UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

ESTUDIO PARA LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

Autores

Sergio Efraín Botía Mendivelso

César Andrés González Santacruz

Tutor

Ing. Esp. Alvaro Hernán Jiménez Rojas

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

Especialización en Gestión de Proyectos de Ingeniería

Facultad de Ingeniería

Bogotá, Colombia

marzo de 2019

Contenido

Palabras Clave 9

Introducción 11

1. METODOLOGÍA DEL MARCO LÓGICO 12

1.1 Identificación del proyecto 12

1.2 Análisis del problema 13

1.2.1 ¿Por qué razón no se aprovecha el gas de extracción como recurso energético? 13

1.2.2 Quema de gas de desecho en el mundo (gas flaring) 14

1.3 Análisis de involucrados 16

1.4 Árbol de problemas 17

1.5 Análisis de objetivos 17

1.6 Árbol de objetivos 18

1.7 Acciones e identificación de alternativas 19

1.8 Análisis de alternativas para selección de la solución óptima 20

1.9 Estructura analítica del proyecto 22

1.10 Matriz de marco lógico 22

2. ANÁLISIS DEL MERCADO 25

2.1 Análisis de mercado del sector petrolero 26

2.1.1 Comportamiento histórico de la producción de crudo en Colombia 26

2.1.2 Comportamiento histórico del gas quemado en Colombia 30

2.1.3 Análisis de consumo de energía eléctrica 33

2.1.4 Análisis de precio 34

3. ESTUDIO OPERATIVO 34

3.1 Técnicas actuales empleadas para el quemado de gases en instalaciones de exploración y producción petrolera en Colombia. 34

3.2. Proceso de generación de energía eléctrica a partir del gas quemado en las teas 35

3.4 Localización del proyecto 37

3.4 Tamaño del mercado..... 39

3.1.1 Disponibilidad de materia prima..... 39

3.1.2 Tamaño de la planta 39

3.1.3 Equipos de generación 40

3.1.4 Análisis capacidad productiva de la planta 43

4. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO..... 45

4.1 Lineamientos estratégicos del proyecto 45

4.1.1 Escenario I 45

4.1.2 Escenario II 47

4.2 Riesgos 48

4.3 Análisis de riesgos..... 51

5. ESTUDIO ADMINISTRATIVO..... 53

5.1 Estudio ambiental 53

5.1.1 Marco legal e institucional que rige los estudios de impacto ambiental..... 53

5.1.2 Factores ambientales a ser evaluados..... 55

5.1.3 Identificación y priorización de los impactos ambientales 57

5.1.4 Calificación y cuantificación de los impactos ambientales en la zona del proyecto 57

5.2 Organización del recurso humano 63

6. ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO..... 65

6.1 Escenarios de implementación 65

6.1.1 Escenario I 66

6.1.2 Escenario II 68
6.2 Financiamiento de la inversión 70
6.3 RESUMEN DE ÍNDICES FINANCIEROS 72
6.4 SENSIBILIDAD 76
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 79
7.1 CONCLUSIONES 79
7.2 RECOMENDACIONES 79
8. REFERENCIAS 81
9. Anexos 84

Contenido de tablas:

Tabla 1. Top 10 de países con quema de gas en campos de producción petrolera (Gas flaring). Fuente: Gas flaring reduction Project. Banco mundial 2018. 15
Tabla 2. Análisis de participación. 16
Tabla 3. Análisis cualitativo de alternativas. 20
Tabla 4. Presupuesto de un proyecto de generación de energía solar en Colombia. 20
Tabla 5. Análisis cuantitativo de alternativas. 21
Tabla 6. Matriz de marco lógico. 25
Tabla 7. Resumen empresas productoras y producción diaria en barriles de crudo en Colombia. Fuente: Elaboración propia. Estadísticas empresas productoras y producción diaria en barriles de crudo en Colombia ANH 2018. 28
Tabla 8. Resumen empresas productoras con quema de gas en Colombia. 31
Tabla 9. Datos quema de gas campo Cupiagua en Aguazul Casanare - Colombia. 32
Tabla 10. Comparación entre sistemas de generación con similar potencia. 40
Tabla 11. Especificaciones técnicas de las microturbinas de la empresa Lucid Energy. .. 40
Tabla 12. Energía generada al año para los dos proyectos de generación. 43
Tabla 13. Ponderación de actividades del proyecto para el escenario I. 46
Tabla 14. Ponderación de actividades del proyecto para el escenario 2. 47
Tabla 15. Nomenclatura de evaluación de riesgos. 48
Tabla 16. Evaluación de riesgos del proyecto. 50
Tabla 17. Factores legales implicados en el proyecto. 54
Tabla 18. Factores ambientales. 55
Tabla 19. Acciones consideradas en las fases de construcción, operación y abandono. . 56
Tabla 20. Criterios de valoración del impacto. 58
Tabla 21. Matriz de evaluación de impactos durante las fases del proyecto. 59
Tabla 22. Total de impactos durante la fase de construcción. 60
Tabla 23. Total de impactos durante la fase de operación. 61
Tabla 24. Total de impactos durante la fase de abandono. 62
Tabla 25. Personal requerido para el proyecto. 64
Tabla 26. Descripción de escenarios a implementar. 65

Tabla 27. Evaluación valor del proyecto para el escenario I con base en precios de Ecopetrol S.A. 66
Tabla 28. Tarifas del kilovatio-hora para el escenario I determinados por Enerca S.A. ESP *Inversión inicial. 68
Tabla 29. Evaluación valor del proyecto para el escenario II con base en precios de Ecopetrol S.A. 68
Tabla 30. Tarifas del kilovatio-hora para el escenario II determinados por Enerca S.A. ESP 70
Tabla 31. Tabla de amortización de la inversión. 72
Tabla 32. Resumen de índices financieros. 73
Tabla 33. Resumen de índices financieros. 75
Tabla 34. Ajuste del valor del kilovatio-hora 76
Tabla 35. Resumen de indicadores financieros en los dos escenarios 76
Tabla 36. Especificaciones técnicas Motor-Generador a gas DG 60-2 86

Contenido de gráficas:

Gráfica 1. Árbol de problemas del proyecto de generación distribuida. 17
Gráfica 2. Árbol de objetivos del proyecto de generación distribuida. 19
Gráfica 3. Estructura analítica del proyecto. 22
Gráfica 4: Producción de crudo historica Anual - Miles BPDC 26
Gráfica 5. Distribución de empresas productoras y producción diaria en barriles de crudo en Colombia. Fuente: Elaboración propia, tomado de distribución de empresas productoras y producción diaria en barriles de crudo en Colombia en 2018. Agencia Nacional de Hidrocarburos. 28
Gráfica 6. Departamentos con mayor potencial de extracción de hidrocarburos en Colombia. 29
Gráfica 7. Producción de gas en campos petroleros y cantidad de gas quemado..... 30
Gráfica 8. Distribución de empresas productoras y cantidad de gas quemado al día en millones de pies cúbicos al día en Colombia. Fuente: Elaboración propia empresas productoras con quema de gas en Colombia ANH 2018..... 31
Gráfica 9. Producción de gas y cantidad de gas quemado en el campo de Cupiagua. 32
Gráfica 10. Consumo de energía eléctrica en Casanare. 33
Gráfica 11: Esquema de un sistema de quemado de gases 35
Gráfica 12. Proceso de generación de energía a partir del aprovechamiento de gas quemado..... 36
Gráfica 13. Producción de energía al año para los dos proyectos de generación. 44
Gráfica 14. Curva S de control del proyecto para el escenario 1. 46
Gráfica 15. Curva S de control del proyecto para el escenario 2. 47
Gráfica 16. Impactos generados durante la fase de construcción. 60
Gráfica 17. Impactos generados durante la fase de operación. 61
Gráfica 18. Impactos generados durante la fase de abandono. 62
Gráfica 19. EBITDA en pesos para los escenarios I y II. 73
Gráfica 20. TIR para el escenario I y II. 74
Gráfica 21. Relación beneficio /costo para los escenarios I y II. 74
Gráfica 22. Tiempo de recuperación de la inversión. 75
Gráfica 23. Comportamiento EBITDA E1-E2 en periodo de 8 años. 77

Gráfica 24**.** Tasa Interna de Retorno EI-EII. 78
Gráfica 25. Tiempo de recuperación de la inversión. 78
Gráfica 26. Turbina para tuberías de agua de la empresa LucidPipe™..... 84

Contenido de imágenes:

Imagen 1. Principales países con quemas de gas en el mundo año 2017. 15
Imagen 2. CPF Cupiagua, Aguazul Casanare. Fuente: Archivo particular -Ecopetrol. 38
Imagen 3. Mapa de estaciones de hidrocarburos en Colombia. Fuente: Ecopetrol S.A. https://www.ecopetrol.com.co/english/documentos/infraestructura_petrolera_2017.pdf... 39
Imagen 4. Esquema de instalación de turbinas LucidPipe en serie. 41
Imagen 5. Plano de proceso proyecto piloto con turbinas de agua en estación de hidrocarburos..... 42
Imagen 6. Generador a gas CAT DG 60-2. 42
Imagen 7. Ubicación del proyecto en la planta modular. 87

PALABRAS CLAVE

Cogeneración: Procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil. (EUROPE, s.f.)

Gas flaring: Término usado mundialmente para la combustión de gas utilizado en plantas industriales como refinerías de petróleo, plantas químicas, y sitios de producción de petróleo o plataformas de gas y rellenos sanitarios. (Controls, 2000)

Purga: Su objetivo es evitar la presión excesiva y la formación de una mezcla explosiva aire/gas combustible en instalaciones de gas. (Metrogas, s.f.)

Tea de producción: Termino general para dispositivo o sistema usado para disponer de manera segura gases de alivio de una manera ambientalmente correcta por medio del uso de combustión. (Garzón, 2013)

Turbina: Máquina que consiste en una rueda en el interior de un tambor provista de paletas curvas sobre las cuales actúa la presión de un fluido haciendo que esta gire

Generador eléctrico: Máquina capaz de transformar la energía mecánica en energía eléctrica.

Decantación: Procedimiento para separar dos sustancias mezcladas, una líquida de otra que no lo es o dos líquidos inmiscibles (agua y aceite) mediante el vertido de la más densa. (quimico, s.f.)

Agua de producción: Agua que se produce junto con el petróleo y el gas. Los yacimientos de petróleo y gas tienen capas con agua natural (agua formada) que yace debajo de los hidrocarburos. (Kazner, 2016)

Agua de reinyección: Agua de producción usualmente utilizada para crear presión en los pozos de extracción o reinyectar en el subsuelo para evitar contaminación. (Ecopetrol, 2014)

Oleoducto: Tubería para la conducción de petróleo desde el lugar de producción hacia el embarque o desde el lugar de descarga al lugar de refinado. (Ecopetrol, 2014).

Generación distribuida: Generación de energía eléctrica por medio de pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles a las cargas. (Ecopetrol, 2014).

Estación de producción: Estación para separar a las presiones óptimas los fluidos del pozo en petróleo, gas y agua, para el posterior tratamiento de los hidrocarburos. (Petróleo, 2015)

Crudo: Mezcla de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua, también es conocido como oro negro, petróleo crudo o simplemente crudo. (Ecopetrol, 2014).

Combustión incompleta: Relación incompleta de combustible y comburente, produce monóxido de carbono (CO), un gas con mayor impacto ambiental y más tóxico que el dióxido de carbono (CO_2). (Salvi, s.f.)

INTRODUCCIÓN

En los procesos de explotación y producción de hidrocarburos, el petróleo se extrae junto con gas licuado de petróleo (GLP), agua y otros productos, en seguida se realizan procesos de separación por decantación y ventilación en tanques de almacenamiento. El petróleo es transportado como producto final por oleoductos o carrotanques hacia las refinerías o estaciones de producción, el gas que no se comercializa, es desechado a la atmósfera o incinerado en quemas rutinarias en el sitio de extracción mediante torres llamadas teas, dada su baja rentabilidad, especialmente en zonas donde no hay gasoductos ni otra infraestructura para el transporte del gas.

También como se menciona en el primer párrafo, en el tratamiento del crudo se extraen grandes volúmenes de agua, los cuales son dirigidos por tuberías a sistemas de tratamiento de agua de producción, luego de su tratamiento son reinyectadas o llevadas a piscinas a grandes presiones para darles disposición final. El gas de desecho en los campos de producción colombianos se genera en grandes cantidades, las cuales se están desperdiciando sin beneficio alguno. Este proyecto contempla el uso de éste recurso como combustible y de la presión de las tuberías de extracción de agua para la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, los cuales tienen la necesidad de satisfacer la demanda eléctrica en los procesos asociados a la separación o tratamiento, donde no existe acceso al SIN y se genera electricidad mediante métodos alternativos.

Es por esto que se evaluará un sistema de aprovechamiento de gases de desecho mediante un generador alimentado por gas, y sistemas de generación eléctrica a través de turbinas acopladas en tuberías del sistema de agua de producción que permitan la generación distribuida y la cogeneración de energía eléctrica en las estaciones de tratamiento y almacenamiento de crudo, la cual buscará suplir las necesidades de servicios auxiliares de las plantas de extracción petrolera en Colombia.

El documento está organizado en siete secciones, en la primera sección se realiza el marco lógico la identificación de la problemática en la que se centra el objeto del desarrollo del proyecto, su justificación, hipótesis y orientación de objetivos, en la segunda sección se presenta el análisis de mercado donde se desarrolla el estudio fáctico del proyecto, la

tercera parte contiene el modelo del proyecto, desarrollado a partir del estudio técnico, la cuarta parte se encuentra la planificación del proyecto, la quinta parte se hace el estudio administrativo y ambiental, la sexta parte en el análisis estudio financiero y por último en la sección siete las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

1. METODOLOGÍA DEL MARCO LÓGICO

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El gas producido en los tanques de ventilación y almacenamiento de crudo en las estaciones de procesamiento de hidrocarburos, comúnmente es desechado en la atmósfera mediante las teas de producción, siendo éste incinerado para no perjudicar totalmente el medio ambiente impactando negativamente al ecosistema (deterioro de la calidad del aire, visual y térmica). Este gas contiene gran cantidad de metano, el cual aún se puede aprovechar para cogeneración de energía eléctrica.

Además del gas, en las estaciones de tratamiento y almacenamiento existen fuentes de energía cinética que podrían permitir generar energía eléctrica, dentro de estas fuentes se encuentra el mismo gas, o las aguas extraídas de los pozos que pasan a los sistemas de tratamiento de agua de producción.

Éste proyecto busca la viabilidad de un sistema de generación distribuida en la estación CPF Cupiagua en Aguazul Casanare, aprovechando el recurso de gas quemado en las teas de producción y de la energía cinética contenida en las tuberías de transporte de agua de reinyección para generar energía eléctrica y abastecer las plantas de extracción que no pertenecen al SIN[1].

Para Ecopetrol, a pesar de los esfuerzos por minimizar el impacto ambiental siempre se producen emisiones de gas hacia la atmósfera a través del proceso de extracción, cuando

[1] Sistema Interconectado Nacional

los equipos de una planta de extracción se ven sometidos a sobrepresiones la válvula se abre automáticamente (purga), liberando gas y líquidos inflamables, los cuales anteriormente eran liberados directamente a la atmósfera en un proceso denominado venteo, (Ecopetrol, 2014, p.10) pero a partir de la reglamentación de este proceso y la promulgación de la Ley 99/93 y el decreto 1753/94 por su alto nivel de contaminación, ahora son incinerados disminuyendo notablemente la contaminación, pero esta técnica acarrea también otros problemas derivados como radiación térmica, lumínica, toxicidad y mal olor además de la contaminación por combustión incompleta. (Ministerio de Ambiente, 1997)

1.2 ANÁLISIS DEL PROBLEMA

El gas de desecho extraído en el proceso de extracción petrolera causa problemas de contaminación ambiental, auditiva y lumínica, además de desperdiciar un recurso energético valioso que se puede utilizar para la cogeneración de energía eléctrica, mediante la combustión del gas para alimentar un generador eléctrico de éste tipo que puede proveer el autoconsumo de la planta de extracción. Además, también aprovechar la presión generada por las tuberías de transporte de agua hacia los tanques de decantación, para instalar turbinas comerciales generadoras de energía eléctrica diseñadas para este fin, que ayudarían a disminuir el exceso de presión, pero, ¿por qué en Colombia no se aprovecha éste valioso recurso?

1.2.1 ¿Por qué razón no se aprovecha el gas de extracción como recurso energético?

La quema de gas asociada a la extracción de petróleo, se produce por diversas limitaciones técnicas o causas económicas o por motivos de seguridad:

a) Por no existir instalaciones de gasoductos.
b) Por tratarse de pozos aislados.
c) Por tratarse de un gas con contenido de sustancias inertes nocivas al consumo (Dióxido de carbono CO_2 Y Sulfuro de hidrógeno SH_2).
d) Despilfarro del gas natural por el intento del aprovechamiento exclusivo del petróleo.

Hoy en día casi todo el mundo considera que esta práctica es un despilfarro de recursos valiosos, así como una fuente significativa de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), además provoca la emisión de más de 350 millones de toneladas de CO_2 al año, así como emisiones de metano sin quemar y carbono negro, de efectos altamente nocivos. También constituye un considerable desperdicio de recursos energéticos que el mundo no puede permitirse. (Zamora A. C. y Ramos J. Universidad Central de Venezuela. 2009)

Actualmente solo se aprovecha una fracción del gas extraído de los yacimientos petroleros en procesos como generación de calor para tareas internas, el resto es incinerado por costos ya que en ocasiones es más económico desecharlo, que fabricar la infraestructura para almacenarlo o comercializarlo (Ed Kashi, 2014, p.1).

1.2.2 Quema de gas de desecho en el mundo (gas flaring)

Miles de millones de metros cúbicos de gas natural se queman anualmente en los sitios de producción de petróleo en todo el mundo (ver Imagen 1). El gas de combustión desperdicia un recurso energético valioso que se podría utilizar para apoyar el crecimiento económico y el progreso. También contribuye al cambio climático al liberar millones de toneladas de CO_2 a la atmósfera. Durante la producción de petróleo, el gas natural asociado se quema cuando las barreras para el desarrollo de los mercados de gas y la infraestructura de gas impiden su uso. (The World Bank Group. Annual report. 2018)

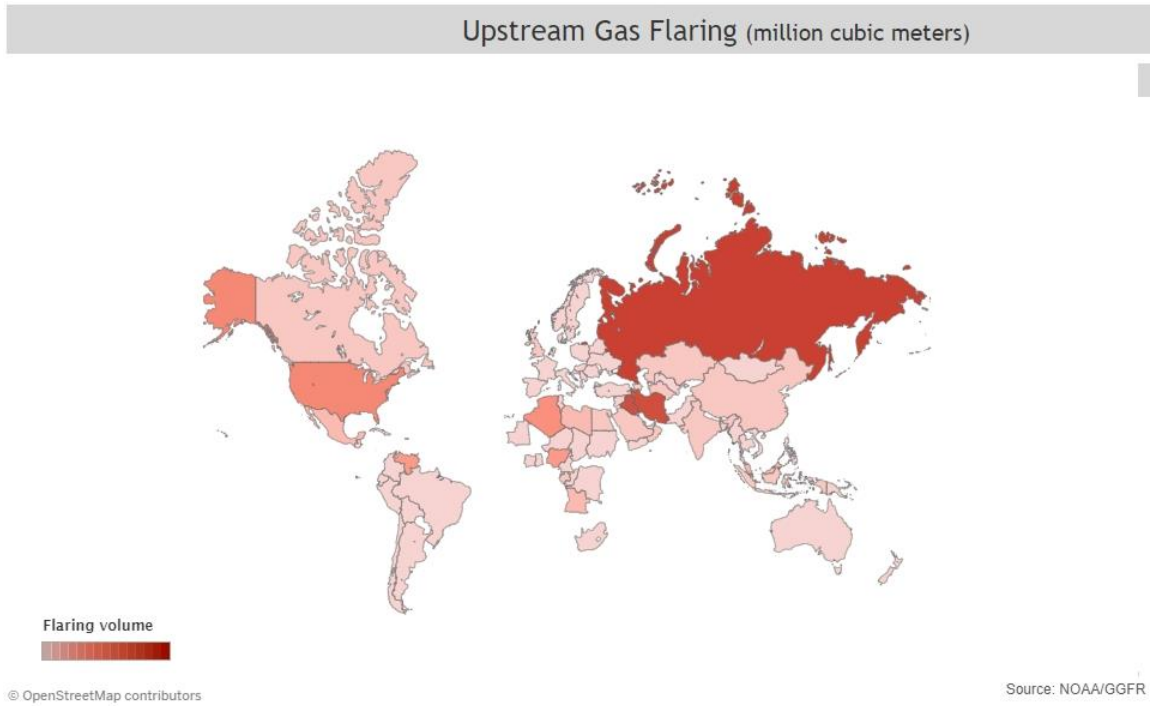


Imagen 1. Principales países con quemas de gas en el mundo año 2017.

Fuente: Banco mundial. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7

También a finales de 2017, 10 países realizaban el 72% del quemado, y 20 países, el 86 %. Los 10 países que a finales de 2017 más gas quemaban en teas eran (en orden decreciente): Rusia (27%), Irak (11%), Irán (8%), Estados Unidos (5%), Argelia (4%), Nigeria (3%), Venezuela (3%), Libia (3 %), Angola (3%) y México (3%), como se puede observar en la Tabla 1:

Top	País	2013 bcm	2014 bcm	2015 bcm	2016 bcm	2017 bcm	2016-17 Cambio en % bcm	2013-17 Cambio en % bcm
1	Russia	19.9	18.3	19.6	22.4	19.9	-2.5	0.0
2	Iraq	13.3	14.0	16.2	17.7	17.8	0.1	4.6
3	Iran	11.1	12.2	12.1	16.4	17.7	1.3	6.6
4	United States	9.2	11.3	11.9	8.9	9.5	0.6	0.3
5	Algeria	8.2	8.7	9.1	9.1	8.8	-0.3	0.6
6	Nigeria	9.3	8.4	7.7	7.3	7.6	0.3	-1.7
7	Venezuela	9.3	10.0	9.3	9.3	7.0	-2.4	-2.3
8	Libya	4.1	2.9	2.6	2.4	3.9	1.6	-0.2
9	Angola	3.2	3.5	4.2	4.5	3.8	-0.7	0.6
10	Mexico	4.3	4.9	5.0	4.8	3.8	-1.0	-0.5

Tabla 1. Top 10 de países con quema de gas en campos de producción petrolera (Gas flaring). Fuente: Gas flaring reduction Project. Banco mundial 2018.

