



**VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DEL APROVECHAMIENTO DE GAS
RESIDUAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN EL COSTO
KILOWATT / HORA.**

AUTOR: JUAN CARLOS QUIJANO APONTE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017



**VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DEL APROVECHAMIENTO DE GAS
RESIDUAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN EL COSTO
KILOWATT / HORA.**

JUAN CARLOS QUIJANO APONTE

Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas

**DIRECTOR
JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

Viabilidad técnico económica del aprovechamiento de gas residual para generación eléctrica basado en el costo kilowatt / hora.



Dedico este importante trabajo de tesis de grado, primeramente a Dios, familiares, amigos, conocidos, al cuerpo docente y administrativo de nuestra distinguida Universidad Industrial de Santander, que con tanto esmero y apoyo constante de todas estas personas logre este tan anhelado trabajo.



AGRADECIMIENTOS

Los más sinceros agradecimientos al todo poderoso por haber podido adelantar y lograr este trabajo de tesis, a nuestra Institución Universitaria por su labor de gestión y por sus excelentes orientaciones académicas.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
1. DEFINICION DEL PROBLEMA	18
1.1 ALCANCE	18
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
1.3 OJETIVOS	19
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	19
1.4 JUSTIFICACION	20
2. MARCO DE REFERENCIA	21
2.1 MARCO TEORICO	21
2.1.1 FUENTES DE ENERGÍA	22
2.1.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS	23
2.1.2.1 PROCESO TÉRMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	23
2.1.2.2 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA LA GENERACIÓN	30
2.1.3 UTILIZACIÓN DEL GAS ASOCIADO DE PETRÓLEO	33
2.1.3.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES	34
2.1.4 TRATAMIENTO DEL GAS.....	35
2.1.5 CONDICIONES DEL GAS PARA USO INDUSTRIAL	38
2.1.6. TARIFAS DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA.....	39
2.2 MARCO CONCEPTUAL	41
2.3 MARCO LEGAL	49
2.3.1 INCENTIVO A LA PRODUCCIÓN	49
2.3.2 ACTUALIDAD REGULATORIA ENERGÍA.....	50
2.3.3 MERCADO DEL GAS NATURAL Y SU REGULACIÓN (1)	51
2.3.4 MERCADO DEL GAS NATURAL Y SU REGULACIÓN (2).....	51
2.4 MARCO CONTEXTUAL	52
2.4.1 PRINCIPIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS.....	52
2.4.2 FLAGELO DE QUEMA DE GAS RESIDUAL EN EL MUNDO	53
3. DISEÑO METODOLOGICO	56

3.1. RECOLECCION DE DATOS	56
4. RESULTADOS ESPERADOS.....	58
5. DESARROLLO DEL PROYECTO DE INVESTIGACION.....	59
6. ESTUDIO FINANCIERO.....	94
6.1 FLUJO DE CAJA	94
6.1.1 COSTO DEL PROYECTO	94
6.1.1.1 COSTOS DE INVERSION	95
6.1.1.2 COSTO DE OPERACIÓN.....	97
6.1.2 INGRESOS.....	97
6.2 CRITERIOS DE EVALUACION	98
6.2.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	99
6.2.2 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR).....	100
6.2.3 PERIODO DE RESTITUCION (PR).....	101
6.3 RESULTADOS.....	102
7. CONCLUSIONES	104
8. RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	106
ANEXOS.....	109

