superservicios.gov.co. Recuperado el 17 de 06 de 2016, de <http://www.superservicios.gov.co/Institucional/Nuestra-Entidad>

- Universidad de Antioquia. (2015). *Costos Nivelados de Generación de Electricidad en Colombia*. Medellín: Universidad de Antioquia.
- UPME. (2015). *Fundamentos para el Desarrollo de una política nacional de Bioenergía*. Bogota: UPME.
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogota: UPME.
- UPME. (2016). *Informe de avance proyectos de generación - Abril de 2016*. Bogota: UPME.
- UPME. (2016). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia 2016 - 2018*. Bogota: UPME.
- UPME. (2016). *www1.upme.gov.co*. Recuperado el 17 de 06 de 2016, de <http://www1.upme.gov.co/quienes-somos>
- UPME. (24 de Noviembre de 2017). *Informe de Registro de Proyectos de Generación*. Obtenido de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaWZlNWZkMGUzMmExMy00MDg0LTljODQtYWUxMjJmOThlMTc1IiwidCI6Ijg5NTAwZjZkLWJjZTk0NDgzNC1iNDQ2LTc0YjVmYjJjZjEwZSIsImMiOiQjh9>
- UPME. (2017). *Proyección de la demanda de Energía Eléctrica y Potencia máxima en Colombia - Revisión febrero 2017*. Bogota: UPME.
- World Bank. (2016). *ppp.worldbank.org*. Recuperado el 30 de 06 de 2016, de <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/financing/project-finance-concepts>
- WWF. (2010). *The Energy Report 100% Renewable Energy by 2050*. Switzerland.
- XM. (2015). *Transacciones del mercado mayorista*. Obtenido de Precio promedio de bolsa y contratos: <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/5-2-Precio-promedio-de-bolsa-y-contratos.aspx>
- XM. (2016). *Informe de Oferta y Generación - Abril de 2016*. Bogota.
- XM. (2016). *Transacciones del mercado mayorista*. Obtenido de precio promedio de bolsa y contratos: <http://informesanuales.xm.com.co/2016/SitePages/operacion/5-2-Precio-promedio-de-bolsa-y-contratos.aspx>
- XM. (2016). *www.xm.com.co*. Recuperado el 17 de 06 de 2016, de <http://www.xm.com.co/Pages/QuienesSomos.aspx>
- Zuluaga Guerrero, J. A., & Herkrath Sanclemente, J. C. (2014). *“Project Finance” Agroindustrial: viabilidad de una estructura que movilice capitales privados hacia proyectos de vocación agrícola a través de alianzas productivas, limitando el recurso contra los sponsors o patrocinadores*. Bogota: CESA.

13.ANEXOS

Anexo 1. Cultivos de Palma de Aceite en Colombia en 2016



Fuente: (Fedepalma, 2017)

Anexo 2. Tecnologías para generación energética

Basándonos en el informe realizado por IRENA (2012), se resaltan algunas de las tecnologías utilizadas para generación energética:

- **Combustión:** utilizan el ciclo rankine donde la biomasa es quemada en calderas de alta presión para generar vapor.
 - **Combustión directa:** corresponde a una tecnología bastante madura y ampliamente utilizada basada en la quema de la biomasa en la cámara de combustión.
 - **Co-firing:** en este tipo de plantas de generación se habilita la disponibilidad de incluir generación a partir de biomasa sólida y carbón, su principal ventaja es que la eficiencia en la generación de electricidad que en plantas de combustión dedicadas exclusivamente al uso de biomasa.
 - **CHP:** también llamada cogeneración, a través de la cual se genera electricidad y calor a partir de una fuente energética.
- **Gasificación:** para el aprovechamiento energético por gasificación, se busca generar gas a partir de la biomasa sólida, el cual puede ser usado en turbinas a gas que típicamente cuentan con una mayor eficiencia con respecto a las turbinas a vapor; este tipo de tecnologías están actualmente disponibles comercialmente, aunque se sigue paralelamente en fase de investigación y desarrollo.
- **Digestión Anaeróbica:** A través de la cual se produce biogás a partir de fuentes con contenido de biomasa, dicho biogás puede entonces ser utilizado en turbinas a gas para generación eléctrica.