1.3 ANÁLISIS DE INVOLUCRADOS

Para dimensionar la participación de las personas y entidades implicadas en el proyecto se desarrolla un análisis específico como se evidencia en la Tabla 2, en ella se muestra que los principales beneficiarios serán los habitantes de los caseríos aledaños al CPF Cupiagua, quienes podrán ver mitigado los problemas asociados a la contaminación por la combustión de gases de desecho en las teas de producción.

También se verá directamente involucrado Ecopetrol S.A. ya que es la entidad encargada de la explotación del crudo en esta Central de Procesamiento y la implementación de éste proyecto ahorrará en gastos asociados al consumo energético. El Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Ambiente son entes gubernamentales que están involucrados por expedir y regular las normas, decretos y leyes que regulan el proceso de extracción y los niveles permitidos de emisiones en territorio nacional.

Análisis de participación			
Beneficiarios directos	Beneficiarios indirectos	Excluidos/ neutrales	Perjudicados/ oponentes potenciales
Habitantes de los caseríos aledaños al CPF Cupiagua en Aguazul Casanare, debido a la disminución de la contaminación.	Empresas extractoras de hidrocarburos en Colombia, debido a la posible implementación del proyecto en otras CPF.	El Ministerio de Minas y Energía.	Habitantes de los caseríos aledaños al CPF Cupiagua en Aguazul Casanare, debido al desconocimiento del proyecto.
Residentes del municipio de Aguazul Casanare, por la mitigación de las consecuencias de la quema de gases de desecho.	Personal involucrado en la construcción y mantenimiento, debido a la generación de empleos directos e indirectos.	La Agencia Nacional de Hidrocarburos.	
Ecopetrol S.A. por los beneficios económicos en ahorro en compra de energía al distribuidor local.	Empresas proveedoras de recursos e insumos para la implementación del proyecto.	El Ministerio de Ambiente.	

Tabla 2. Análisis de participación.

Fuente: Autores, obtenido de: Ortegón, E., Pacheco, J. F., & Prieto, A. (2005). Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas. Santiago de Chile: Naciones Unidas CEPAL (Ortegón, Pacheco, & Prieto, 2005.

1.4 ÁRBOL DE PROBLEMAS

La finalidad del árbol de problemas es identificar problema que se pretende solucionar identificando las principales causas y por cada causa definir una consecuencia que este directamente relacionada como se puede observar en la Gráfica 1; básicamente el desperdicio de recurso energético en la CPF Cupiagua, cuyo problema central es el desaprovechamiento de potencial energético y la contaminación producto de la quema de gases de desecho.

Gráfica 1. Árbol de problemas del proyecto de generación distribuida.

Fuente: Autores, obtenido de: Ortegón, E., Pacheco, J. F., & Prieto, A. (2005). Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas. Santiago de Chile: Naciones Unidas CEPAL (Ortegón, Pacheco, & Prieto, 2005.

1.5 ANÁLISIS DE OBJETIVOS

- Aprovechar el recurso de gas quemado en la CPF Cupiagua en Aguazul Casanare para generar energía mediante un generador a gas, además también aprovechar el potencial cinético de las tuberías de reinyección de agua para generar energía.
- Mitigar las consecuencias derivadas de la combustión intensiva de gas en las teas de producción.

- Disminuir los costes parcial o totalmente por la compra de energía en la planta de producción, mediante la generación distribuida aprovechando los recursos generados.

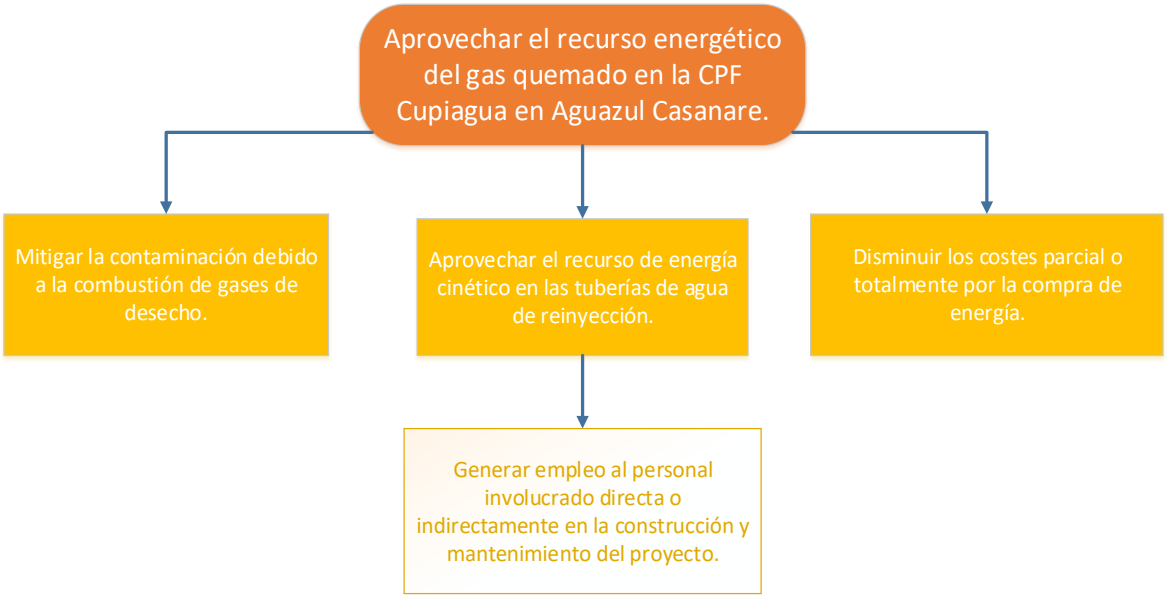
1.6 ÁRBOL DE OBJETIVOS

En esta sección se define la manera en que se le pueden obtener beneficios planteando soluciones a las causas descritas en el árbol de problemas; de esta manera se puede observar en la gráfica 2 el objetivo principal y los objetivos específicos del proyecto:

- Aprovechar el recurso energético del gas quemado en las teas del CPF Cupiagua en Aguazul Casanare.

a) Mitigar la contaminación por combustión de gases de desecho.
b) Aprovechar el recurso energético de las tuberías de reinyección de agua.
c) Disminución de costos energéticos parciales o totales en la CPF Cupiagua.

Para finalizar, la implementación del proyecto generará empleos directos e indirectos en el municipio de Aguazul Casanare debido a su cercanía a la zona del proyecto.



Gráfica 2. Árbol de objetivos del proyecto de generación distribuida.
Fuente: Autores, obtenido de: Ortegón, E., Pacheco, J. F., & Prieto, A. (2005). Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas. Santiago de Chile: Naciones Unidas CEPAL (Ortegón, Pacheco, & Prieto, 2005

Como se puede observar en la definición del árbol de objetivos, se describe la situación futura a la que se desea llegar una vez se han resuelto los problemas. Se convierte los estados negativos del árbol de problemas (ver gráfica 1) en soluciones, expresadas en forma de estados positivos, para el objetivo central que es el aprovechamiento de los gases de desecho se desprenden 3 beneficios asociados que son la disminución en la contaminación, el aprovechamiento de energía no utilizada y la disminución de costos derivados del consumo de energía eléctrica, adicionalmente la generación de empleo debido a las diferentes etapas de implementación y funcionamiento del proyecto.

1.7 ACCIONES E IDENTIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS

El objetivo principal del proyecto de aprovechamiento de gases de desecho y generadores en tuberías de reinyección de agua, es el aprovechamiento de recurso y energía desperdiciados, lo cual conlleva a una disminución de niveles de contaminación y ahorro energético. El proceso actual se lleva a cabo sin contemplar éste ahorro por lo cual no requiere alternativas para llevar a cabo un fin específico, sin embargo, se plantean alternativas para lograr el objetivo principal del proyecto, como se puede observar en la Tabla 3 de análisis cualitativo de alternativas.

Análisis cualitativo de alternativas		Costo	Tiempo de implementación	Impacto ambiental	Impacto social
Alternativas de generación eléctrica	Implementación de proyecto de generación eólico.	Medio	Alto	Positivo	Nulo
	Implementación de proyecto de generación fotovoltaica.	Alto	Medio	Positivo	Nulo
	Instalación de filtros de gases.	Bajo	Bajo	Positivo	Positivo

Alternativas de mitigación contaminante	Disminución de quema de gases de desecho.	Alto	Alto	Positivo	Positivo
Proyecto de aprovechamiento de gases de desecho y generadores en tuberías de reinyección de agua.		Alto	Medio	Positivo	Positivo

Tabla 3. Análisis cualitativo de alternativas.

Fuente: Autores, obtenido de: Ortegón, E., Pacheco, J. F., & Prieto, A. (2005). Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas. Santiago de Chile: Naciones Unidas CEPAL (Ortegón, Pacheco, & Prieto, 2005

1.8 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN ÓPTIMA

Los tiempos y costes estimados para la valoración del análisis cualitativo de alternativas definido en la Tabla 4 se definieron por costos y tiempos de proyectos de generación alternativa de similar potencia ya implementados en Colombia.

Según un estudio realizado en 2017 sobre los costos de implementación de un proyecto de energía solar de 60 KVa por Corporación Autónoma Regional, (CORNARE) entidad que pertenece al Ministerio de Ambiente se obtuvieron los costos totales asociados al proyecto y se plasman a continuación.

Ítem	Subtotal
Paneles solares + Inversores	$186.673.075
Estructura de soporte	$24.570.000
Cableado, protecciones, tableros y puesta a tierra	$17.803.335
Instalación y mano de obra	$16.560.514
Ingeniería y administración del proyecto	$13.203.057
Total sin IVA	$258.809.981,29

Tabla 4. Presupuesto de un proyecto de generación de energía solar en Colombia.

Fuente: Autores, obtenido de: Senergysol/ CORNARE 2017 https://www.cornare.gov.co/Memorias/PresentacionesSectorHotelero/Cornare-Energia-Solar.pdf

Según la publicación del costo de la energía renovable para 2015 de la revista Dinero[2], se cita textualmente: "*Según la publicación especializada Nature Climate Change, la energía eólica cuesta casi dos veces menos que aquella electricidad renovable obtenida directamente a partir de la radiación solar… Los autores concluyeron que la energía fotovoltaica les costó 2,2 a 4,5 veces más que la energía del viento, y que la diferencia de costos entre las dos tecnologías se mantendría por lo menos hasta 2020*"

Según esta apreciación se estimó los valores aproximados para los proyectos de generación eólica y fotovoltaica para realizar el análisis cualitativo de la tabla 5.

Análisis cuantitativo de alternativas		Costo	Tiempo de implementación	Ahorro energético	Total
Alternativas de generación eléctrica	Implementación de proyecto de generación eólico.	3	4	2	9
	Implementación de proyecto de generación fotovoltaica.	4	3	3	10
Alternativas de mitigación contaminante	Instalación de filtros de gases.	2	2	0	4
	Disminución de quema de gases de desecho.	4	4	0	8
Proyecto de aprovechamiento de gases de desecho y generadores en tuberías de reinyección de agua.		4	3	4	11

Tabla 5. Análisis cuantitativo de alternativas.

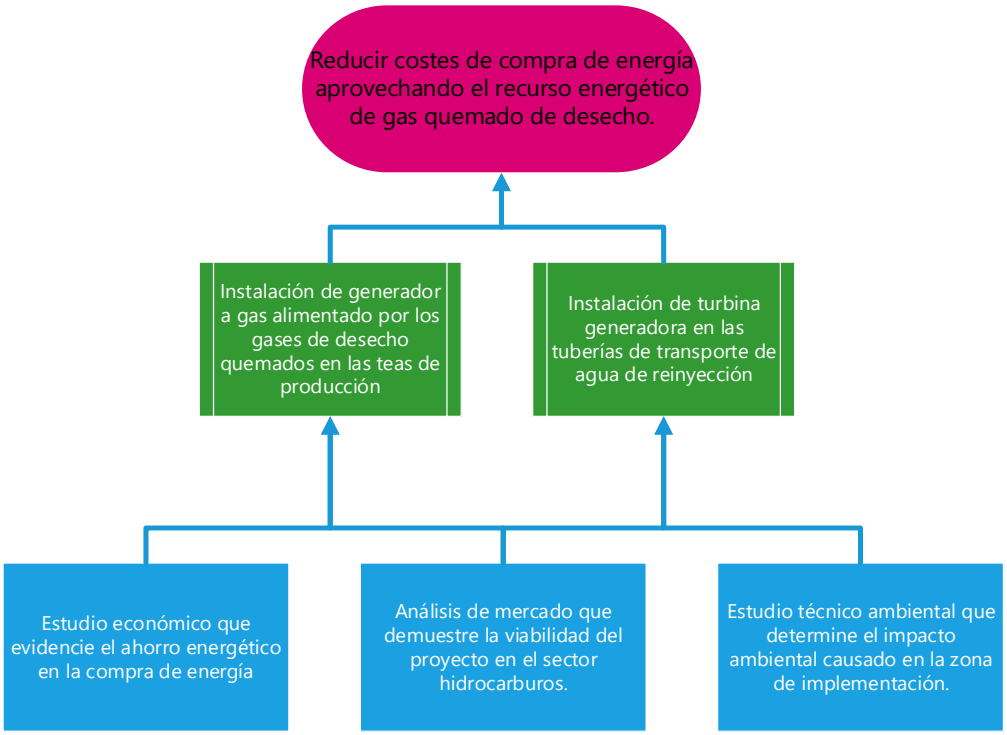
Fuente: Autores, obtenido de presupuesto de un proyecto de generación fotovoltaica de 60KVa: Senergysol/ CORNARE 2017

En la tabla 5, se asignó un puntaje para el análisis cuantitativo según los costos, tiempo de implementación y ahorro energético para cada opción de viable al proyecto de generación de energía eléctrica alimentado por gases de desecho y generadores en tuberías de reinyección de agua, después de se sumó total, haciendo más viable el proyecto a las demás alternativas presentadas.

[2] https://www.dinero.com/pais/articulo/el-costo-energia-eolica/209799

1.9 ESTRUCTURA ANALÍTICA DEL PROYECTO

Para la estructura analítica de la gráfica 3 se definen algunas actividades pertinentes, enfocadas a apoyar los propósitos antes descritos, donde se destaca que la mayor intervención está planteada sobre la infraestructura de generación, por las dos alternativas de generación a gas e hidráulica, que será apoyada previamente por los estudios económicos, técnico y estudios de mercado, la realización de la respectiva implementación de la obra junto a los equipos de medición y control.



Gráfica 3. Estructura analítica del proyecto.
Fuente: Autores, obtenido de: Ortegón, E., Pacheco, J. F., & Prieto, A. (2005). Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas. Santiago de Chile: Naciones Unidas CEPAL (Ortegón, Pacheco, & Prieto, 2005

1.10 MATRIZ DE MARCO LÓGICO

A continuación, en la Tabla 6 se describe las actividades del marco lógico para facilitar el proceso de conceptualización, diseño y ejecución del proyecto. Su propósito es brindar

estructura al proceso de planificación y de comunicar información esencial relativa al proyecto.

FIN			
Resumen de objetivos	**Indicadores**	**Medios de verificación**	**Supuestos**
Aprovechar los gases de desecho producidos en el proceso de extracción petrolera.	En 2017 se quemaron alrededor de 141.000 millones de metros cúbicos de gas natural en el mundo y en Colombia alrededor de 1.45 millones de m^3, según datos de la ANH para 2018.	Los datos del gas quemado en el mundo son tomados del Banco Mundial correspondientes al año 2018. Los datos del gas quemado en Colombia son tomados de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para el año 2018.	La quema de gas provoca desperdicio del recurso energético y contaminación atmosférica.
Autoabastecer y reducir los costos asociados al consumo energético del CPF Cupiagua en Aguazul Casanare.	Con el aprovechamiento de los gases de desecho y la energía contenida en la tubería de agua de reinyección se podría generar 75Kwh y ahorrar USD 69.602 al año en costos de energía.	Según estudios propios basados en la tabla de precios del 2018 del proveedor local de energía en el sitio del proyecto.	Actualmente la energía consumida en la CPF Cupiagua le cuesta alrededor de USD 350.000 al año a Ecopetrol S.A.
Mitigar el impacto ambiental producido por la quema de gases en las teas de producción.	Para 2018 la quema de gas en el mundo provoca la emisión de más de 350 millones de toneladas de CO_2 al año y en Colombia aproximadamente 3.6 millones de toneladas de CO_2 al año.	Según datos del Banco Mundial para al año 2018 y estudios realizados por Ecopetrol S.A. y el Ministerio de Ambiente.	La quema de gas provoca radiación térmica, lumínica, toxicidad y mal olor además de la producción de gases tóxicos por combustión.
PROPÓSITO			
Resumen de objetivos	**Indicadores**	**Medios de verificación**	**Supuestos**
Se aprovechan los gases de desecho y la energía contenida en la tubería de agua de	Mediante la implementación del sistema de aprovechamiento, se	Los equipos implementados son capaces de generar la potencia requerida.	Actualmente la planta compra la energía mediante el proveedor de energético local, lo

reinyección producidos en la CPF Cupiagua en Aguazul Casanare.	producen alrededor de 55Kwh que son suficientes para autoabastecer la planta de extracción		cual genera costos adicionales.
Mediante la implementación del proyecto se logra el impacto ambiental producido por la quema de gases en las teas de producción.	Se logra reducir el aporte de dióxido de carbono en aproximadamente 1800 toneladas de CO_2 al año.	Según datos de estudios realizados por Ecopetrol S.A. y el Ministerio de Ambiente.	Se produce una gran disminución de la producción de hidrocarburos en la CPF de extracción.
COMPONENTES			
Resumen de objetivos	**Indicadores**	**Medios de verificación**	**Supuestos**
Instalación de planta de generación alimentada por gas además de los generadores en las tuberías de reinyección.	Implementación de obras generales, obras civiles, obras mecánicas, obras de instrumentación y obras eléctricas.	Inspecciones en sitio de la obra por parte de los coordinadores del proyecto, verificación de tiempos de entrega estimados.	Se suspenda o se vea afectado el alcance del proyecto, atraso en los procesos constructivos, flujo económico y sobrecostos del proyecto, daño de equipos por mal embalaje y almacenamiento, temas culturales y sociales, sobrecostos en la contratación, sobrecostos en mano de obra en gastos legales, baja competitividad del precio del crudo en el mercado, sobrecostos en el mantenimiento o limitación en la operación de los equipos.
ACTIVIDADES			
Resumen de objetivos	**Indicadores**	**Medios de verificación**	**Supuestos**

Correcta implementación de las obras generales, obras civiles, obras mecánicas, obras de instrumentación y obras eléctricas.	Para TRM al (01 febrero 2019) Obras generales: USD$ 29,389 Obras civiles: USD$ 28,846 Obras mecánicas: USD$ 24,779 Obras de instrumentación: USD$ 7,762 Obras eléctricas: USD$ 65,027	Documentos durante la ejecución del presupuesto del proyecto.	Mitigar el riesgo más alto presentado, que está asociado al personal involucrado en la obra por motivos de disponibilidad y temas de logística por tratarse de un proyecto aislado y el tamaño de la población más cercana lo cual afecta ampliamente por la falta de mano de obra calificada.

Tabla 6. Matriz de marco lógico.

Fuente: Autores, obtenido de: Ortegón, E., Pacheco, J. F., & Prieto, A. (2005). Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas. Santiago de Chile: Naciones Unidas CEPAL (Ortegón, Pacheco, & Prieto, 2005

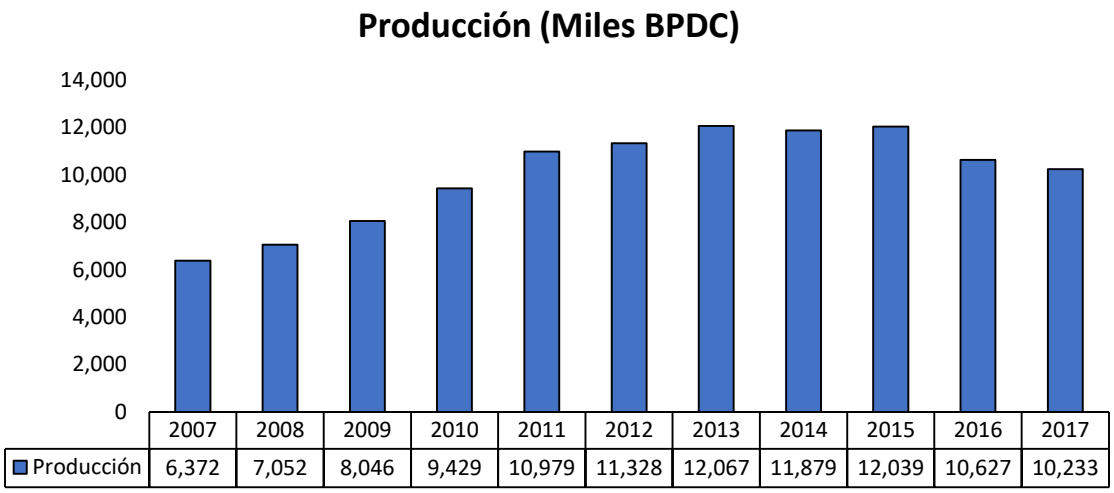
2. ANÁLISIS DEL MERCADO

El siguiente estudio se divide en dos partes. La primera un análisis de producción de crudo y producción de gas quemado en el país consultando de información secundaria a entidades gubernamentales (Banco de la república, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Asociación Colombiana de Petróleo), lo cual permitirá analizar el potencial del proyecto y la importancia de desarrollar estrategias que aprovechen la energía producida con cada barril de petróleo extraído, para reducir el impacto ambiental de los campos petroleros del país, además de un ahorro económico significativo, aprovechando todos los recursos energéticos no aprovechados con la implementación de procesos de cogeneración de energía eléctrica, La segunda el consumo de energía eléctrica en Casanare, debido a que el proyecto inicialmente se contempla para el campo de Cupiagua en Aguazul.

2.1 ANÁLISIS DE MERCADO DEL SECTOR PETROLERO

2.1.1 Comportamiento histórico de la producción de crudo en Colombia

El proyecto se basa en recolección de fuentes secundarias debido a la disponibilidad casi inmediata de la información, además aprovechamos la ventaja de la naturaleza de las organizaciones para recolectar esta información ya que son entidades involucradas en el análisis del sector minero, esta información se puede apreciar en la gráfica 4.