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Especificaciones de calidad del Gas Natural	39
Tabla 2 Clasificación del gas natural	43
Tabla 3 Cromatografía del primer gas	60
Tabla 4 Gas rico y gas pobre.....	61
Tabla 5 Muestra porcentaje de gas masa.....	62
Tabla 6 Condiciones del gas producido en el Campo Morro	63
Tabla 7 Parámetros de calidad del gas según Resolución CREG-071 de 1999 (actualización).....	63
Tabla 8 Parámetros de calidad del gas para generación Eléctrica	65
Tabla 9 P, T y Qg son asumidos.....	69
Tabla 10 Se toma un 20% de aire en exceso	70
Tabla 11 Reacción de combustión.....	70
Tabla 12 Turbina de gas	71
Tabla 13 Difusor de Turbina.....	72
Tabla 14 Carcasa Cámara de Combustión.....	72
Tabla 15 P, T y Qg son asumidos.....	73
Tabla 16 toma un 20% de aire en exceso.....	74
Tabla 17 Reacción de combustión.....	74
Tabla 18 Turbina de gas	75
Tabla 19 Difusor de Turbina.....	76
Tabla 20 Carcasa Cámara de Combustión.....	76
Tabla 21 P, T y Qg son asumidos.....	77
Tabla 22 Toma un 20% de aire en exceso	77
Tabla 23 Reacción de combustión.....	78
Tabla 24 Turbina de gas	79
Tabla 25 Difusor de Turbina.....	80
Tabla 26 Carcasa Cámara de Combustión.....	80
Tabla 27 P, T y Qg son asumidos.....	82
Tabla 28 Se toma un 20% de aire en exceso	83

Tabla 29 Reacción de combustión.....	83
Tabla 30 Turbina de gas	84
Tabla 31 Difusor Turbina	85
Tabla 32 Carcasa cámara de combustión	85
Tabla 33 P, T y Qg son asumidos.....	86
Tabla 34 Se toma un 20% de aire en exceso	87
Tabla 35 Reacción de combustión.....	87
Tabla 36 Turbina de gas	88
Tabla 37 Difusor Turbina	89
Tabla 38 Carcasa cámara de combustión	89
Tabla 39 P, T y Qg son asumidos.....	90
Tabla 40 Se toma un 20% de aire en exceso	91
Tabla 41 Reacción de combustión.....	91
Tabla 42 Turbina de gas	92
Tabla 43 Difusor Turbina	93
Tabla 44 Carcasa cámara de combustión	93
Tabla 45 Costo de la construcción línea gas residual.....	95
Tabla 46 Costo de automatización del Scrubber	96
Tabla 47 Coste de la operación	97
Tabla 48 Ingresos por cuenta de ahorro de la sustitución del diésel	98
Tabla 49 Resultados del análisis económico	102

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1 eficiencia y emisiones entre centrales.....	31
Gráfica 2 Ranking de países con más quema de gas.....	44
Gráfica 3 Consumo de energía para la generación eléctrica por crudo.....	48

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Central eléctrica a gas	23
Figura 2 turbina de gas de eje para aplicaciones de generación de energía	25
Figura 3 Partes principales de una central termoeléctrica	27
Figura 4 Funcionamiento de una central de ciclo combinado	28
Figura 5 Descripción completa Funcionamiento de una central de ciclo combinado	29
Figura 6 Remoción condensados	35
Figura 7 Procesos con Aminas	37
Figura 8 Turbina de vapor del Bloque V de la Central Térmica de Ciclo Combinado de Besòs.....	47
Figura 9 gases industriales que catalizan el efecto invernadero.....	55



LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	110
ANEXO B. PRESUPUESTO.....	111
ANEXO C. CROMATOGRAFIA GAS MORRO CASO DE ESTUDIO	112
ANEXO D. CROMATOGRAFIA GAS MORRO 2 CASO DE ESTUDIO	113

RESUMEN

TÍTULO: VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DEL APROVECHAMIENTO DE GAS RESIDUAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN EL COSTO KILOWATT / HORA.

AUTOR: JUAN CARLOS QUIJANO APONTE

PALABRAS CLAVES: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO, APROVECHAMIENTO DEL GAS RESIDUAL, GENERACIÓN ELÉCTRICA, APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO, IMPACTO AMBIENTAL.

El siguiente documento de investigación pretende realizar un estudio técnico económico profundo y de manera actualizado sobre procedimientos, cálculos y experiencias de los proyectos de aprovechamiento del gas residual; en la generación eléctrica, diseñando un modelo técnico que establezca el aprovechamiento del gas residual o asociado, y consecutivamente la elaboración de un procedimiento para la realización de cálculos típicos, reduciendo la incertidumbre con relación a la justificación económica del aprovechamiento energético.