Gráfica 4: *Producción de crudo historica Anual - Miles BPDC*
Fuente: Elaboración propia, basado en el informe Estadístico Petrolero-Asociación Colombiana de Petroleros

Analizando la información de la anterior gráfica, se evidencia que la producción de crudo presentó un crecimiento sostenido desde el 2007 hasta el 2015, sin embargo, debido a la caída de precios entre 2016 y 2017, la producción no mantuvo el crecimiento esperado y se redujo llegando a valores semejantes a los del año 2010, esto también ha generado un fuerte impacto económico en el país.

Según el Banco de la República, el sector minero energético es de gran relevancia para el país, ya que solo entre 2010 y 2017 contribuyó con un promedio del 9% del Producto Interno Bruto (PIB) y cerca de 70% de las exportaciones. Ecopetrol invertirá este año 2019 $4.200

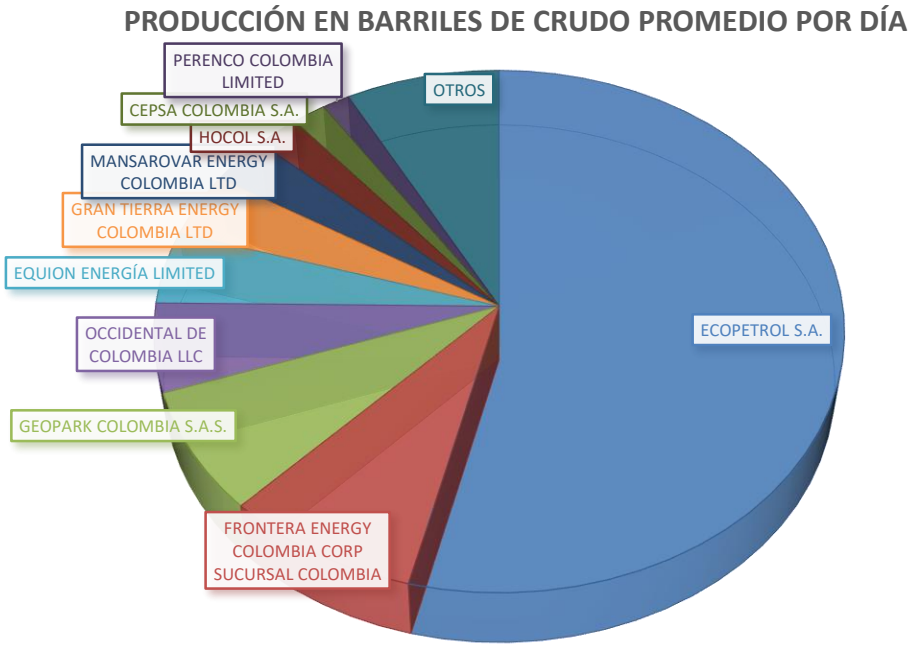
millones USD, según datos tomados de la página web de la presidencia, que es un aumento de 88% frente a lo que se invirtió el año pasado.

Según la ANH[3], en 2018 se produjeron 312 millones de barriles de petróleo, siendo lo más importante que gracias al esfuerzo de las compañías petroleras y a los beneficios otorgados por el Gobierno Nacional, se adicionaron 429 millones de barriles de petróleo que hicieron posible pasar de 1.665 millones de barriles de petróleo en 2017, (equivalentes a 5,1 años de reservas) a 1.782 millones de barriles en 2018, (es decir 5,7 años de reservas).

La Asociación Colombiana de Petróleo, (ACP) pronostica que para 2019 la inversión en exploración y producción llegará a los USD $4.500 millones, un 32% más que lo registrado en 2017.

Según los datos tomados de la Agencia nacional de Hidrocarburos ANH, cargados en mayo de 2018, actualmente existen 468 campos petroleros en Colombia, operados por 45 diferentes empresas, de las cuales se representan las 10 principales (ver Gráfica 5). El presente proyecto tendrá la opción de ofrecer un estudio para la viabilidad de estos proyectos a las principales operadoras de hidrocarburos del país como se muestra en la Tabla 7:

[3] Agencia Nacional de Hidrocarburos.



Gráfica 5. Distribución de empresas productoras y producción diaria en barriles de crudo en Colombia. Fuente: Elaboración propia, tomado de distribución de empresas productoras y producción diaria en barriles de crudo en Colombia en 2018. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

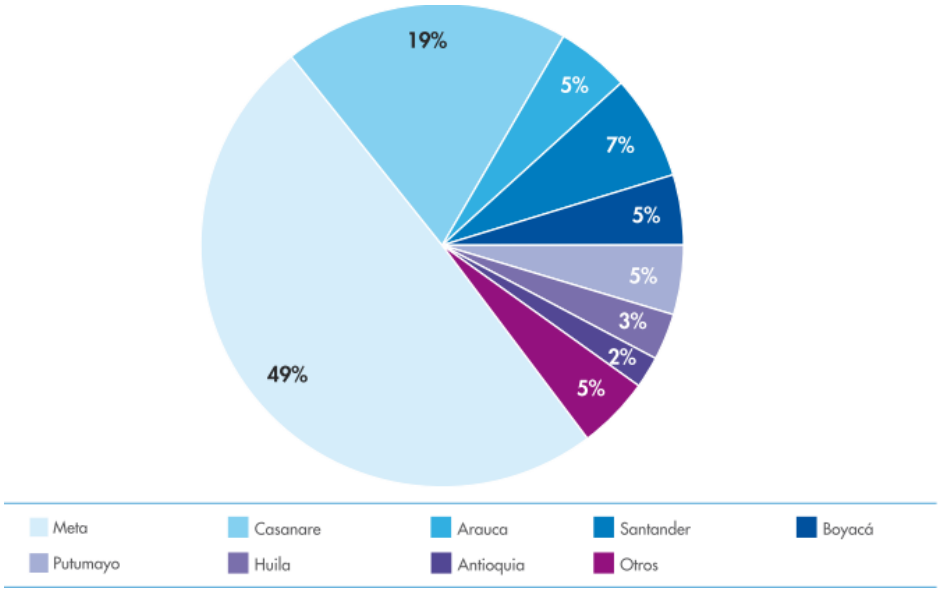
	Empresa operadora	Producción en BOPD[4]	Porcentaje de producción [%]
1	Ecopetrol S.A.	466.555	53,84
2	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	73.305	8,46
3	Geopark Colombia S.A.S.	64.387	7,43
4	Occidental De Colombia Llc	47.379	5,47
5	Equion Energía Limited	38.799	4,48
6	Gran Tierra Energy Colombia Ltd	34.344	3,96
7	Mansarovar Energy Colombia Ltd	26.615	3,07
8	Hocol S.A.	19.342	2,23
9	Cepsa Colombia S.A.	14.935	1,72
10	Perenco Colombia Limited	12.179	1,41
11	Otros	68.633	7,92
	Total Producción	866.479	100

Tabla 7. Resumen empresas productoras y producción diaria en barriles de crudo en Colombia. Fuente: Elaboración propia. Estadísticas empresas productoras y producción diaria en barriles de crudo en Colombia ANH 2018.

[4] Barrels of Oil Per Day.

Las estaciones de hidrocarburos requieren suplir las necesidades energéticas de las plantas y sus servicios auxiliares, es por ello, que es necesario aprovechar todas las posibles fuentes de energía que estás presentes en ellas. Aunque los centros de tratamiento y/o bombeo de crudo presentes en el país, son abastecidos por operadores de red, de acuerdo al departamento donde se encuentre, en el caso del CPF Cupiagua se encuentra el operador de red ENERCA S.A. E.S.P.

Para el presente estudio tomaremos los campos de producción asociados los llanos orientales, y más específicamente a los departamentos de Meta y Casanare, los cuales tienen el sesenta y ocho por ciento de la producción del país, según los datos de la agencia nacional de hidrocarburos (Gráfica 6).



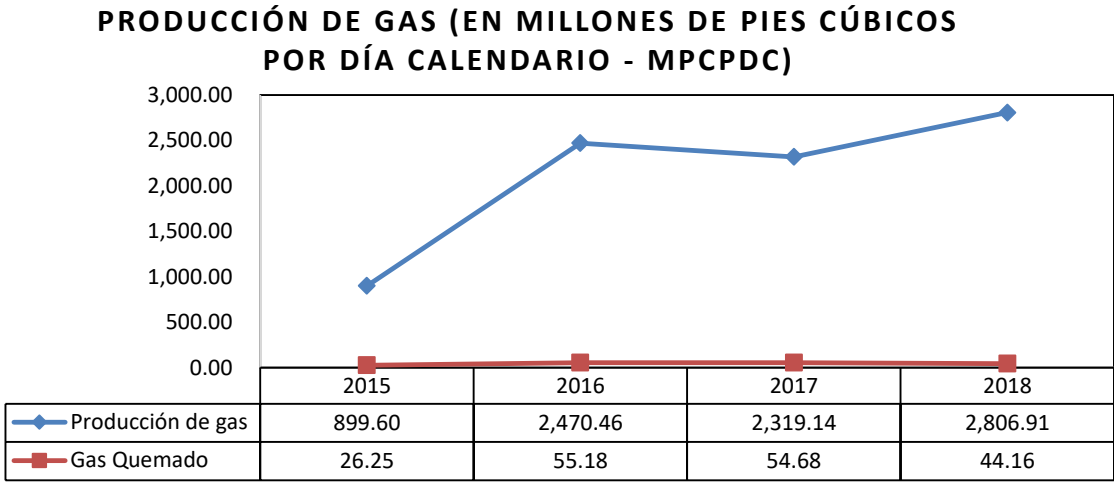
Gráfica 6. Departamentos con mayor potencial de extracción de hidrocarburos en Colombia.

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, abril 2017

Así como esta zona, es la de mayores campos de producción y estaciones de bombeo y tratamiento de crudo en el país, como se muestra en la Imagen 3, tomada del mapa de campos de hidrocarburos en Colombia.

2.1.2 Comportamiento histórico del gas quemado en Colombia

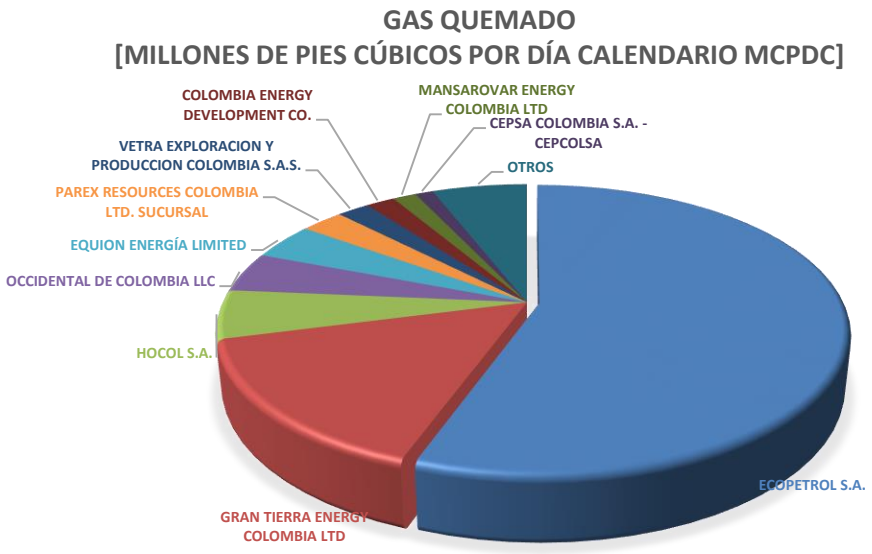
Según el balance de producción de gas por campo publicado por la ANH, en ciento noventa y uno (191) de los cuatrocientos sesenta y ocho (468) campos se realiza el quemado de gas. En la gráfica 7 se muestra el comportamiento de la producción de gas en los últimos 4 años teniendo un aumento considerable del 2015 al 2016, al igual que la producción de gas quemado, esto se explica al incremento de volúmenes de producción de los campos Cupiagua y Cusiana, tanto que actualmente se están desarrollando proyectos para el tratamiento de gas licuado del petróleo.



Gráfica 7. Producción de gas en campos petroleros y cantidad de gas quemado
Fuente: Elaboración propia, basado en la información obtenida Agencia Nacional de Hidrocarburos

En la gráfica 8 se representan las 10 principales empresas productoras de petróleo que realizan procedimientos de quema de gas, según el reporte de balance de producción de gas por campo publicado por la ANH en mayo de 2018, los cuales se resumen en la Tabla 8. Ecopetrol durante el 2018 ha sido la principal generadora de gas quemado lo cual tiene una relación directa al ser el mayor productor de petróleo en el país, ya que en las operaciones de extracción y producción de petróleo, se producen volúmenes de gas en bajas cantidades o con un bajo contenido de hidrocarburos, por lo que no es factible ni rentable su comercialización o uso como combustible, este gas producido es llamado gas asociado. El gas asociado está compuesto principalmente por gas metano y en un alto porcentaje no es reutilizado por lo que es dispuesto mediante quema cerca de pozos de extracción o la liberación directa a la atmosfera (Bjorn Pieprzyk, 2015), en el estudio

ambiental se hablara en detalle de importancia que ha cobrado buscar alternativas para su aprovechamiento.



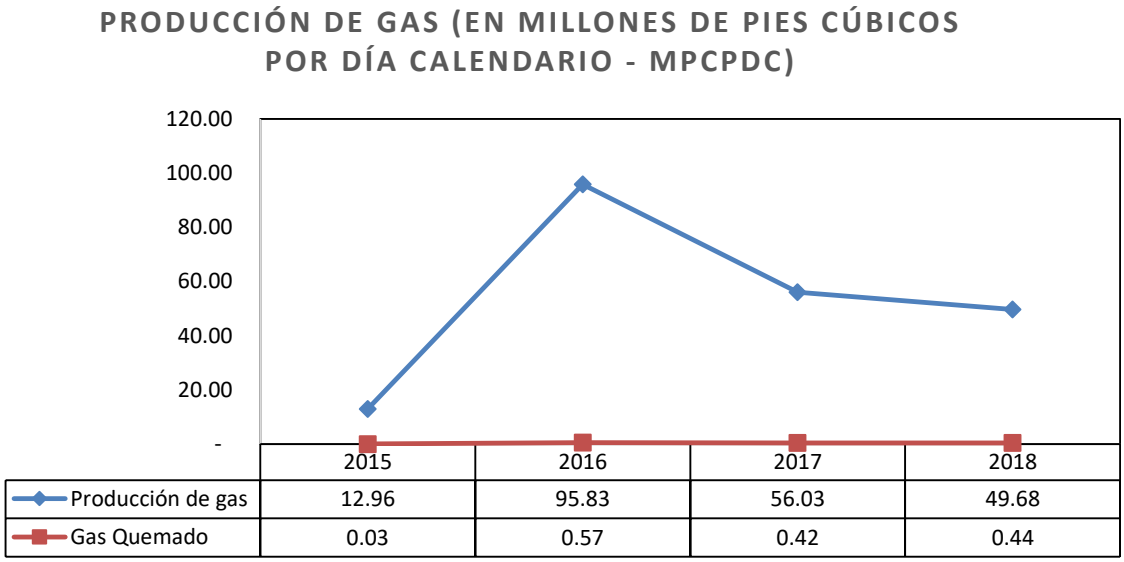
Gráfica 8. Distribución de empresas productoras y cantidad de gas quemado al día en millones de pies cúbicos al día en Colombia. Fuente: Elaboración propia empresas productoras con quema de gas en Colombia ANH 2018.

Empresa operadora		Gas quemado [millones de pies cúbicos por día] MCPDC	Porcentaje [%]
1	Ecopetrol S.A.	27.980	55,59
2	Gran Tierra Energy Colombia Ltd	7.725	15,35
3	Hocol S.A.	2.748	5,46
4	Occidental De Colombia Llc	2.245	4,46
5	Equion Energía Limited	2.061	4,09
6	Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal	1.357	2,70
7	Vetra Exploración Y Producción Colombia S.A.S.	1.017	2,02
8	Colombia Energy Development Co.	0.914	1,82
9	Mansarovar Energy Colombia Ltd	0.731	1,45
10	Cepsa Colombia S.A. – Cepcolsa	0.565	1,12
11	Otros	2.987	5,94
	Total gas quemado:	50.331	100

Tabla 8. Resumen empresas productoras con quema de gas en Colombia.

Fuente: Elaboración propia, tomado de Estadísticas ANH empresas productoras con quema de gas en Colombia 2018.

Sin embargo, para los estudios que contemplan este proyecto, y por la disponibilidad de datos que serán suministrados por Ecopetrol S.A. del campo Cupiagua en Aguazul Casanare, en la gráfica 9 se evidencia el comportamiento de la producción de gas y la quema de gas en millones de pies cúbicos por día, en donde la quema de gas más alta fue en el 2016.



Gráfica 9. Producción de gas y cantidad de gas quemado en el campo de Cupiagua.
Fuente: Elaboración propia, basado en la información obtenida empresas productoras con quema de gas en Colombia ANH 2018.

En la Tabla 9 se observa la cantidad de gas quemado por día en éste campo petrolero.

Año	Mes	Campo	Contrato	Empresa	Gas Quemado
2018	MAYO	CUPIAGUA	ECOP-SDLA-OP-DIRECTA	ECOPETROL S.A.	0,42 pcpd

Tabla 9. Datos quema de gas campo Cupiagua en Aguazul Casanare - Colombia.
Fuente: Elaboración propia, basado en la información obtenida de Empresas productoras con quema de gas en Colombia ANH 2018

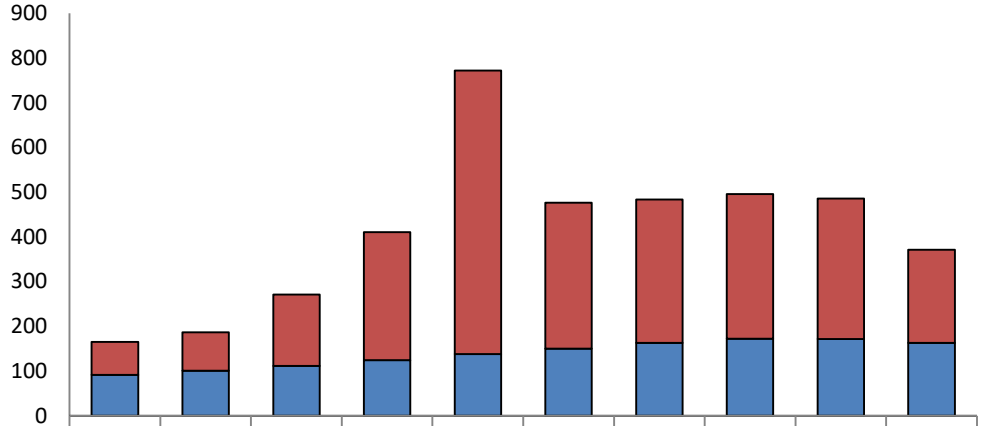
Según información tomada de Ecopetrol S.A., con la construcción de la segunda fase de trabajos en la planta de gas de Cupiagua en Aguazul Casanare, Ecopetrol busca generar a mediados del 2019 una producción en ésta planta de 6.000 barriles diarios adicionales,

equivalentes de nuevos combustibles como GLP (Gas Licuado de Petróleo), NGL (líquidos del gas natural) y C5 (pentano). Este proyecto complementa la planta con las facilidades para producir líquidos estabilizados en condiciones de comercialización, así como también garantizará la calidad del crudo que se extrae de ésta planta central de procesamiento.

2.1.3 Análisis de consumo de energía eléctrica

Para la segunda parte del estudio se analizará el consumo de energía eléctrica en Casanare. Este departamento centra gran parte de la industria en el sector de hidrocarburos y el sector de agricultura, más específicamente en la industria del arroz.

La demanda de energía ha disminuido de gran manera por los bajos precios del crudo desde los años 2014, siendo el año 2017 el que ha presentado una caída significativa como se evidencia en la siguiente gráfica:



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
No Residencial	73.7	85.6	159.7	286.0	633.3	326.4	320.6	323.7	314.5	208.5
Residencial	91.1	100.8	111.6	124.2	138.1	149.8	163.0	171.9	171.4	162.8
Total	164.8	186.4	271.3	410.2	771.4	476.2	483.6	495.7	485.9	371.3

Gráfica 10. Consumo de energía eléctrica en Casanare.

Fuente: elaboración propia, basado en la información obtenida de Enerca S.A. ESP Histórico de consumo de Energía 2018.

2.1.4 Análisis de precio

El precio se determinará de acuerdo al valor de kilovatio/hora para el departamento del Casanare asignado por Enerca S.A. Sin embargo, en el análisis de sensibilidad del análisis financiero se contempla eliminara los costos asociados a la transmisión y comercialización. Debido a que estos procesos no se desarrollan desde la generación hasta el consumo de energía.

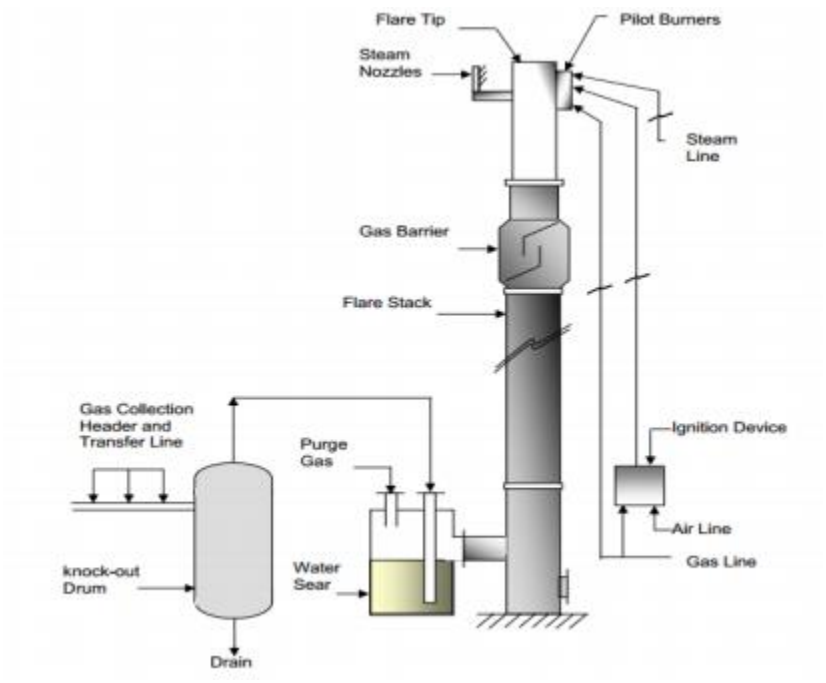
3. ESTUDIO OPERATIVO

El estudio operativo se contempla primero analizar las técnicas actuales, luego la descripción del proceso de generación de energía eléctrica a partir del gas quemado en las teas. Así mismo se define localización del proyecto y la cantidad de energía estimada producida, la necesidad en la mano de obra, los turnos de trabajo, la optimización física de la distribución del equipo y la organización que requiere el proyecto.

3.1 Técnicas actuales empleadas para el quemado de gases en instalaciones de exploración y producción petrolera en Colombia.

La quema de gas es muy común en la producción petrolera en Colombia, el venteo es una práctica que solo se usa en casos de emergencia. El sistema de teas es el más utilizado para la eliminación de los gases de hidrocarburos.

En las teas elevadas el gas de alivio es alimentado a una chimenea de entre 10 y 100 m de altura y se quema en la punta de la misma. La llama queda expuesta a las perturbaciones atmosféricas tales como el viento y la lluvia. Las teas a nivel de suelo varían en complejidad y pueden consistir en quemadores convencionales descargando el flujo horizontalmente. (AGENCY, 2009). En la gráfica 11 se muestra el esquema de un sistema de quemado de gases.

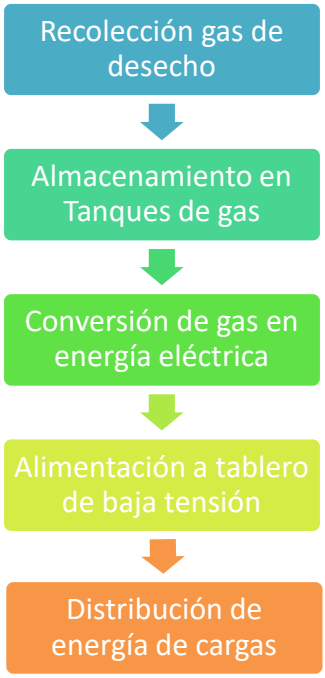


Gráfica 11: Esquema de un sistema de quemado de gases

Fuente: KLM TECHNOLOGY GROUP. Flare Selection And Sizing.

3.2. Proceso de generación de energía eléctrica a partir del gas quemado en las teas

El presente estudio pretende describir el proceso de producción energética a partir de la tecnología de turbinas instaladas en las tuberías de agua dirigidas a los pozos de separación/decantación, así como la generación de energía a partir de los gases de desecho quemado en las teas de producción, se describe en la gráfica 12.



Gráfica 12. Proceso de generación de energía a partir del aprovechamiento de gas quemado
Fuente: Elaboración propia

3.2.1 Recolección gas de desecho:

Para el desarrollo de este proyecto la recolección del gas se haría en la pre-combustión, esta tecnología separa el CO2 antes de la combustión y se emplea en combinación con la gasificación de carbón y oxígeno para producir gas de síntesis que contiene H2 y CO, éste último reacciona con agua para generar H2 y CO2; se aprovecha el H2 para quemarlo y generar electricidad. La combustión en turbina tiene problemas de retroceso de llama y alta temperatura, y se hace necesario diluir con N2 (Garibaly G., 2014).

3.3.2 Almacenamiento en tanques de gas

El gas luego de ser recolectado será almacenado en periodos donde la demanda es baja e inyectado desde almacenamiento a las redes de distribución

3.3.3 Conversión de gas en energía eléctrica

Para la ejecución del proyecto se implementarán dos tipos de generadores, uno que aprovechará la presión del agua en las tuberías de transporte y otro a partir del gas de desecho de las teas de producción como combustible.

3.3.4 Alimentación a tablero de baja tensión

En esta etapa las redes por su característica de interconexión son redes fundamentalmente malladas. Su misión es reducir la tensión del transporte e interconexión a tensiones de reparto y se encuentran emplazadas en los grandes centros de consumo. Son redes que, partiendo de las subestaciones de transformación reparten la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas son: 25 - 30 - 45 - 66 - 110 - 132 kV. Luego la tensión es transformada desde el nivel de la red de reparto hasta el de la red de distribución en media tensión. Estas estaciones se encuentran normalmente intercaladas en los anillos formados en la red de reparto. Son redes que, con una característica muy mallada, cubren la superficie del gran centro de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación. Las tensiones empleadas son: 3 - 6 - 10 - 11 - 15 - 20 - 25 - 30 kV. Después la tensión de la red de distribución de media tensión al nivel de la red de distribución de baja tensión (Culajay, 2016).

3.3.5 Distribución de energía de cargas

De los centros de transformación mencionados anteriormente alimentan los distintos receptores. Las tensiones utilizadas son: 220/127 V. y 380/220 V.

3.4 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

La implementación del proyecto de generación se realizará en el campo de producción Cupiagua en Aguazul Casanare, debido a la alta producción de gas natural que alcanza los 212,26[5] millones de pies cúbicos estándar por día según Ecopetrol S.A. Así mismo se escogió la localización del proyecto para implementación por la disponibilidad de datos que fue suministrada por Ecopetrol S.A.

[5] Producción de gas en campo Cupiagua en Aguazul Casanare en 2016. Fuente: Ecopetrol S.A.

Las Instalaciones Centrales de Procesamiento (CPF) de Cupiagua (ver Imagen 2) están ubicadas en la meseta de Unete, ubicada en la vereda Cupiagua, a 12 kilómetros de la población de Aguazul, y a unos 45 minutos de Yopal, se destaca por su gran explotación petrolera, tiene una población de 1,000 habitantes, está dividido en distintos barrios y conformado por veredas, tales como El Triunfo, La Vegana, El Cachiza, Manoguia, Cunama y Plan Brisas.

Imagen 2. CPF Cupiagua, Aguazul Casanare. Fuente: Archivo particular -Ecopetrol.

3.4 TAMAÑO DEL MERCADO

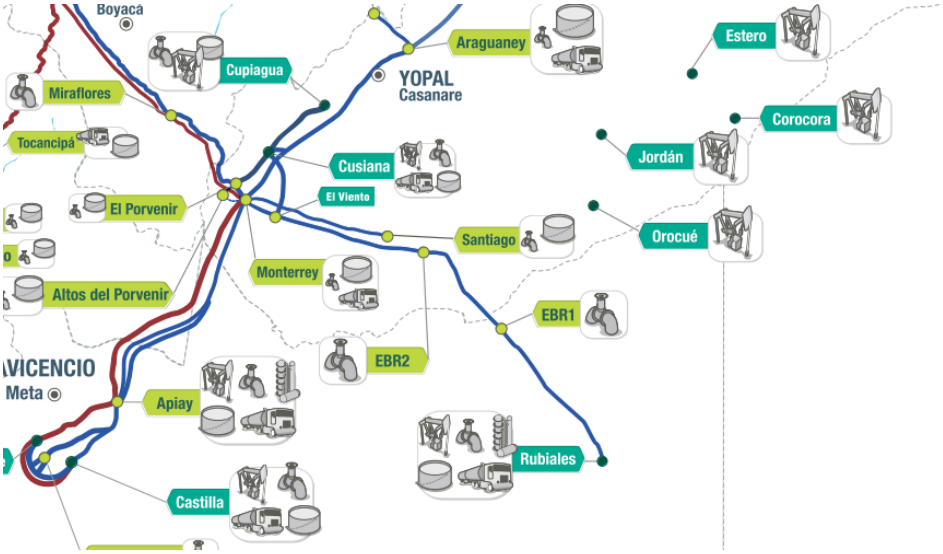


Imagen 3. Mapa de estaciones de hidrocarburos en Colombia. Fuente: Ecopetrol S.A. https://www.ecopetrol.com.co/english/documentos/infraestructura_petrolera_2017.pdf

3.1.1 Disponibilidad de materia prima

Según datos de Ecopetrol S.A., la planta de gas del campo Cupiagua, alcanza 212,26 millones de pies cúbicos estándar por día, bajo condiciones RUT (Reglamento Único de Transporte). La cifra equivale al consumo de 11 millones 350 mil viviendas promedio en un día.

Además de esto, en la tea de producción se quema una cifra promedio de 0,42 pies cúbicos por día, gas que es desaprovechado y puede ser usado para alimentar un generador eléctrico en proceso de cogeneración.

3.1.2 Tamaño de la planta

El tamaño de la planta estará supeditado a la capacidad de los generadores y el recurso disponible en la planta para alimentarlo, de esta manera, se estima equipos de generación como se muestra en el siguiente numeral.

3.1.3 Equipos de generación

Para éste propósito se tuvieron en cuenta diversos aspectos como el tamaño de las tuberías de agua y el caudal, así también para el generador a gas, que debe adaptarse al suministro de gas en la planta de producción. Para determinar el tipo de turbina de tuberías de fluido, se comparó diversas marcas presentes en el mercado y comparadas con otros métodos de generación eléctrica y el área que ocupan (ver tabla 10), en la localización del proyecto, por tratarse de plantas modulares se requiere módulos de generación que minimicen el área a ocupar, motivo por el cual se decidió escoger éste método de generación de energía eléctrica.

Sistema	Potencia generada	Área/ potencia generada	Número de elementos	Total área requerida para generar potencia nominal
Lucidpipe Power systems (600 mm)	14 kW	10 m2	1 turbine	10 m2
UGE 4k	14 kW	25 m2/kW	4 turbines	400 m2
Schott Solar Perform Mono 250	25 kW	7 m2/kW	56 panels	98 m2

Tabla 10. Comparación entre sistemas de generación con similar potencia.

Fuente: Elaboración propia, información tomada de: Harvesting energy from in-pipe hydro systems at urban and building scale. University of Rome. 2015

La empresa estadounidense Lucid Energy[6] comercializa 3 tipos de turbinas, clasificadas por tamaño de 24, 42 y 60 pulgadas, para el proyecto se escogió la turbina de 24” ya que se ajusta a las necesidades y a la disponibilidad del recurso hídrico de la planta. (ver tabla 11).

IN-PIPE HYDRO POWER SYSTEM						
Fabricante	Modelo	Potencia (kW)	Productividad kWh/año (60% capacidad)	Diámetro del tubo (In/mm)	Caudal de agua (m^3/s)	Presión del agua (m)
Lucidenergy	Lucidpipe	14	73.584	24/600	1.0	32
Lucidenergy	Lucidpipe	50	262.800	42/1000	2.7	35
Lucidenergy	Lucidpipe	100	525.600	60/1500	5.6	27

Tabla 11. Especificaciones técnicas de las microturbinas de la empresa Lucid Energy.

Fuente: Elaboración propia, información tomada de: Electric Water: Lucid Energy/Portland Water Bureau. Matt Hickey. 2017. https://www.pnws-awwa.org/wp-content/uploads/2017/06/012_Electric-Water-PWB-Lucid-Energy-Hydroelectric-Project.pdf

[6] http://lucidenergy.com/

En la Imagen 4 se puede apreciar el esquema de instalación en serie recomendado por el fabricante (ver anexo 1 y 7), el cual consta de una o más turbinas las cuales aprovechan mejor la energía cinética y debido al diseño de las aspas, afectan en mínima media la presión del sistema de transporte de fluido.

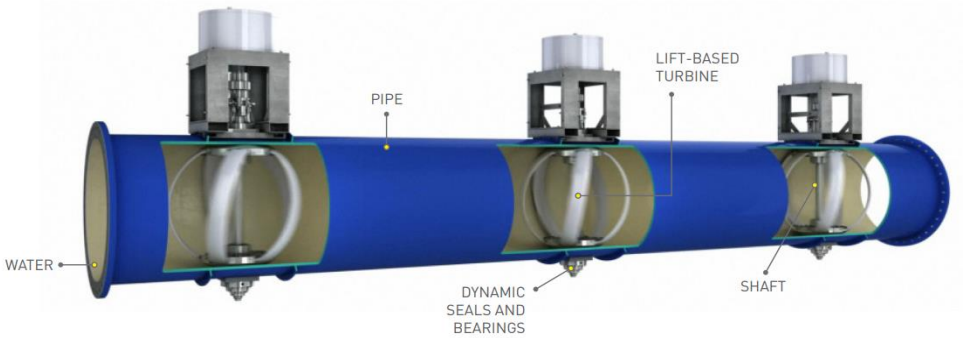


Imagen 4. Esquema de instalación de turbinas LucidPipe en serie.
Fuente: LucidPipe. https://figliodellafantasia.files.wordpress.com/2015/03/productinfo_oct2012.pdf

Con las anteriores especificaciones, se contempla la instalación de las turbinas en la salida de agua de producción en el fin del proceso de agua, como se contempla en la Imagen 5:

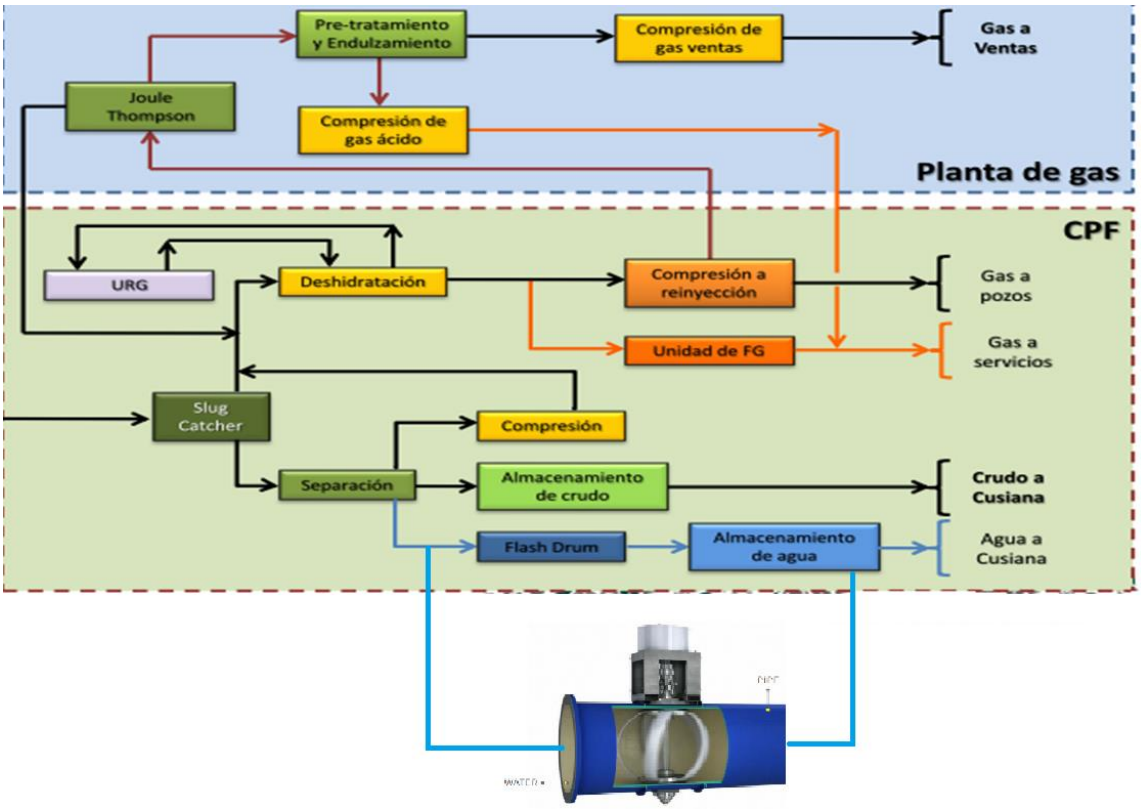


Imagen 5. Plano de proceso proyecto piloto con turbinas de agua en estación de hidrocarburos
Fuente: Ingeniería Ecopetrol.

Para la generación de energía eléctrica por medio del gas de desecho de las teas de producción se tomó en cuenta las características del motor-generador a gas de la marca estadounidense Caterpillar, modelo DG 60-2 (ver Imagen 6) con una capacidad de generación plena de 75 kW, los datos completos de la ficha técnica se pueden observar en el Anexo 2.

Imagen 6. Generador a gas CAT DG 60-2.
Fuente: Caterpillar. www.Cat-ElectricPower.com

Para el proyecto que contempla el uso de los desechos de gas, y de acuerdo a las especificaciones del fabricante, se realizará una línea alterna a la que comunica a la tea de producción que desviará el recurso para alimentar el generador eléctrico. Ver Anexo 3.

3.1.4 Análisis capacidad productiva de la planta

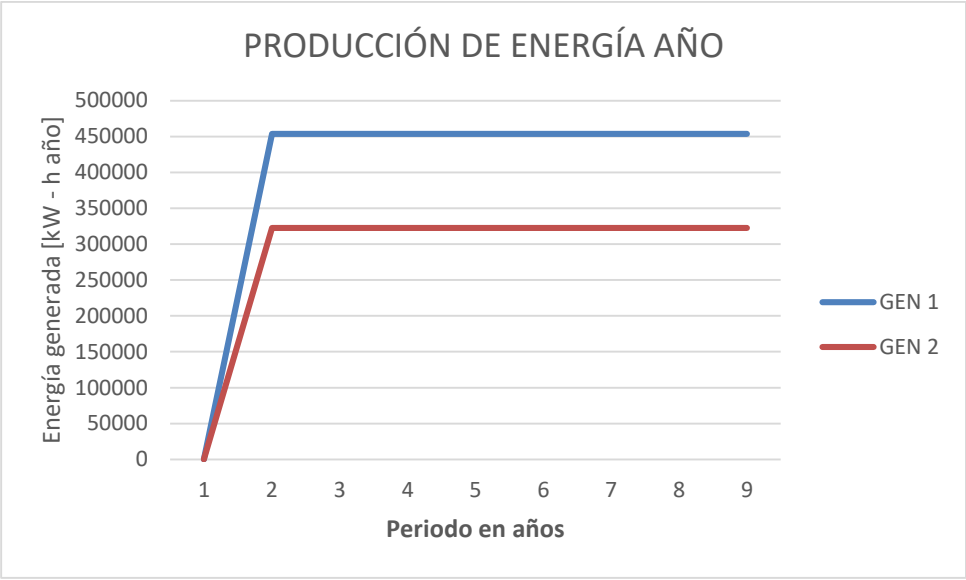
A continuación, en la tabla 12, se estima la cantidad de energía generada para los 2 escenarios de producción, los cuales toman en cuenta la tabla de precios de energía vigentes (ver anexo 4) para la zona de la planta de producción CPF Cupiagua.

Energía generada Año	kW - h - año	kW - h - año
0	0	0
1	453.600	322.560
2	453.600	322.560
3	453.600	322.560
4	453.600	322.560
5	453.600	322.560
6	453.600	322.560
7	453.600	322.560
8	453.600	322.560

Tabla 12. Energía generada al año para los dos proyectos de generación.

Fuente: Elaboración propia

Como se cita en la gráfica 13 del presente documento, la capacidad productiva de la planta está supeditada a la capacidad de generación, la cual no superará la capacidad instalada en la estación de hidrocarburos, y el sistema será interconectado con la red de energía eléctrica existente.



Gráfica 13. Producción de energía al año para los dos proyectos de generación.

Fuente: Elaboración propia.

4. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Se propondrá un sistema de generación de energía eléctrica mediante un generador a gas instalado en las tuberías dirigidas a las teas de producción, además de turbinas acopladas en las tuberías de agua que es extraída junto al petróleo en los procesos de extracción, que proveerá las necesidades energéticas en la planta central de extracción petrolera (CPF) Cupiagua en Aguazul Casanare.

4.1 LINEAMIENTOS ESTRATÉGICOS DEL PROYECTO

La planificación del proyecto se estima a partir de los costos de las actividades y su duración, a partir de allí se asigna un peso en porcentaje, el cual se obtiene mediante la representación de cada uno de los ítems en el valor total del proyecto. Las actividades se acumulan durante la vida constructiva del proyecto para formar la curva de control programada de dicho proyecto.

Se contemplarán dos escenarios para la producción de energía eléctrica, dentro de una estación de hidrocarburos, en el escenario I, se realizará la evaluación con la instalación de un generador eléctrico que transformaría el gas de desecho en energía eléctrica, con una capacidad instalada de 75 kVA. Para el escenario II, la evaluación se realizará aprovechando la energía cinética encontrada en las tuberías que llevan el agua de producción hacía las piscinas, con una capacidad instalada de 48 kVA.

4.1.1 Escenario I

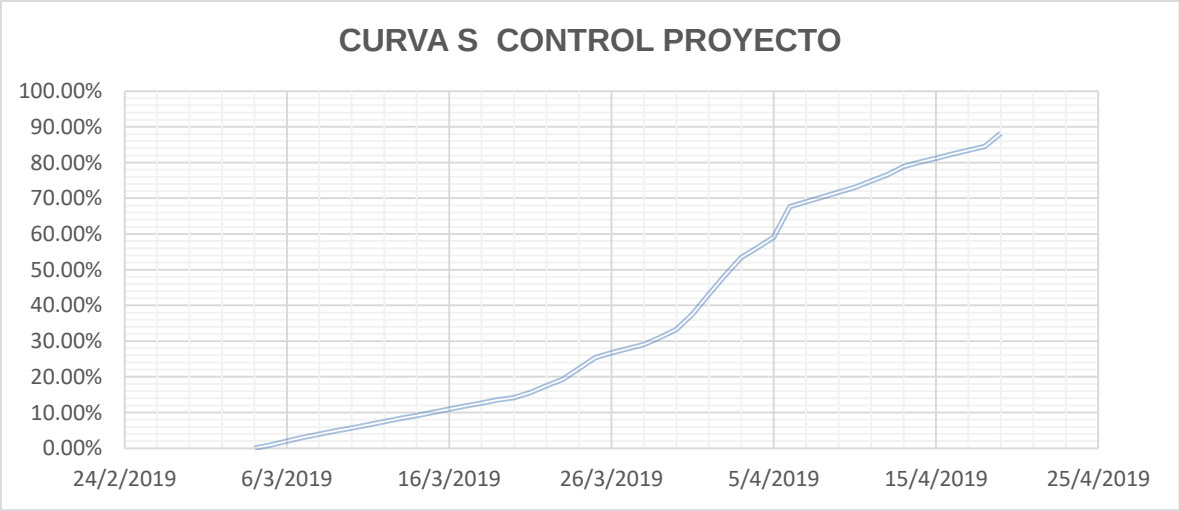
En la Tabla 13 se contempla el valor, duración y peso de cada una de las disciplinas contempladas en el proyecto para el primer escenario:

ESCENARIO I						
Descripción	**Valor Total Contrato En Millones [USD]**	**Valor Con AIU En Millones [USD]**	**Peso [%]**	**Duración [Días]**	**Comienzo**	**Fin**
GENERALES	$ 72,041	$ 93,293	18,86%	15	04/03/2019	19/03/2019
OBRAS CIVILES	$ 70,710	$ 91,569	18,51%	40	05/03/2019	14/04/2019
OBRAS MECÁNICA	$ 60,749	$ 78,671	15,90%	9	28/03/2019	06/04/2019
OBRAS DE INSTRUMENTACIÓN	$ 19,032	$ 24,647	4,98%	20	19/03/2019	08/04/2019
OBRAS ELÉCTRICAS	$ 159,433	$ 206,467	41,74%	35	19/03/2019	23/04/2019

Tabla 13. Ponderación de actividades del proyecto para el escenario I.

Fuente: Elaboración propia.

La primera versión de la Curva S se crea a partir del cronograma y el presupuesto inicial, posteriormente se puede actualizar conforme se avanza en el proyecto. El objetivo es detectar las desviaciones existentes y tomar medidas para corregirlas. Esta curva indica que porcentaje de avance físico de trabajo es más bajo al inicio y al final de la actividad. Este hecho se debe a que, en el inicio del trabajo, se requiere tiempo para adaptarse a las necesidades y crear el entorno sobre el cuál se desarrollará el proyecto, en la Gráfica 14 y 15 se puede observar la curva S para el escenario 1 y 2.



Gráfica 14. Curva S de control del proyecto para el escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

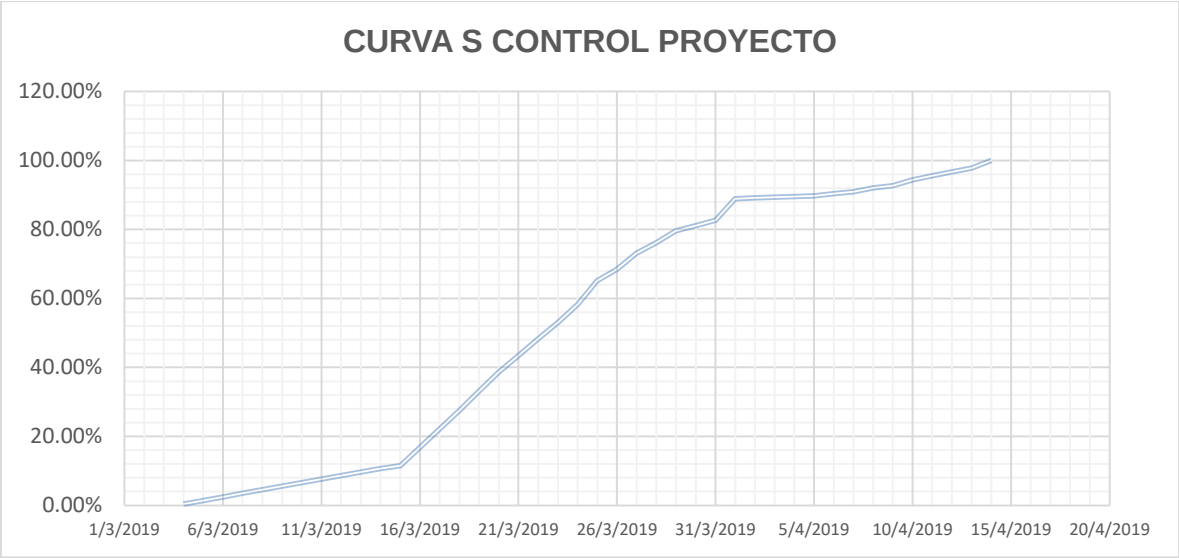
4.1.2 Escenario II

En la Tabla 14 se contempla el valor, duración y peso de cada una de las disciplinas contempladas en el proyecto para el segundo escenario:

ESCENARIO 2						
Descripción	**Valor Total Contrato En Millones [USD]**	**Valor Con AIU En Millones [USD]**	**Peso [%]**	**Duración [Días]**	**Comienzo**	**Fin**
GENERALES	$ 68,039	$ 88,111	15%	10	04/03/2019	14/03/2019
OBRAS CIVILES	$ 33,464	$ 43,336	7%	24	05/03/2019	29/03/2019
OBRAS MECÁNICA	$ 78,045	$ 101,069	17%	9	23/03/2019	01/04/2019
OBRAS DE INSTRUMENTACIÓN	$ 8,713	$ 11,283	2%	23	14/03/2019	06/04/2019
OBRAS ELÉCTRICAS	$ 273,217	$ 353,815	59%	31	14/03/2019	14/04/2019

Tabla 14. Ponderación de actividades del proyecto para el escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 15. Curva S de control del proyecto para el escenario 2.

Fuente: Elaboración propia

4.2 RIESGOS

Los proyectos dentro de estaciones de producción de hidrocarburos, en donde la producción no puede verse afectada se encuentran dentro de los más riesgosos. Y más cuando se involucran procesos de la planta para adicionar otro en cogeneración. Además, no solo se contemplan los riesgos asociados a la construcción del proyecto, también durante la operación del proyecto.

Para la evaluación de riesgos del proyecto se tomó en cuenta diversas áreas como la financiera, de ingeniería, logística, construcción y operación, las cuales poseen gran relevancia dentro de la implementación del proyecto en los 2 escenarios a evaluar considerando las causas más probables que pueden afectar la operación. Dichos elementos se plasman en la Tabla 15.

Los objetivos de la gestión de los riesgos de proyecto y la planificación de ellos, se realiza con el fin de aumentar la probabilidad y el impacto de eventos positivos, y disminuir el impacto de eventos negativos al proyecto.

Para este proyecto se realizará una evaluación de los riesgos, basada en una escala cualitativa de 0 a 25, con una escala como se muestra en la Tabla 15. Y se evaluaran con el impacto generado a personas, daños a instalaciones, ambiente, económico, programación, social. Durante la ejecución y operación del proyecto se definirá la mejor estrategia para controlas los riesgos calificados desde el M, H, VH según la ponderación obtenida en la Tabla 16.

Evaluación del riesgo		
Muy alta	VH	25
Alta	H	12 a 20
Media	M	8 a 12
Baja	L	5 a 8
Insignificante	N	0 a 4

Tabla 15. Nomenclatura de evaluación de riesgos.

Fuente: Elaboración propia.

Ponderación de riesgos asociados al proyecto							MEDICIÓN RIESGO INHERENTE							
							IMPACTO							
No.	**ÁREA**	**TIPO DE RIESGO**	**ESCENARIOS**	**DESCRIPCIÓN DEL RIESGO (Factor de afectación)**	**CAUSA**	**VALOR ESTIMADO**	PERSONAS	DAÑOS A INSTALACIONES	AMBIENTE	ECONÓMICOS	PROGRAMACIÓN	SOCIAL	TOTAL IMPACTO	PROBABILIDAD
R1	FINANCIERO	Disponibilidad de capital	E1, E2	Disponibilidad de recursos económicos del cliente	Se suspenda o se vea afectado el alcance del proyecto	$ 20.876.912	5	5	5	12	10	5	12	M
R2	FINANCIERO	Oportunidad de costo y riesgo de la moneda local	E1, E2	Incremento del valor de los equipos que haga el proyecto no viable económicamente	Se suspenda o se vea afectado el alcance del proyecto	$ 20.876.912	5	5	5	12	10	5	12	M
R3	INGENIERÍA	Ingeniería y diseño	E1, E2	Recibir información desactualizada o incompleta	No existe tramitología para acceder a la información	$ 20.876.912	4	4	4	12	16	4	16	H
R4			E1, E2	No disponer a tiempo de la información de los fabricantes de los equipos		$ 20.876.912	4	4	4	12	16	4	16	H
R5	PROCURA	Materiales, equipos y contratistas	E1, E2	Atrasos en la llegada de equipos y materiales	Atraso en los procesos constructivos, flujo económico y sobrecostos del proyecto.	$ 64.422.980	3	3	3	12	12	3	12	H
R6			E1, E2	Rechazos de materiales en los proyectos (PNC)	Baja calidad de proveedores	$ 37.391.852	3	3	3	9	12	3	12	L
R7			E1, E2	Manejo de materiales y suministros	Daño de equipos por mal embalaje y almacenamiento	$ 37.391.852	3	3	3	9	12	3	12	L

R8	CONSTRUCCIÓN	Riesgos externos Administrativos	E1, E2	Días disponibles de trabajo Personal por decreto 1668	Temas culturales y sociales Sobrecostos en la contratación Demoras en la contratación	$ 91.454.108	5	5	5	15	22	5	22	VH
R9	CONSTRUCCIÓN	Riesgos externos Administrativos	E1, E2	Incumplimiento en tiempo o calidad por parte del contratista	Selección inadecuada del proveedor Fuerza mayor Atraso en entregas	$ 91.454.108	3	3	3	9	12	3	12	M
R10	CONSTRUCCIÓN	Problemas sociales	E1, E2	Manejo inadecuado de situaciones de riesgo laboral	Sobrecostos en mano de obra en gastos legales	$ 91.454.108	5	5	5	16	20	18	20	H
R11	CONSTRUCCIÓN	Ejecución	E1, E2	Disponibilidad de equipos y maquinaria para la construcción	Demanda de estos equipos pro el mercado del país. Planificación inadecuada	$ 91.454.108	3	3	3	9	12	3	12	M
R12	OPERACIÓN	Vida útil del campo	E1, E2	Disponibilidad del combustible o de las reservas	Baja competitividad del precio del crudo en el mercado	$ 253.640.877	3	3	3	12	3	3	12	M
R13	OPERACIÓN	Vida útil de los equipos	E1, E2	Daños en los equipos a corto plazo	Sobrecostos en el mantenimiento o limitación en la operación de los equipos	$ 145.516.364	3	3	3	12	3	3	12	M

Tabla 16. Evaluación de riesgos del proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

4.3 ANÁLISIS DE RIESGOS

Según el análisis por ponderación de riesgos asociados al proyecto, se determinó que al riesgo más alto presentado es administrativo debido al personal involucrado en la obra por motivos de disponibilidad y temas de logística por tratarse de un proyecto aislado y el tamaño de la población más cercana lo cual afecta ampliamente por la falta de mano de obra calificada, que en la mayoría de casos tendrá problemas de desplazamiento hacia el sitio del proyecto causando costos elevados.

Otro aspecto a tener en cuenta son los sobrecostos derivados en la construcción y llegada de materiales, también causados por la localización del proyecto, que afecta y puede causar atrasos en la finalización de la obra. También se debe tener especial precaución en el cumplimento de las normas vigentes de seguridad industrial ya que al tratarse de un proyecto de alto riesgo puede derivar en accidentes que causarían un importante detrimento económico en pago de indemnizaciones en caso de accidentes y lesiones personales.

Los demás riesgos asociados al proyecto son previsibles y están contemplados según la proyección económica del Ministerio de Hacienda para los próximos años, que dependen principalmente del comportamiento de la economía, principalmente del precio derivado del petróleo el cual afectaría directamente la economía del proyecto.

Para monitorear y controlar los riesgos se le debe realizar seguimiento a la matriz planeada, y quedarán designados al gerente del proyecto o en su caso el superintendente de operaciones del campo las reuniones de seguimiento para revisión de las afectaciones de estos al proyecto. Lo anterior puede enlazar la elección de otras estrategias, la ejecución de un plan de contingencia, la ejecución de acciones correctivas y la modificación del plan para la dirección del proyecto, para realizar el seguimiento a los riesgos también se debe incluir a los procesos y operación del proyecto, incluidas las lecciones aprendidas del y las plantillas de gestión de riesgos para beneficio de proyectos en el futuro.

Además, de acuerdo al PMBOK® la gestión de los riesgos debe tener monitoreo, de tal manera que como se explicaba en el párrafo anterior se pueda tener control sobre ellos, esta guía para metodología de seguimiento a proyectos contempla las siguientes tareas para ello:

Monitorear y Controlar los Riesgos: Entradas

- Registro de Riesgos
- Plan para la Dirección del Proyecto
- Información sobre el Desempeño del Trabajo.
- Informes de Desempeño

Monitorear y Controlar los Riesgos: Herramientas y Técnicas

- Reevaluación de los Riesgos.
- Auditorías de los Riesgos.
- Análisis de Variación y de Tendencias.
- Medición del Desempeño Técnico
- Análisis de Reserva.
- Reuniones sobre el Estado del Proyecto

Monitorear y Controlar los Riesgos: Salidas

- Actualizaciones al Registro de Riesgos.
- Actualizaciones a los Activos de los Procesos de la Organización.
- Solicitudes de Cambio.
- Actualizaciones al Plan para la Dirección del Proyecto.
- Actualizaciones a los Documentos del Proyecto

5. ESTUDIO ADMINISTRATIVO

En el presente estudio administrativo se contempla la normatividad legal y ambiental vigente en Colombia de acuerdo al tipo de proyecto a implementar y las necesidades requeridas de personal para la correcta implementación y funcionamiento del proyecto.

5.1 ESTUDIO AMBIENTAL

El estudio de impacto ambiental que podría generar un proyecto deber ser abordado desde la formulación del proyecto, principalmente para los sectores productivos de extracción, transformación y servicios, también es importante identificar qué implicaciones ambientales puede haber en otro tipo de proyectos como, por ejemplo, la expedición de una nueva normatividad legal.

El grupo del banco mundial describe la quema y venteo de gas como procesos que contribuyen en la emisión de gases efecto invernadero y que disponen altas cantidades de gas que pueden ser utilizadas; estas razones y el actual y creciente interés respecto a la conservación de la energía y el cambio climático han hecho que los procesos de quema y venteo sean motivo de investigación en el mundo actual. Para analizar el impacto ambiental e un proyecto existen instrumentos como el estudio de impacto ambiental. Este es un estudio técnico, objetivo, de carácter interdisciplinario, que se realiza con el fin de predecir los impactos ambientales que pueden derivarse de la ejecución de un proyecto, actividad o decisión política para permitir la toma de decisiones sobre la viabilidad ambiental de dicho proyecto. (Díaz, 2009, p.338).

5.1.1 Marco legal e institucional que rige los estudios de impacto ambiental

Para la implementación y desarrollo del proyecto se tiene en cuenta la normatividad vigente en Colombia sobre las emisiones de gas permitidas y lo concerniente a trabajos de

explotación de hidrocarburos, así como los beneficios tributarios obtenidos por trabajar con energías renovables, como se puede observar en la Tabla 17.

Norma	Expedido Por	Contenido
Decreto número 1668 de 2016	Ministerio de Trabajo	por el cual se modifica la Sección 2 del Capítulo 6 del Título 1 de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto número 1072 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Trabajo, referente a la contratación de mano de obra local en municipios donde se desarrollen proyectos de exploración y producción de hidrocarburos, y el artículo 2.2.6.1.2.26 del mismo decreto
Decreto 948 de 1995	Presidencia de la Republica	En relación con la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire.
Resolución 619 de julio de 1997	Ministerio del Medio Ambiente	Por la cual se establecen parcialmente los factores a partir de los cuales se requiere permiso de emisión atmosférica para fuentes fijas.
Resolución 0601 de abril de 2008	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Por la cual se establece la Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para todo el territorio nacional en condiciones de referencia.
Resolución 0909 de junio de 2008	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Establece las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones.
Resolución 181495 de septiembre de 2009	Ministerio de Minas y Energía	Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Toda quema de gas, desperdicio o emisión a la atmosfera de gas está prohibida y será objeto del pago de regalías. Al presentarse quema de gas como en las estaciones de hidrocarburos debe ser técnica y económicamente justificada por el respectivo operador del campo petrolífero y previamente aprobada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.
Resolución 0760 de Abril de 2010	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Por la cual se adopta el Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica Generada por Fuentes Fijas.
Resolución 2153 de Noviembre de 2010	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Por la cual se ajusta el Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica Generada por Fuentes Fijas, adoptado a través de la Resolución 760 de 2010 y se adoptan otras disposiciones.
LEY 1715 DE 2014	Congreso de la República	Promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible

Tabla 17. Factores legales implicados en el proyecto.

Fuente: Elaboración propia, información tomada de: www.minambiente.gov.co, www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad, www.secretariasenado.gov.co/

5.1.2 Factores ambientales a ser evaluados

A continuación, se detallan los factores ambientales considerando su clasificación de acuerdo al componente al que pertenecen y la definición de su inclusión en la caracterización ambiental. (Sarmiento, 2001). Se detalla la tabla (ver tabla 18) sobre la que se elaborará la Matriz de Impacto Ambiental, misma que considera las actividades generadoras de potenciales impactos ambientales y de los factores ambientales afectados directamente en relación con el proyecto.

COMPONENTE AMBIENTAL	SUBCOMPONENTE AMBIENTAL	FACTOR AMBIENTAL	DEFINICIÓN
FÍSICO	SUELO	Contaminación con residuos y vertidos	Proceso en el cual un sistema se destruye paulatinamente debido a la presencia de elementos extraños
		Recuperación suelo	Rehabilitación del suelo productivo.
	HIDROLOGÍA	Calidad del agua	Alteración de los parámetros de calidad del agua superficial y subterránea debido a la presencia de elementos extraños
	AIRE	Incremento en los niveles de ruido	Variación de presión sonora (molestias) en las inmediaciones del proyecto.
	PAISAJE	Alteración del paisaje natural del entorno	Intervención en el recurso natural, ya que posee valores estéticos, culturales y educativos; debe ser bien gestionado, protegido, conservado y restaurado, si se introducen en él.
BIÓTICO	FLORA	Pérdida cobertura vegetal	Disminución de la superficie cubierta de vegetación
		Modificación hábitat	Cambio producido por condiciones del medio en cuanto a reducción del número de individuos de una zona
		Recuperación cobertura vegetal	Incremento de la superficie cubierta por vegetación.
	FAUNA	Migración de especies	Flujo unidireccional de individuos, que determina el movimiento de la población hacia otros lugares escogidos de acuerdo a ciertos parámetros
		Cambios Patrones de Conducta	Modificación del comportamiento natural de las especies (formas de alimentación)
		Recuperación tamaño de población	Se entiende como rescatar, cuidar o reintegrar especies que estaban en peligro de desaparecer.
SOCIO ECONÓMICO	ECONOMÍA	Generación de fuentes de empleo	Variación de la capacidad de absorber la población económica activa (PEA) en las diferentes actividades productivas directas e indirectas generadas por el proyecto.
	HUMANA	Culturización	Afectación a la calidad fisiológica y mental de la población y su nivel de riesgo frente a los impactos de las acciones derivadas del proyecto.
		Aceptación social	Aprobación del proyecto por parte de la población local

Tabla 18. Factores ambientales.

Fuente: Elaboración propia, información tomada de: Zúñiga. 2009. Elaboremos un estudio de impacto ambiental. Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá.

Para la realización del Estudio de Impacto Ambiental, se ha conformado un registro de acciones principales ocasionadas por el proyecto en sus fases de construcción, operación y abandono, como se puede observar en la Tabla 19.

ACCIONES CONSIDERADAS DURANTE LA FASE DE CONSTRUCCIÓN	
ACCIÓN	**DEFINICIÓN**
Limpieza del terreno	Comprende el levantamiento de la capa vegetal en toda el área del proyecto, a fin de permitir el replanteo y construcción de las obras tanto de infraestructura como de edificaciones
Acumulación de materiales de construcción	Comprende todo almacenamiento de tierra, escombros y otros.
Ejecución de la obra	Puesta en marcha de las acciones para la construcción de la obra.
ACCIONES CONSIDERADAS DURANTE LA FASE DE OPERACIÓN	
ACCIÓN	**DEFINICIÓN**
Aprovechamiento de energías renovables	Se refiere al aprovechamiento de las energías que son sustentables y amigables con el medio ambiente.
Proceso de extracción petrolera	Proceso eventual de extracción de hidrocarburos en la locación del proyecto.
Generación de gases de combustión	Producción de desechos sólidos, líquidos y gaseosos a consecuencia de la utilización de las instalaciones.
Mantenimiento de infraestructura	Comprende las acciones involucradas en el mantenimiento de la infraestructura y de cada facilidad.
ACCIONES CONSIDERADAS DURANTE LA FASE DE ABANDONO	
ACCIÓN	**DEFINICIÓN**
Desmantelamiento	Se entiende como el desmonte de infraestructura, maquinaria, muebles etc.
Derrocamiento de la infraestructura	Se refiere al desarme de la infraestructura para efectos del abandono del proyecto y se entiende como el desmonte de infraestructura, maquinaria, muebles, etc.
Acumulación, transporte y disposición final de residuos.	Comprende todo el trabajo de desalojo, traslado y la ubicación de materiales en desuso en otro lugar.
Restauración del área	Son acciones que conlleva a dejar el lugar de implantación en las mismas o mejores condiciones iníciales.

Tabla 19. Acciones consideradas en las fases de construcción, operación y abandono.

Fuente: Elaboración propia, información tomada de: Zúñiga. 2009. Elaboremos un estudio de impacto ambiental. Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá.

5.1.3 Identificación y priorización de los impactos ambientales

Con el fin de establecer una propuesta para la Evaluación de Impacto Ambiental acorde con el proyecto, se realiza una predicción y cuantificación de los principales impactos que se han generado ya y los que se puedan presentar por las actividades propias que se dan en la implementación.

Las actividades descritas en el proyecto; y el conocimiento del medio ambiente existente en el área de estudio, permitirán identificar los posibles impactos negativos y positivos, que las actividades provocarán sobre los componentes ambientales físicos, bióticos y socio económico culturales.

La metodología a utilizar para la identificación y valoración de los impactos ambientales en el presente proyecto, se centrará en la utilización de matrices de evaluación de impactos, mediante calificación y cuantificación de las diferentes etapas del proyecto, esta ponderación se puede observar en la Tabla 20. Estas funcionan como listas de control bidimensional, disponiendo a lo largo de sus ejes, vertical y horizontal, las acciones de implementación del proyecto y los factores ambientales que pudieran ser afectados respectivamente.

5.1.4 Calificación y cuantificación de los impactos ambientales en la zona del proyecto

La magnitud del impacto exige, para la recuperación de las condiciones, la adecuación de prácticas específicas de mitigación. La recuperación necesita un período de tiempo dilatado.

Impacto Bajo: Es la carencia de impacto o la recuperación inmediata tras el cese de la acción. No se necesita prácticas mitigadoras.

Impacto Medio: La recuperación de las condiciones iniciales requiere cierto tiempo. Se precisan prácticas de mitigación simples.

Impacto Alto: La magnitud del impacto exige para la recuperación de las condiciones, la adecuación de prácticas específicas de mitigación. La recuperación necesita un período de tiempo superior.

Impacto Muy alto: La magnitud del impacto es superior al umbral aceptable. Se produce una pérdida permanente de la calidad de las condiciones ambientales, sin posibilidad de recuperación incluso con la adopción de prácticas de mitigación.

Impacto Benéfico: Aquellos de carácter positivo que son benéficos para el proyecto.

En la Tabla 20 se define la escala de evaluación de los impactos presentados durante las diferentes fases de proyecto.

Valoración del impacto	Escala de valores estimados
Leve	0.1 a 0.9
Moderado	1.0 a 3.0
Severo	3.1 a 6.0
Crítico	6.1 a 9.0
Benéfico	X

Tabla 20. Criterios de valoración del impacto.

Fuente: Elaboración propia, información tomada de: Zúñiga. 2009. Elaboremos un estudio de impacto ambiental. Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá.

Una vez obtenida la matriz de evaluación se procesa y analiza los resultados. El procedimiento consiste en la sumatoria algebraica de las filas y columnas, y el conteo de los impactos negativos y positivos; estos resultados permiten realizar la jerarquización de impactos, como se puede observar en las gráficas 16, 17 y 18.

			FASE DE CONSTRUCCIÓN			FASE DE OPERACIÓN				FASE DE ABANDONO			
ELEMENTO	**COMPONENTES**	**IMPACTOS**	Limpieza del terreno	Acumulación de Materiales de Construcción	Ejecución de la obra	Aprovechamiento de energías renovables	Proceso de extracción petrolera	Generación de gases de combustión	Mantenimiento de infraestructura	Desmantelamiento	Derrocamiento de infraestructura	Acumulación, transporte, disposición	Restauración del área
FÍSICO	AIRE	Incremento de niveles de contaminación y ruido	0.5	0.9	0.5		5	7					
	SUELO	Contaminación con residuos y vertidos	2	2.5	3		3.5	5			0.9	0.6	
		Recuperación suelo					3.5			2		0.5	0.1
	AGUA	Modificación de la calidad del agua					6					0.3	
	PAISAJE	Alteración del paisaje natural del entorno	3.2	3.5	5		3.6	3.2					0.5
BIÓTICO	FLORA	Pérdida cobertura vegetal	2	2	2		2.5	3.4				0.6	
		Modificación del hábitat	3.2	3.5	4		3.2	4				0.5	0.7
		Recuperación de cobertura vegetal	2	2.5	2.5					2.5		0.6	0.9
	FAUNA	Migración de especies	0.5	0.8	0.5		3.2						
		Cambio patrones de conducta	0.3	0.4	0.8		3.2	2.5					
		Recuperación tamaño de población											0.5
SOCIO-ECONÓMICO CULTURAL	SOCIAL	Culturización					4	6.5					
		Aceptación social					3.5						
	EMPLEO	Generación de fuentes de empleo	X	X	X		X		X	X	X	X	X

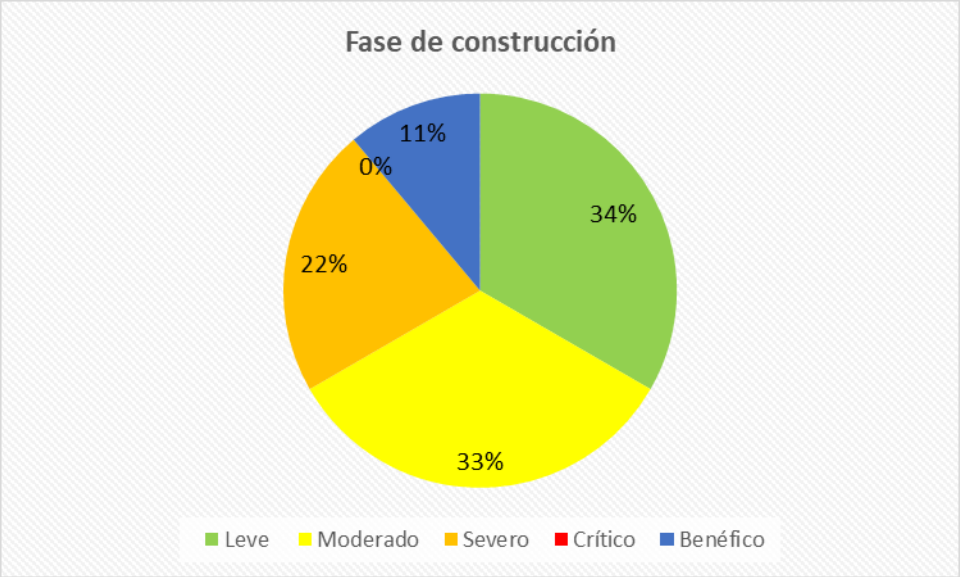
Tabla 21. Matriz de evaluación de impactos durante las fases del proyecto.
Fuente: Elaboración propia, información tomada de: Zúñiga. 2009. Elaboremos un estudio de impacto ambiental. Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá.

A continuación, se resumen los impactos ambientales generados en las diferentes fases del proyecto. El impacto generado durante la fase de construcción se describe a continuación en la Tabla 22:

IMPACTOS	Número	Porcentaje
Leve	3	33%
Moderado	3	33%
Severo	2	22%
Crítico	0	0%
Benéfico	1	11%
TOTAL IMPACTOS	9	100%

Tabla 22. Total de impactos durante la fase de construcción.

Fuente: Elaboración propia, información tomada de: Zúñiga. 2009. Elaboremos un estudio de impacto ambiental. Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá.



Gráfica 16. Impactos generados durante la fase de construcción.

Fuente: Elaboración propia

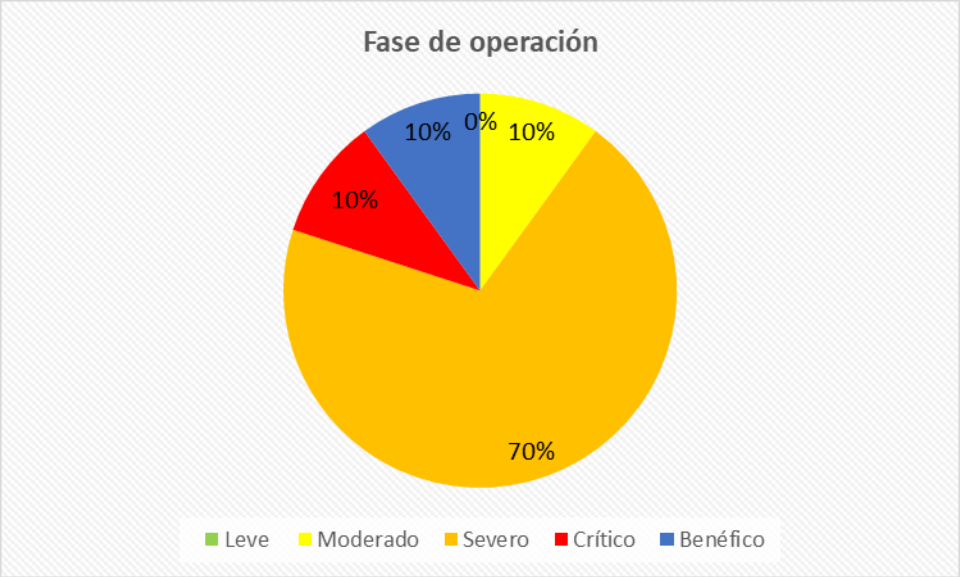
Durante la fase de construcción se puede observar que los impactos leves suceden en mayor proporción, estos impactos se pueden superar con planes de reforestación y no afectarán el largo plazo el entorno en el cual se desarrollan.

El impacto generado durante la fase de operación se describe a continuación en la Tabla 23:

IMPACTOS	Número	Porcentaje
Leve	0	71%
Moderado	2	12%
Severo	14	0%
Crítico	2	0%
Benéfico	2	18%
TOTAL IMPACTOS	17	100%

Tabla 23. Total de impactos durante la fase de operación.

Fuente: Elaboración propia, información tomada de: Zúñiga. 2009. Elaboremos un estudio de impacto ambiental. Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá.



Gráfica 17. Impactos generados durante la fase de operación.

Fuente: Elaboración propia

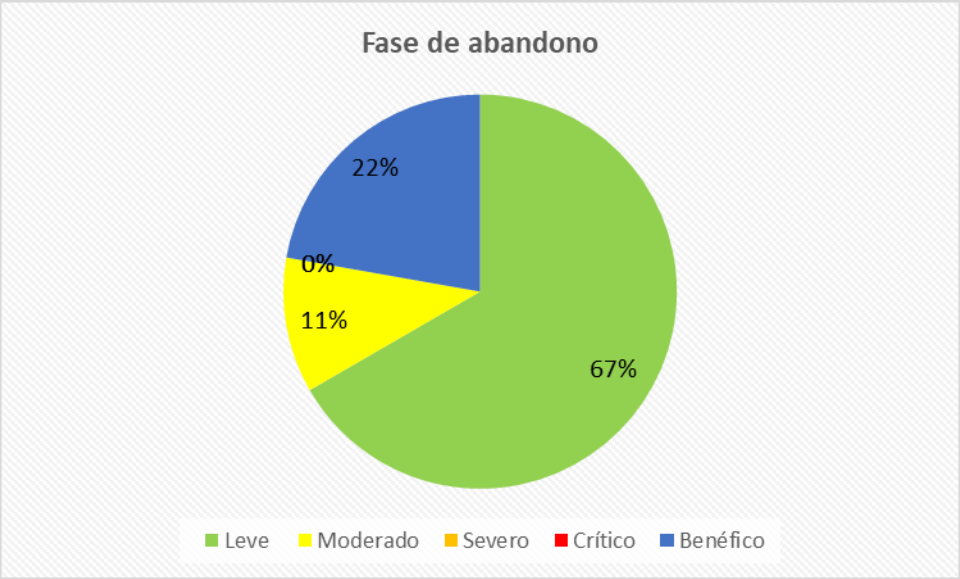
Durante la fase de producción se puede concluye que suceden los mayores impactos, principalmente a la calidad del aire, ya que se ve afectado directamente por la combustión de gases de desecho de la planta, esta condición supone una problemática grave ya que su aporte de carbono al ambiente es constante y solo se supera a largo plazo.

El impacto generado durante la fase de abandono se describe a continuación en la Tabla 24:

IMPACTOS	Número	Porcentaje
Leve	12	0%
Moderado	2	11%
Severo	0	74%
Crítico	0	11%
Benéfico	4	5%
TOTAL IMPACTOS	18	100%

Tabla 24. Total de impactos durante la fase de abandono.

Fuente: Elaboración propia, información tomada de: Zúñiga. 2009. Elaboremos un estudio de impacto ambiental. Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá.



Gráfica 18. Impactos generados durante la fase de abandono.

Fuente: Elaboración propia

Durante la fase de abandono no se generan impactos ambientales a largo plazo, ya que la planta y equipos de producción son retirados del emplazamiento y la capa vegetal y el suelo se pueden recuperar sin dejar secuelas permanentes, se destaca el impacto social positivo, ya que se generan fuentes de empleo en las poblaciones circundantes al área del proyecto.

Como se puede observar en el análisis ambiental, podemos encontrar que la fase de operación de la planta en producción CFP Cupiagua es la que mayor impacto ambiental causa, debido a que según la cuantificación tiene mayores impactos severos, los cuales son difícilmente mitigables sin afectar directamente la operación de la planta.

5.2 ORGANIZACIÓN DEL RECURSO HUMANO

La empresa se ajustará a las leyes y normas definidas por el código laboral colombiano para la contratación del personal, el cual se integrará de la siguiente manera: 1 Director de obra, 1 Ingeniero residente, 1 Profesional HSE, 1 Ingeniero de programación y control de obra, 1 Supervisor civil, 1 Supervisor mecánico y tubería, 1 Supervisor electricista e instrumentación, 2 Técnico electricista, 2 Técnico instrumentación, 4 Ayudante electricista e instrumentación, 1 Tubero, 1 Soldador, 2 Ayudante técnico, 4 Obrero Obra civil.

A continuación, en la Tabla 25 se describe detalladamente el personal requerido para la implementación y operación del proyecto.

EQUIPO MÍNIMO PERSONAL ADMINISTRATIVO		
Cargo	**Perfil**	**Cantidad**
Director de Obra	Debe ser Profesional con título en Ingeniería Eléctrica o Electrónica, con matricula profesional vigente. Debe acreditar como mínimo ocho (8) años de experiencia general y cinco (5) años de experiencia específica a partir de la expedición de la matrícula profesional, como director de proyectos de montaje de sistemas de instrumentación, comunicación y control en facilidades de la industria Oil & Gas. Además debe poseer la habilidad y potestad para tomar decisiones en campo cuando así se requiera.	1

Ingeniero residente	Debe ser Profesional con título en Ingeniería Electrónica o Eléctrica con matrícula profesional vigente. Debe acreditar como mínimo cuatro (4) años de experiencia general y tres (3) años de experiencia específica a partir de la expedición de la matrícula profesional como residente de proyectos de montaje de sistemas de instrumentación, comunicación y control en facilidades de la industria Oil & Gas. Deberá estar directa y constantemente vinculado con la ejecución del Contrato con dedicación exclusiva.	1
Profesional HSE.	Profesional de cualquier rama de la ingeniería, con licencia en salud ocupacional y con experiencia laboral mínima de dos (2) años en HSE (Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y de Proceso y Medio Ambiente); de los cuales por lo menos un (1) año deben ser en actividades asociadas al objeto del contrato específico en la industria Oil & Gas. En todos los casos, ejecutando actividades de aseguramiento de planes, procedimientos y prácticas HSE, como inspector, interventor o gestor en HSE.	1
Ingeniero de Programación y Control de Obra.	Experiencia específica mínima de cuatro (4) años como Programador de Obra en Proyectos Oil & Gas, en los cuales el control o análisis se haya realizado utilizando el programa Microsoft Project. Este profesional deberá permanecer de tiempo completo y con dedicación exclusiva vinculado a la ejecución de las actividades objeto del Contrato.	1
Supervisor civil	Bachiller de preferencia bachillerato técnico con énfasis en obras civiles	1
Supervisor mecánico y tubería	Bachiller de preferencia con técnico en ornamentación, se validará con evaluación de conocimientos	1
Supervisor electricista e instrumentación	Bachiller de preferencia bachillerato técnico con énfasis en electricidad con tarjeta profesional CONTE TE 4.	1
Técnico electricista	Bachiller de preferencia bachillerato técnico con énfasis en electricidad con tarjeta profesional CONTE TE 4.	2
Técnico instrumentación	Bachiller de preferencia bachillerato y técnico con énfasis en instrumentación	2
Ayudante electricista e instrumentación	Bachiller de preferencia bachillerato técnico con énfasis en electricidad. Se validará noveno grado de bachillerato y capacitación del SENA en electricidad con énfasis de redes de MT/BT.	4
Tubero	Bachiller de preferencia con técnico en ornamentación, se validará con evaluación de conocimientos	1
Soldador	Bachiller de preferencia con técnico en ornamentación, se validará con evaluación de conocimientos	1
Ayudante técnico	Bachiller de preferencia con técnico en ornamentación, se validará con evaluación de conocimientos	2
Obrero Obra civil	Personal con conocimientos en obras civiles	4

Tabla 25. Personal requerido para el proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

6. ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO

El estudio económico se elaboró con el fin de determinar los precios de producción, el consumo de insumos como materia prima, costos de transporte y energía producida, establecer los presupuestos de costo de producción y gastos de mantenimiento y supervisión, establecer la inversión inicial en activo fijo y diferido en 2 escenarios como se puede observar en la Tabla 26.

El presente estudio se realizará en dólares con la TRM para el día sábado 02 de febrero de 2018, la cual estaba vigente 1 dólar = COP $ 3102,61. Tasa de cambio tomada del Banco de la república.

6.1 ESCENARIOS DE IMPLEMENTACIÓN

No.	Escenarios	Valor de la inversión [US$]
E1	Instalación de generación con gas de desecho (Generador de 75 kVA)	160.599,60
E2	Instalación de generación con tres (3) turbinas generadoras en tuberías de agua de producción aislado de la red eléctrica (Generación= 60 kVA)	194.029,68

Tabla 26. Descripción de escenarios a implementar.

Fuente: Elaboración propia

La inversión inicial para el proyecto se realizó a través de los presupuestos para la inversión con cantidades de obra, ingeniería de detalle, y se contemplan los costos de Administración, Utilidad e Imprevistos con el porcentaje del valor proyecto, para este caso del 30%, de acuerdo a los presupuestos realizados por ECOPETROL en otros contratos. Los presupuestos se encuentran anexos al documento 4 y 5.

Los dos escenarios tienen presupuestos independientes, debido a que las cantidades de obra son totalmente distintas, así como el costo de los equipos destinados a cada proyecto.

6.1.1 Escenario I

Se realiza la evaluación financiera a través del valor del proyecto con precios corrientes base de ECOPETROL para el CPF CUPIAGUA (ver archivo editable Evaluación financiera). En las Tablas 27 y 29 se presentan los datos para los dos escenarios aplicados en la evaluación:

Descripción	Valor
Valor total del proyecto [U$]	160.599,595
Operación y Mantenimiento [U$]	41.636,81
Depreciación anual de equipos [U$]	4.295
Tasa de descuento [%]	12%
Ajuste Anual De Precios [%]	4,93%
Potencia instalada [kVA]	75,00
Factor de potencia	0,80
Capacidad [kW]	60,00
Energía Generada Año [kW-h Año]	453.600
Costo Energía Año 1 [U$]	0,186
Valor Energía Producida Al Año 1 [U$]	84.684,15

Tabla 27. Evaluación valor del proyecto para el escenario I con base en precios de Ecopetrol S.A. Fuente: Elaboración propia.

Operación y mantenimiento: La operación y mantenimiento O&M se la evalúa diversificando la carga laboral de un operador de la planta y asumiendo un costo para el mantenimiento anual de la planta del 1% del valor del proyecto.

Tasa de descuento: Colombia maneja una tasa social de descuento uniforme para todos los proyectos de inversión del 12%, calculado por la metodología de HARBERGER, según documentos de la Dirección Nacional de Planeación DNP. Documento 487de la dirección de estudios económicos del 8 de agosto de 2018.

Ajuste anual de precios: El siguiente método es basado en la evaluación de ajuste de precios del operador de red CODENSA S.A. E.S.P. Los precios se reajustarán el primero (1º.) de enero de cada año hasta su finalización, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P_f = P_i * \left[1 + \left\{Z_1 * \left(\frac{SMMLV_f}{SMMLV_i} - 1\right) + Z_2 * IPC\right\}\right]$$

Donde:

P_f:	Precio del reajuste.
P_i:	Precio actual del servicio.
Z_1:	Constante que afecta el contenido del personal y mano de obra cuya remuneración está en función de SMMLV.
SMMLV:	Salario Mínimo Mensual Legal Vigente (i= Inicial, f= Final).
Z_2:	Constante de proporcionalidad que afecta el contenido de insumos y equipos.
IPC:	Índice de Precios al Consumidor del año inmediatamente anterior (o del periodo definido).

Las constantes para este Contrato corresponden a los valores calculados al momento de su firma y son las siguientes:

Z_1= 46,67%
Z_2= 53,33%

Precio del Kilovatio-hora: El precio del kW-h se determina a través del documento tarifas usuarios regulados con fuente ENERCA S.A. E.S.P. operadora de red del circuito al cual está conectado el CPF CUPIAGUA. *Ver anexo 4.*

Depreciación de los equipos: Se realiza la depreciación de los equipos (Generador), debido a que será el único equipo a depreciar, este se realiza al mismo número de periodos al que se realiza la evaluación del proyecto.

Se realiza un flujo de caja de ocho (8) periodos medidos en años para este caso, debido a la evaluación que contempla ECOPETROL S.A. para los proyectos, entre otras las reservas de este campo están proyectadas hasta el año 2026. Además, se contempla un ajuste anual de precios basado en el crecimiento del índice de precios al consumidor. De esta manera se presenta el flujo de caja para este escenario en la siguiente tabla:

Rubro	Año 0 [U$]	Año 1 [U$]	Año 2 [U$]	Año 3 [U$]	Año 4 [U$]	Año 5 [U$]	Año 6 [U$]	Año 7 [U$]	Año 8 [U$]
Ingresos (Ventas)	0,00	84.684,15	88.859,08	93.239,84	97.836,56	102.659,90	107.721,04	113.031,68	118.604,14
Egresos (Gastos)	0,00	-41.636,81	-43.689,50	-45.843,40	-48.103,48	-50.474,98	-52.963,39	-55.574,49	-58.314,31
Depreciación	0,00	-4.294,89	-4.294,89	-4.294,89	-4.294,89	-4.294,89	-4.294,89	-4.294,89	-4.294,89
EBITDA	0,00	38.752,46	40.874,69	43.101,55	45.438,19	47.890,04	50.462,75	53.162,30	55.994,94
Impuestos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilidad Después de Impuesto	0,00	38.752,46	40.874,69	43.101,55	45.438,19	47.890,04	50.462,75	53.162,30	55.994,94
Depreciación	0,00	4.294,89	4.294,89	4.294,89	4.294,89	4.294,89	4.294,89	4.294,89	4.294,89
Flujo de Caja	-(160.599,60)*	43.047,35	45.169,58	47.396,44	49.733,08	52.184,93	54.757,64	57.457,19	60.289,83

Tabla 28. Tarifas del kilovatio-hora para el escenario I determinados por Enerca S.A. ESP
*Inversión inicial.

Fuente: Elaboración propia

6.1.2 Escenario II

Descripción	Valor
Valor total del proyecto	194.029,68
Operación y Mantenimiento	24.018,49
Depreciación anual de equipos	8.502
Tasa de descuento	12%
Ajuste Anual De Precios	4,93%
Potencia instalada [kVA]	60,00
Factor de potencia	0,80
CAPACIDAD [kW]	48,00
Energía Generada Año [kW-h Año]	322.560,00
Costo Energía Año 1	0,186
Valor Energía Producida Al Año 1	60.219,84

Tabla 29. Evaluación valor del proyecto para el escenario II con base en precios de Ecopetrol S.A.

Fuente: Elaboración propia

Operación y mantenimiento: La operación y mantenimiento O&M se la evalúa diversificando la carga laboral de un operador de la planta y asumiendo un costo para el mantenimiento anual de la planta del 1% del valor del proyecto.

Tasa de descuento: Colombia maneja una tasa social de descuento uniforme para todos los proyectos de inversión del 12%, calculado por la metodología de HARBERGER, según documentos de la Dirección Nacional de Planeación DNP. Documento 487 de la dirección de estudios económicos del 8 de agosto de 2018.

Ajuste anual de precios: El siguiente método es basado en la evaluación de ajuste de precios del operador de red CODENSA S.A. E.S.P. Los precios se reajustarán el primero (1º.) de enero de cada año hasta su finalización, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P_f = P_i * \left[1 + \left\{Z_1 * \left(\frac{SMMLV_f}{SMMLV_i} - 1\right) + Z_2 * IPC\right\}\right]$$

Donde:

P_f:	Precio del reajuste.
P_i:	Precio actual del servicio.
Z_1:	Constante que afecta el contenido del personal y mano de obra cuya remuneración está en función de SMMLV.
SMMLV:	Salario Mínimo Mensual Legal Vigente (i= Inicial, f= Final).
Z_2:	Constante de proporcionalidad que afecta el contenido de insumos y equipos.
IPC:	Índice de Precios al Consumidor del año inmediatamente anterior (o del periodo definido).

Las constantes para este Contrato corresponden a los valores calculados al momento de su firma y son las siguientes:
Z_1= 46,67%
Z_2= 53,33%

Precio del Kilovatio-hora: El precio del kW-h se determina a través del documento tarifas usuarios regulados con fuente ENERCA S.A. E.S.P. operadora de red del circuito al cual está conectado el CPF CUPIAGUA. *Ver anexo 4.*

Depreciación de los equipos: Se realiza la depreciación de los equipos (Generador), debido a que será el único equipo a depreciar, este se realiza al mismo número de periodos al que se realiza la evaluación del proyecto.

Se realiza un flujo de caja de ocho (8) periodos medidos en años para este caso, debido a la evaluación que contempla ECOPETROL S.A. para los proyectos, entre otras las reservas de este campo están proyectadas hasta el año 2026. Además, se contempla un ajuste anual de precios basado en el crecimiento del índice de precios al consumidor. De esta manera se presenta el flujo de caja para este escenario en la siguiente tabla:

Año 0 (Hoy)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Ingresos (Ventas)	0,00	60.219,84	63.188,68	66.303,88	69.572,66	73.002,60	76.601,62	80.378,09	84.340,72
Egresos (Gastos)	0,00	-24.018,49	-25.202,60	-26.445,09	-27.748,83	-29.116,85	-30.552,31	-32.058,54	-33.639,02
Depreciación	0,00	-8.502,13	-8.502,13	-8.502,13	-8.502,13	-8.502,13	-8.502,13	-8.502,13	-8.502,13
EBITDA	0,00	27.699,23	29.483,95	31.356,67	33.321,71	35.383,62	37.547,19	39.817,42	42.199,57
Impuestos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilidad Después de Impuesto	0,00	27.699,23	29.483,95	31.356,67	33.321,71	35.383,62	37.547,19	39.817,42	42.199,57
Depreciación	0,00	8.502,13	8.502,13	8.502,13	8.502,13	8.502,13	8.502,13	8.502,13	8.502,13
Flujo de Caja	-(194.029,68)*	36.201,36	37.986,08	39.858,80	41.823,83	43.885,75	46.049,32	48.319,55	50.701,70

Tabla 30. Tarifas del kilovatio-hora para el escenario II determinados por Enerca S.A. ESP
*Inversión inicial.

Fuente: Elaboración propia

6.2 FINANCIAMIENTO DE LA INVERSIÓN

Para este proyecto no se contempla financiamiento, debido a que la inversión estará destinada por el operador, en este caso ECOPETROL S.A., de igual manera, no se contempla que un inversionista este a cargo de la construcción asumiendo los costos, y luego este a cargo de la operación de los equipos, a cambio de la venta de energía, porque se haría un proyecto inviable para las dos partes, debido a que los costos de operación aumentarían, y así el precio de energía.

En la Tabla 31, se detalla la amortización del préstamo realizado a 5 años por un monto de CO$500.0000, con pagos mensuales. La tasa de intereses de 29,04% efectiva anual fue tomada simulando un préstamo en Bancolombia para financiar proyectos de inversión y PYMES, una línea de crédito que permite financiar proyectos de inversión mediano y largo plazo.

Periodo	Saldo inicial	Interés	Cuota	Abono a capital	Saldo final
0	USD -	USD -	USD -	USD -	USD 161.155
1	USD 161.155	USD 3.465	USD 4.806	USD 1.341	USD 159.813
2	USD 159.813	USD 3.436	USD 4.806	USD 1.370	USD 158.443
3	USD 158.443	USD 3.407	USD 4.806	USD 1.399	USD 157.044
4	USD 157.044	USD 3.376	USD 4.806	USD 1.430	USD 155.615
5	USD 155.615	USD 3.346	USD 4.806	USD 1.460	USD 154.154
6	USD 154.154	USD 3.314	USD 4.806	USD 1.492	USD 152.663
7	USD 152.663	USD 3.282	USD 4.806	USD 1.524	USD 151.139
8	USD 151.139	USD 3.249	USD 4.806	USD 1.556	USD 149.582
9	USD 149.582	USD 3.216	USD 4.806	USD 1.590	USD 147.992
10	USD 147.992	USD 3.182	USD 4.806	USD 1.624	USD 146.368
11	USD 146.368	USD 3.147	USD 4.806	USD 1.659	USD 144.709
12	USD 144.709	USD 3.111	USD 4.806	USD 1.695	USD 143.014
13	USD 143.014	USD 3.075	USD 4.806	USD 1.731	USD 141.283
14	USD 141.283	USD 3.038	USD 4.806	USD 1.768	USD 139.515
15	USD 139.515	USD 3.000	USD 4.806	USD 1.806	USD 137.708
16	USD 137.708	USD 2.961	USD 4.806	USD 1.845	USD 135.863
17	USD 135.863	USD 2.921	USD 4.806	USD 1.885	USD 133.978
18	USD 133.978	USD 2.881	USD 4.806	USD 1.925	USD 132.053
19	USD 132.053	USD 2.839	USD 4.806	USD 1.967	USD 130.086
20	USD 130.086	USD 2.797	USD 4.806	USD 2.009	USD 128.077
21	USD 128.077	USD 2.754	USD 4.806	USD 2.052	USD 126.025
22	USD 126.025	USD 2.710	USD 4.806	USD 2.096	USD 123.928
23	USD 123.928	USD 2.664	USD 4.806	USD 2.142	USD 121.787
24	USD 121.787	USD 2.618	USD 4.806	USD 2.188	USD 119.599
25	USD 119.599	USD 2.571	USD 4.806	USD 2.235	USD 117.364
26	USD 117.364	USD 2.523	USD 4.806	USD 2.283	USD 115.082
27	USD 115.082	USD 2.474	USD 4.806	USD 2.332	USD 112.750
28	USD 112.750	USD 2.424	USD 4.806	USD 2.382	USD 110.368
29	USD 110.368	USD 2.373	USD 4.806	USD 2.433	USD 107.935
30	USD 107.935	USD 2.321	USD 4.806	USD 2.485	USD 105.450
31	USD 105.450	USD 2.267	USD 4.806	USD 2.539	USD 102.911
32	USD 102.911	USD 2.213	USD 4.806	USD 2.593	USD 100.317
33	USD 100.317	USD 2.157	USD 4.806	USD 2.649	USD 97.668
34	USD 97.668	USD 2.100	USD 4.806	USD 2.706	USD 94.962
35	USD 94.962	USD 2.042	USD 4.806	USD 2.764	USD 92.198

36	USD 92.198	USD 1.982	USD 4.806	USD 2.824	USD 89.374
37	USD 89.374	USD 1.922	USD 4.806	USD 2.884	USD 86.490
38	USD 86.490	USD 1.860	USD 4.806	USD 2.946	USD 83.543
39	USD 83.543	USD 1.796	USD 4.806	USD 3.010	USD 80.533
40	USD 80.533	USD 1.731	USD 4.806	USD 3.075	USD 77.459
41	USD 77.459	USD 1.665	USD 4.806	USD 3.141	USD 74.318
42	USD 74.318	USD 1.598	USD 4.806	USD 3.208	USD 71.110
43	USD 71.110	USD 1.529	USD 4.806	USD 3.277	USD 67.833
44	USD 67.833	USD 1.458	USD 4.806	USD 3.348	USD 64.485
45	USD 64.485	USD 1.386	USD 4.806	USD 3.420	USD 61.066
46	USD 61.066	USD 1.313	USD 4.806	USD 3.493	USD 57.573
47	USD 57.573	USD 1.238	USD 4.806	USD 3.568	USD 54.005
48	USD 54.005	USD 1.161	USD 4.806	USD 3.645	USD 50.360
49	USD 50.360	USD 1.083	USD 4.806	USD 3.723	USD 46.637
50	USD 46.637	USD 1.003	USD 4.806	USD 3.803	USD 42.833
51	USD 42.833	USD 921	USD 4.806	USD 3.885	USD 38.948
52	USD 38.948	USD 837	USD 4.806	USD 3.969	USD 34.980
53	USD 34.980	USD 752	USD 4.806	USD 4.054	USD 30.926
54	USD 30.926	USD 665	USD 4.806	USD 4.141	USD 26.785
55	USD 26.785	USD 576	USD 4.806	USD 4.230	USD 22.555
56	USD 22.555	USD 485	USD 4.806	USD 4.321	USD 18.233
57	USD 18.233	USD 392	USD 4.806	USD 4.414	USD 13.819
58	USD 13.819	USD 297	USD 4.806	USD 4.509	USD 9.311
59	USD 9.311	USD 200	USD 4.806	USD 4.606	USD 4.705
60	USD 4.705	USD 101	USD 4.806	USD 4.705	USD 0

Tabla 31. Tabla de amortización de la inversión.

Fuente: Elaboración propia.

6.3 RESUMEN DE ÍNDICES FINANCIEROS

A partir de los flujos de caja expuestos en las Tablas 27 y 29, se realizan los análisis financieros a fin de obtener los indicadores necesarios para evaluar el proyecto desde este ámbito.

En la siguiente tabla, se evidencia el resumen de indicadores de la tasa interna de retorno, el Valor Presente Neto, el Payback o tiempo de recuperación de la inversión y la relación Beneficio/Costo obtenidos:

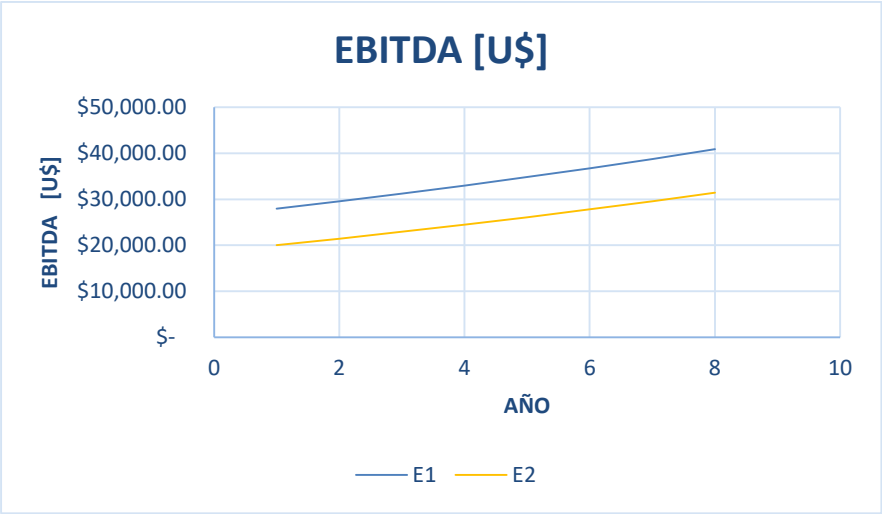
ESCENARIO	TIR	VPN	PAY BACK	B/C
E1	25%	$ 86.880,39	6	1,03
E2	14%	$ 14.092,58	8	1,51

Tabla 32. Resumen de índices financieros.

Fuente: Elaboración propia

El indicador financiero EBITDA[7], es una herramienta de análisis de rentabilidad a fin de obtener una medida aproximada de la operatividad. Es decir, tener el conocimiento real de lo que se está ganando o perdiendo, por ello, el EBITDA se aplica para medir la capacidad que tiene una empresa para generar beneficios de una actividad productiva sin tomar en cuenta en sus cálculos la totalidad de los gastos.

Se calcula como: EBITDA se calcula a través de la diferencia entre los ingresos y los gastos de operación y mantenimiento. En la Gráfica 19 se ilustra el comportamiento del EBITDA en pesos para los escenarios I y II.



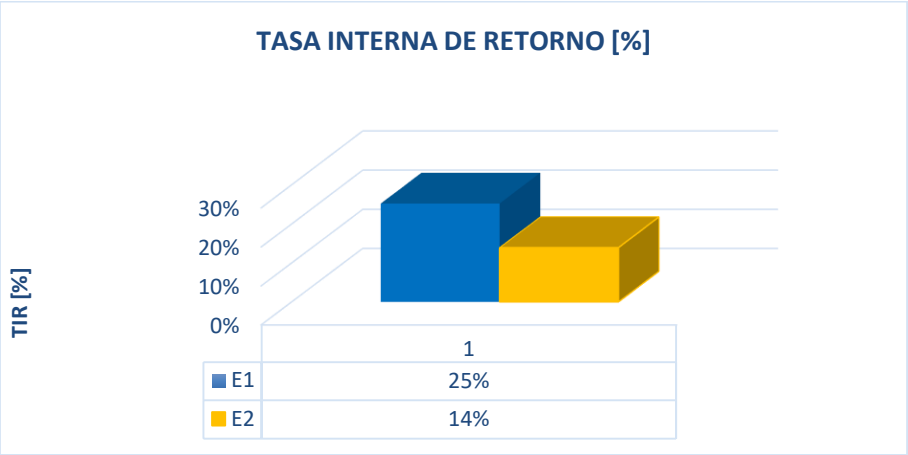
Gráfica 19. EBITDA en pesos para los escenarios I y II.

Fuente: Elaboración propia

La TIR es la tasa a la cual se gana un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento dentro del tiempo de ejecución del proyecto. Analizando los

[7] Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization.

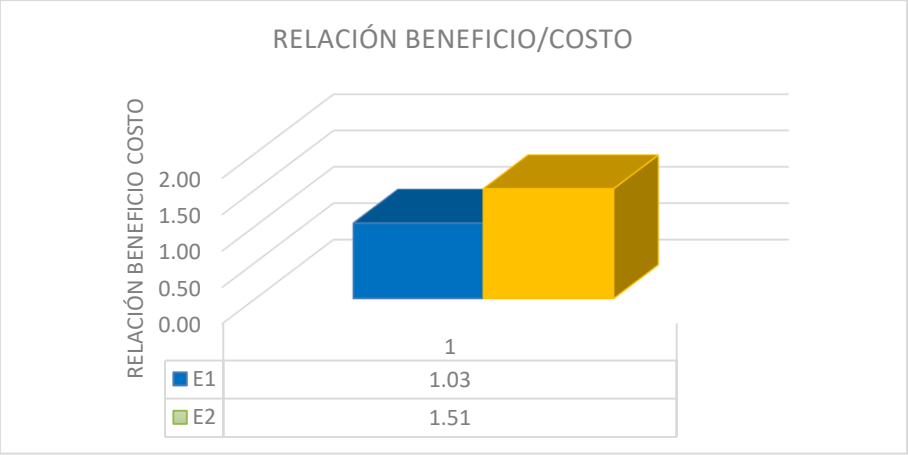
proyectos de los dos escenarios se considera viable desde este indicador, debido a que los dos proyectos superan la tasa social de descuento estimada en 12 %. A continuación, en la Gráfica 20 se observa la TIR para los escenarios I y II del proyecto.



Gráfica 20. TIR para el escenario I y II.

Fuente: Elaboración propia

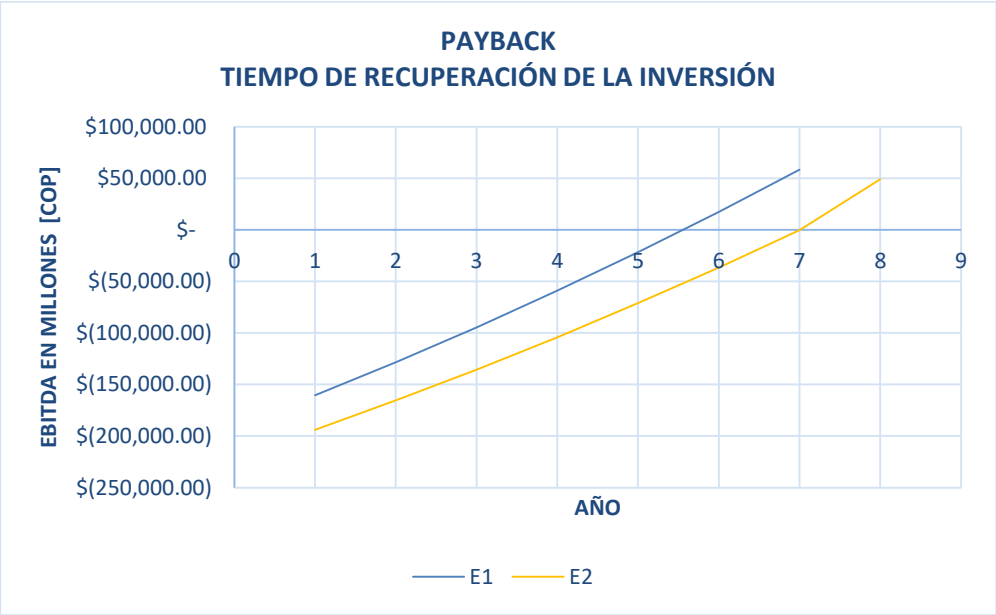
La relación beneficio/ costo es un indicador que mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar a una comunidad. A continuación, en la Gráfica 21 se puede observar dicha relación.



Gráfica 21. Relación beneficio /costo para los escenarios I y II.

Fuente: Elaboración propia

El Payback es el tiempo en el cual se recuperará la inversión realizada a cada uno de los escenarios. De acuerdo a la Tabla 33, se entiende por tiempo de recuperación, el año en el que el proyecto deja de mostrar números negativos, en el caso del escenario I, será a los cinco (5) años, en cambio para el escenario II, será de seis (6) años (ver gráfica 22).



Gráfica 22. Tiempo de recuperación de la inversión.

Fuente: Elaboración propia

PAY BACK $ (USD)								
	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
Escenario I	(160.599,60)	(117.552)	(72.383)	(24.986)	24.747	76.932	131.689	206.389
Escenario II	(194.029,68)	(157.828)	(119.842)	(79.983)	(38.160)	5.726	51.775	114.595

Tabla 33. Resumen de índices financieros.

Fuente: Elaboración propia

6.4 SENSIBILIDAD

Las variables más significativas que pueden incidir para la viabilidad del proyecto son los sobrecostos en la ejecución del proyecto, la vida útil de los equipos, vida útil del campo, o el cálculo del precio del kilovatio-hora, y el ajuste anual de precios o crecimiento del índice de precios al consumidor.

La sensibilidad del proyecto se contempla a través del precio del kilovatio-hora generado en cada uno de los proyectos, esta variable incide directamente en los indicadores financieros expuestos anteriormente, para el proyecto el precio se contempló con los precios regulados por el operador de red que abastece el campo.

A continuación, se realizará la evaluación del proyecto, descontando los cobros por transmisión y comercialización realizados por el operador de red. *(Ver tabla 34).*

AJUSTE DEL VALOR KILOVATIO HORA	
Costo del Kw – hora [$ COP]	0,1866
Costo de comercialización [$ COP]	0,0150
Costo de transmisión [$ COP]	0,0087
COSTO Kw-h ajustado [$ COP]	0,1629

Tabla 34. Ajuste del valor del kilovatio-hora

Fuente: Elaboración propia

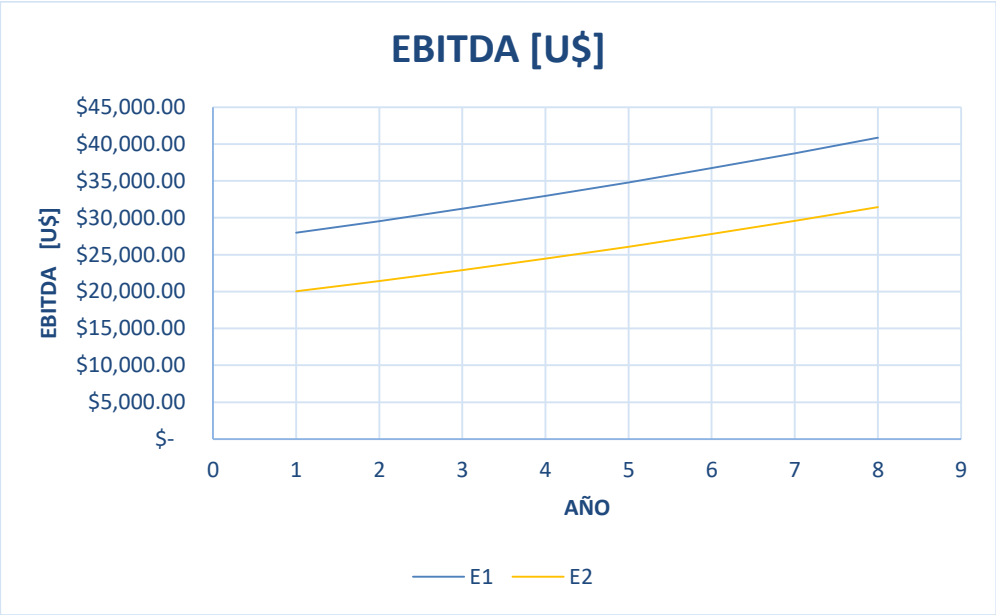
Teniendo en cuenta este que le precio del kilovatio-hora, es la variable más importante en la evaluación del proyecto, esta misma hace que para este análisis se haga uno de los escenarios previstos para cogeneración de energía eléctrica inviable financieramente, como se evidencia en la tabla 35:

ESCENARIO	TIR	VPN	PAY BACK	B/C
E1	16%	$ 24.840,39	6	0,77
E2	8%	-$30.024,76	8	1,19

Tabla 35. Resumen de indicadores financieros en los dos escenarios

Fuente: Elaboración propia

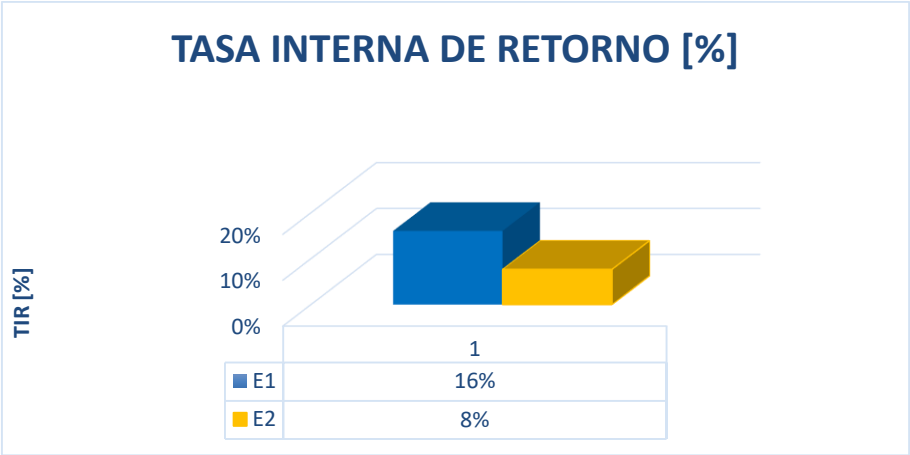
Al ser el kilovatio-hora la fuente de ingreso para el proyecto, hace que el EBITDA baje significativamente, esto se evidencia en la Gráfica 23, donde se observan los comportamientos de las pendientes en función de los periodos, que se encontraban antes (E1 y E2) y los ajustados denotados con (E1 A Y E2 A).



Gráfica 23. Comportamiento EBITDA E1-E2 en periodo de 8 años.

Fuente: Elaboración propia

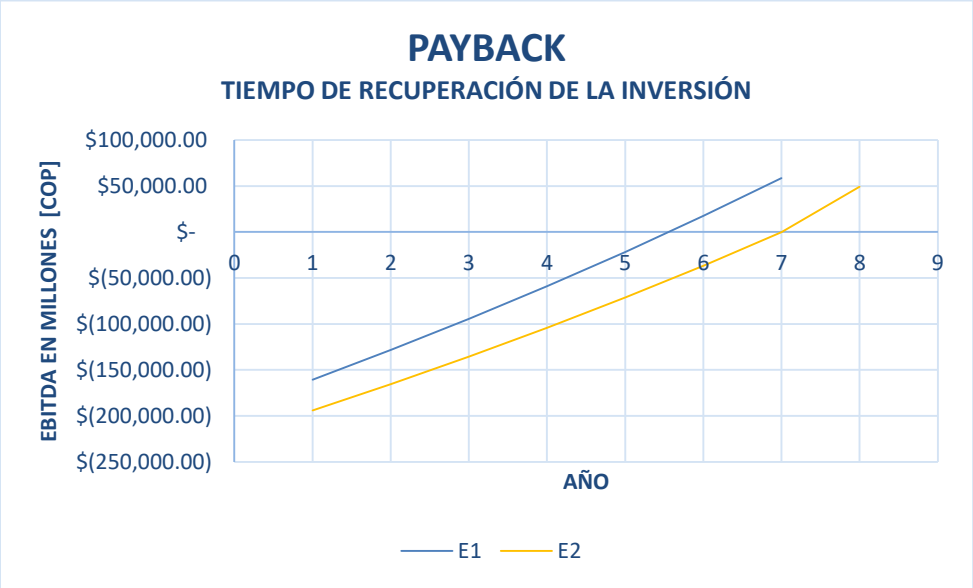
La tasa interna de retorno también se ve afectada significativamente, haciendo viable solo el proyecto del escenario I, el cual a pesar del ajuste al valor del kilovatio-hora, sigue siendo mayor al de la tasa social de descuento estimada en el 12%. Caso contrario al escenario II, como se observa en la siguiente Gráfica:



Gráfica 24. Tasa Interna de Retorno EI-EII.

Fuente: Elaboración propia

El Payback es el tiempo en el cual se recuperará la inversión realizada a cada uno de los escenarios, este indicador también se afecta recuperándose la inversión en periodos más largos.



Gráfica 25. Tiempo de recuperación de la inversión.

Fuente: Elaboración propia

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

El proyecto con cogeneración a través del gas de desecho se considera viable desde el punto de vista técnico, financiero y económico, sin embargo, el valor de inversión se recuperará en tres (6) años. Pero además tendrá beneficios ambientales no cuantificados para este proyecto, esto debido al uso del gas de desecho quemado en las teas de producción de las estaciones de hidrocarburos.

El proyecto con cogeneración de energía eléctrica a través de turbinas acopladas en las tuberías de agua de producción se considera viable financieramente con la instalación de 3 turbinas o más acopladas en paralelo en un sector de la planta, o en caso de estaciones en construcción donde se realice una relación entre el costo de la acometida principal y la inversión asociada al proyecto del turbogenerador.

Estos proyectos tendrían mayor viabilidad en las estaciones de tratamiento en construcción o ampliaciones, debido a que al tener generación distribuida por la planta llevaría a un beneficio económico de US$ 71.182, por lo que se eliminarían las acometidas de largas distancias y los bancos de ductos asociados a ellas los cuales son embebidos en concreto.

7.2 RECOMENDACIONES

A través de lo evaluado en el presente trabajo se realizan las siguientes recomendaciones para el éxito del proyecto:

- Es necesario que la inversión se haga directamente por una operadora de hidrocarburos, la cual pueda diversificar el recurso humano durante la operación de las plantas. Al hacerlo por medio de un inversionista que se haga cargo de la construcción y operación de la planta, vendiendo el producto en forma de energía eléctrica, se hace inviable financieramente por los costos de operación o poco competitivo por el precio del kilovatio-hora.

- De acuerdo al análisis de sensibilidad, en el cual se varía el precio del kilovatio-hora, es recomendable que al implementar el proyecto el valor se proyecte semejante al del operador de red, ya que es la variable más influyente en la viabilidad del proyecto.

- Desde la parte técnica, se considera más viable el proyecto para estaciones de gran tamaño, realizando generación distribuida a través de las plantas y eliminando las acometidas de grandes longitudes, que generan sobrecostos para construcciones o ampliaciones, debido a las cantidades de bancos de ductos y cables para alimentación de equipos retirados de los centros de distribución.

- Por el área ambiental, se obtendría un beneficio debido a que se reducen las quemas de gases en las teas de producción, así como las contaminaciones auditivas que sufren las comunidades aledañas a las zonas de producción. Las cuales, a pesar de no ser totalmente mitigadas, serán más controladas o se realizarán con menos frecuencia.

8. REFERENCIAS

Casini (2015). Harvesting energy from in-pipe hydro systems at urban and building scale. University of Rome. 0.12720/sgce.4.4.316-327

CEPAL. Ortegón, Pacheco, Prieto. (2005) Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas.

Colombia. Ministerio de Ambiente. (1997). Guía ambiental para el desarrollo de campos petroleros. Bogotá D.C.

Colombia. Ministerio de Minas y Energía. (1999) Guía de manejo ambiental para proyectos de perforación de pozos de petróleo y gas. Bogotá Colombia.

Ed Kashi, (2014). Initiative to Reduce Global Gas Flaring. The World Bank Group. Washington, DC 20433 USA

Garzón, Amézquita. (2013). Marco técnico como base para la reglamentación ambiental de las emisiones atmosféricas en la operación de las teas en el sector de hidrocarburos. Universidad de la Salle.

Instituto Colombiano del Petróleo. Ecopetrol. (2014). Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.

Instituto Colombiano del Petróleo. Ecopetrol. (2014). Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.

Malagón. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. (2016). La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Bogotá Colombia.

Mondragón. (2015) Propuesta de guía ambiental para el quemado de gas en instalaciones de exploración y producción petrolera en Colombia. Bogotá Colombia.

Sánchez. (2013). Estudio de impacto ambiental para la implementación del centro etno - cultural turístico comunitario Bombódromo, Cantón Ibarra. Universidad Tecnológica Quito – Ecuador.

Silva (2014). Estudio y evaluación del comportamiento energético del motor de un conjunto motogenerador operando con Gas Licuado de Petróleo (GLP) de alto butano. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá Colombia.

Zamora A. C. y Ramos J. Las actividades de la industria petrolera y el marco ambiental legal en Venezuela. Una visión crítica de su efectividad. Universidad Central de Venezuela. 2009.

Zúñiga. (2009). Elaboremos un estudio de impacto ambiental. Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá.

AGENCY, U. S. (2009). *Emissions Factors & AP 42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors.* Washington D.C.

Bjorn Pieprzyk, P. R. (2015). *Quema y venteo de gas asociado.* Asociación Alemana de la Industría de Biocombustibles.

Controls, V. D. (2000). Obtenido de Chapter 1: Flares. A U.S. Environmental Protection Agency report: https://www3.epa.gov/ttncatc1/dir1/cs3-2ch1.pdf

Culajay, A. (2016). *Estudio técnico para incrementar la eficiencia energética.* Guatemala.

Ecopetrol. (2014). *Reinyección de Agua*. Obtenido de wpadmin.

EUROPE, C. (s.f.). *¿What is cogeneration?* Obtenido de https://www.cogeneurope.eu/knowledge-centre/what-is-cogeneration

Garibaly G., M. A. (2014). *La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental.* México: U.N.A.M. .

Garzón, A. (2013). *Marco técnico como base para la reglamentación ambiental de las emisiones atmosféricas en la operación de las teas en el sector de hidrocarburos*. Obtenido de Universidad de la Salle.

Infante, C. (2010). *Guía para la presentación de proyectos de investigación.* Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

Kazner, S. W. (2016). *Water Resources and Industry*. Obtenido de https://www.journals.elsevier.com/water-resources-and-industry

Metrogas. (s.f.). *Purga de la instalación*. Obtenido de http://www.metrogas.cl/industria/asesoria_tecnica_3.4

Petróleo, A. d. (2015). *Academia*. Obtenido de http://www.academia.edu/7376872/ABC_de_la_Produccion_y_Transporte_en_la_Industria_del_Petroleo_-_I_EXPOPETROL_UNP

quimico, T. -L. (s.f.). Obtenido de https://www.tplaboratorioquimico.com/laboratorio-quimico/procedimientos-basicos-de-laboratorio/que-es-la-decantacion.html

Salvi, G. (s.f.). *La combustión (teoría y aplicaciones)*. Obtenido de Dossat S. A.: http://www.celing.net/ingenieria/=/c1220080205.pdf

Links:

https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2018/07/17/new-satellite-data-reveals-progress-global-gas-flaring-declined-in-2017

https://www.redalyc.org/html/3477/347730384008/

https://www.dinero.com/negocios/articulo/las-diez-petroleras-mayor-produccion-colombia/140828

https://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/9/37779/marco_logico_y_ev_proyectos.pdf

9. ANEXOS

ANEXO 1: Turbina con generador acoplada en tuberías de agua.

Gráfica 26. Turbina para tuberías de agua de la empresa LucidPipe™.

LucidPipe™ Diameter (in)	Rated Power (kW)	Rated Flow (MGD)	Gauge Pressure Required for Rated	Head Extraction at Rated	Head	Operational Head Loss Coefficient

			output (psi)	(psi)	Extraction at Rated While Stopped (psi)	(Running /Stopped)
24	14	24	48	5.2	1.2	6.7-8.4/2.0
42	50	64	43	5.9	1.1	7.7-10/2.3
60	100	128	43	5.0	1.2	7.7-10.1/2.3

ANEXO 2: Especificación técnica del generador a GAS.

Generator Set Specifications		
Rating (Natural Gas)	60 ekW (75 kVA)	
Rating (LP Vapor)	60 ekW (75 kVA)	
Voltage	480 Volts	
Frequency	60 Hz	
Speed	1800 rpm	
Generator Set Configurations		
Emissions/Fuel Strategy	U.S. EPA Certified for Stationary Emergency Application	
Engine Specifications		
Engine Model	5.7L V8, 4-cycle	
Bore	101.6 mm	4.0 in
Displacement	5.7 L	350 in^3
Stroke	88.4 mm	3.48 in
Compression Ratio	9.4:1	
Aspiration	Naturally Aspirated	
Governor Type	Electronic	
Fuel Type	Natural Gas, LP Vapor	
Fuel Pressure Operating Range*	2.7 - 3.5 kPa	11 - 14 in. water
Package Dimensions**		
Length	2117 mm	83.3 in
Width	1000 mm	39.4 in
Height	1360 mm	53.5 in
Weight	957 kg	2110 lb

Tabla 36. Especificaciones técnicas Motor-Generador a gas DG 60-2

ANEXO 3: Ubicación del generador en planta.

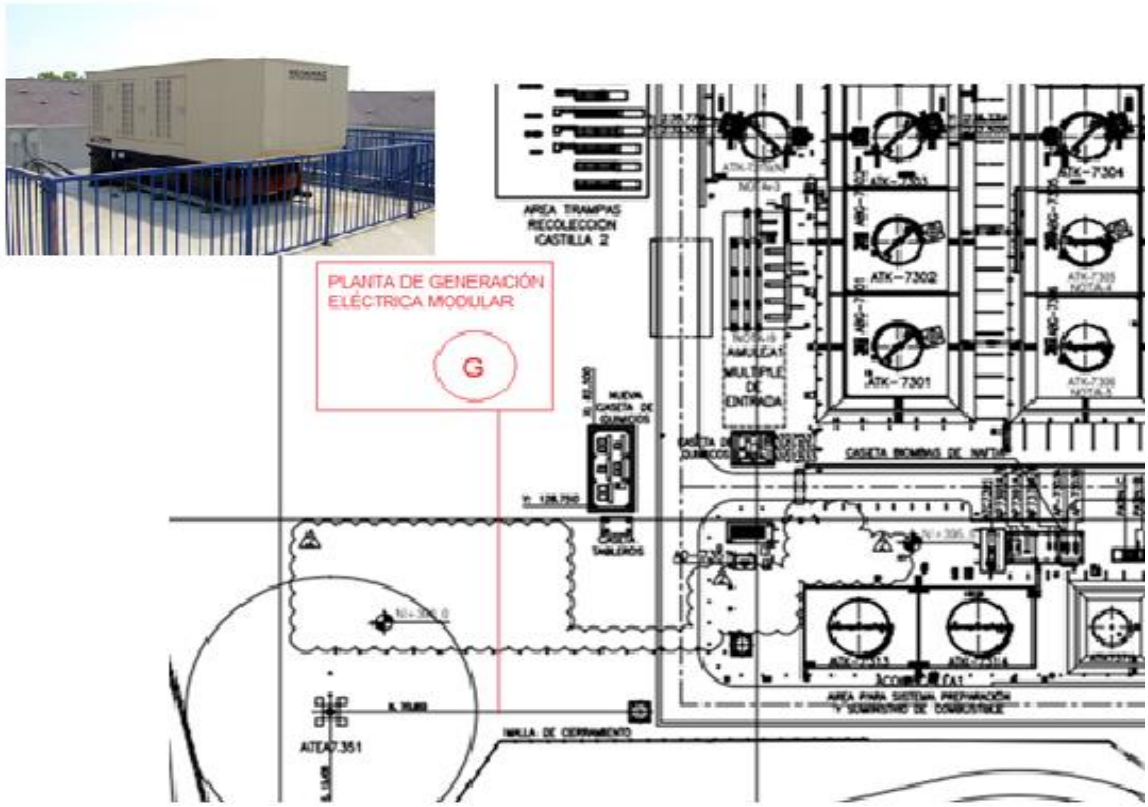


Imagen 7. Ubicación del proyecto en la planta modular.

ANEXO 4: Precios kW-h ENERCA S.A. E.S.P.

ENERCA S.A. E.S.P.

Tarifas Usuarios Regulados
Código:FT-OC-06
Versión:0.1

REPUBLICA DE COLOMBIA
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.
INFORMA A SUS TERCEROSS DEL SISTEMA
DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DE CASANARE

De acuerdo con las resoluciones 001/07, 123/09, 038/07, 119/07, 097/2008, 186/10 173/11, 189/2014, 180/2014, 191/2014, 121/2015, 024/2012 % de AOM reconocido a partir del 01 de Mayo de 2015 2.93%; expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, que permiten establecer los costos de la prestación del servicio a TERCEROS regulados,

Informamos las tarifas del Servicio de Energía Electrica para el mes de Enero de 2018

TARIFAS RESIDENCIALES

			ESTRATO 1		ESTRATO 2		ESTRATO 3	
PROPIEDAD ACTIVOS	NIVEL MEDIDA	CU $/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA $/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA $/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA $/kWh
ENERCA AEREO	I-II	541.9101	54.7798%	245.0528	43.4748%	306.3160	15.00%	460.6236
TERCEROS AEREO	I-II	500.9212	54.4260%	228.2900	43.0325%	285.3625	15.00%	425.7830

Nota: El subsidio es aplicado hasta el consumo de subsistencia.

TARIFAS RESIDENCIALES

			ESTRATO 4	ESTRATO 5		ESTRATO 6	
PROPIEDAD ACTIVOS	NIVEL MEDIDA	CU $/kWh	TARIFA $/kWh	% CONTRIB.	TARIFA $/kWh	% CONTRIB.	TARIFA $/kWh
ENERCA AEREO	I-II	541.9101	541.9101	20.00%	650.2921	20.00%	650.2921
TERCEROS AEREO	I-II	500.9212	500.9212	20.00%	601.1054	20.00%	601.1054

TARIFAS NO RESIDENCIALES

			COMERCIAL / INDUSTRIAL		ACUEDUCTOS. ESP		OFICIAL
PROPIEDAD ACTIVOS	NIVEL MEDIDA	CU $/kWh	CONTRIBUCION 20%	TARIFA $/kWh	CONTRIBUCION 10%	TARIFA $/kWh	TARIFA $/kWh
ENERCA AEREO	I-II	541.9101	108.3820	650.2921	54.1910	596.1011	541.9101
TERCEROS AEREO	I-II	500.9212	100.1842	601.1054	50.0921	551.0133	500.9212
ENERCA AEREO	I-III	541.9101	108.3820	650.2921	54.1910	596.1011	541.9101
TERCEROS AEREO	I-III	500.9212	100.1842	601.1054	50.0921	551.0133	500.9212
	II	452.1669	90.4334	542.6003	45.2167	497.3836	452.1669
	III	390.9504	78.1901	469.1405	39.0950	430.0454	390.9504
	IV	332.5447	66.5089	399.0536	33.2545	365.7992	332.5447

COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACION DEL SERVICIO (Cu)

NIVEL MEDIDA	G	T	D	R	C	PR	Cu Aplicado
	$/kWh	$/kWh	$/kWh	$/kWh	$/kWh	$/kWh	$/kWh
I-II ENERCA AEREO	187.3688	30.8521	199.3763	36.8803	51.8414	35.5912	541.9101
I-II TERCEROS AEREO	187.3688	30.8521	158.3874	36.8803	51.8414	35.5912	500.9212
I-III ENERCA AEREO	187.3688	30.8521	199.3763	36.8803	51.8414	35.5912	541.9101
I-III TERCEROS AEREO	187.3688	30.8521	158.3874	36.8803	51.8414	35.5912	500.9212
II	187.3688	30.8521	131.4128	36.8803	51.8414	13.8115	452.1669
III	187.3688	30.8521	71.0076	36.8803	51.8414	13.0002	390.9504
IV	187.3688	30.8521	20.7336	36.8803	51.8414	4.8685	332.5447
CARGO FIJO	Cfj	0.0000	Cargo de Comercialización				
CARGO VARIABLE	Cvrmij	51.8414					
TARIFA A.P.	473.9466	Vigilado por la Superintendencia de Servicios Publicos Domiciliarios					

Si tiene alguna duda llámar al 018000910182 ó en www.enerca.com.co

FLOR ANGELA ALFONSO MONTAÑA
GERENTE COMERCIAL

HAYVER SNITH GUTIERREZ MONTES
GERENTE GENERAL

SC-CER407934

ANEXO 7. Especificaciones técnicas de la turbina.

Especificaciones de la turbina

TIPO DE TURBINA	INLINE	INLINE R	INLINE HP
SISTEMA DE CONTROL ASOCIADO	Microregen o Hydroregen	Hydroregen	Microregen o Hydroregen
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS			
DISEÑO	Acoplamiento directo en línea con la conducción existente		
MONTAJE	Eje vertical u horizontal	Eje vertical	Eje vertical u horizontal
ACOPLAMIENTO	Bridas según EN1092-2		Bridas según EN 1092-2 ó rosca según EN ISO 228-1
DIÁMETROS DE ENTRADA/SALIDA mm (SEGÚN MODELO)	32 a 200	150 a 350	25 a 125
ESTANQUEIDAD	Cierre mecánico		
TIPO DE COJINETE	Rodamiento estándar de bolas		
FLUIDOS TURBINABLES	Agua potable, agua de riego, agua bruta de río, agua caliente sanitaria y agua de refrigeración		
MATERIALES			
CUERPO PRINCIPAL	Fundición gris		Acero inox AISI 304
RODETE	Fundición gris, bronce o acero inoxidable		Acero inox AISI 304
EJE	Acero templado		Acero inox AISI 304
ACOPLE GENERADOR	Fundición gris		Fundición gris
JUNTAS	DPAF, libre de asbestos		EPDM
CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO (Según modelo)			
SALTO DE PRESIÓN [m]	10 a 198	10 a 135	25 a 400
CAUDAL [litros / segundo]	8 a 150	105 a 510	1 a 45
PRESIÓN MÁXIMA [bar]	16	16 (opcional 25)	16 a 40 según modelo
VELOCIDAD NOMINAL [RPM]	1500 o 3000	1000 a 1500	1500 o 3000
TEMPERATURA FLUIDO [ºC]	-30 a 140		-20 a 140
EFICIENCIA GLOBAL [%]	50 a 75	70 a 78	45 a 68