El desaprovechamiento del gas residual o asociados, la pérdida de energía de este gas, el impacto ambiental y las reiteradas sanciones económicas por su constante quema y venteo es una problemática inmensa que se presenta actualmente en campos menores.

Es evidente un plan de acción; para el aprovechamiento del gas residual ligado a la ausencia de estudios, con referencia a cómo manejar el gas que se quema, así como el desconocimiento del uso potencial del gas residual en la Generación eléctrica, de los variados métodos, procedimientos y cálculos, para su aprovechamiento en generación eléctrica, asimismo sumando la ineficiencia a nivel energético por el desaprovechamiento del gas residual, también, la ausencia de un costo/beneficio del tratamiento del gas asociado para su aprovechamiento energético.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería de Físico Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Julio Cesar Pérez Angulo. Ingeniero de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: ECONOMIC TECHNICAL VIABILITY OF RESIDUAL GAS USE FOR ELECTRIC GENERATION BASED ON THE KILOWATT / HOUR COST.

AUTHOR: JUAN CARLOS QUIJANO APONTE

KEYWORDS: ECONOMIC TECHNICAL STUDY, USE OF RESIDUAL GAS, ELECTRICITY GENERATION, ENERGY USE, ENVIRONMENTAL IMPACT.

The following research paper intends to carry out an in-depth and up-to-date economic technical study on procedures, calculations and experiences of waste gas exploitation projects; In the electric generation, designing a technical model that establishes the use of the residual or associated gas, and consecutively the elaboration of a procedure for the accomplishment of typical calculations, reducing the uncertainty with respect to the economic justification of the energy utilization.

The waste of associated gas, the loss of energy of this gas, the environmental impact and the repeated economic sanctions for its constant burning and venting is an immense problem that is currently present in smaller fields.

A plan of action is evident; For the use of the residual gas connected to the absence of studies, with reference to how to handle the gas that is burned, as well as the ignorance of the potential use of the residual gas in the Electric Generation, of the various methods, procedures and calculations, for its Use in electric generation, also adding the energy inefficiency by the waste gas waste, also, the absence of a cost / benefit of the associated gas treatment for energy use.

*Bachelor Thesis

** Facultad de Ingeniería de Físico Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Julio Cesar Pérez Angulo. Ingeniero de Petróleos

INTRODUCCION

El propósito del proyecto, es proponer un estudio a nivel técnico económico de la viabilidad de la reutilización y aprovechamiento del Gas Asociado, basado en casos reales de estudio para la generación de energía en plantas eléctricas. De otra parte el documento presenta la propuesta con sus bases teóricas, el desarrollo y sus resultados.

Se han realizado varias consultas buscando evidenciar la temática del documento. Así mismo se propone presentar mediante diferentes escenarios y comparaciones un estudio óptimo la determinación de la calidad y volumen de gas que se necesita para generar de forma eficiente la energía usando un compresor – turbina (Turboexpander) de especificaciones ideales. Bajo el cambio de variables como el volumen y calidad de gas estamos filtrando los datos para llegar al escenario más óptimo y así poderlo exponer en el proyecto de investigación. El primer escenario de cálculos se tiene una calidad de Gas constante y se cambian los volúmenes. Se hace esto tres veces y el mejor resultado se usa en el segundo escenario en donde establecemos un volumen constante y se cambia la composición.

Con esta información se desarrollará una propuesta a la reutilización del gas asociado para la producción eléctrica, suponiendo que este gas se tratará en centrales eléctricas con un turboexpander de especificaciones de fábrica.

Considerando la importancia del tema en este documento, se plantea la siguiente estructuración; que trata sobre la Viabilidad técnico económica del aprovechamiento de gas residual para generación eléctrica basado en el costo kilowatt/hora. El primer capítulo señala la definición del problema, sobre un estudio profundo y actualizado de los procedimientos, cálculos y experiencias de los proyectos de aprovechamiento del gas residual en la generación eléctrica, se trazaron los objetivos y la justificación del mismo.

En el capítulo dos, se planteó el marco referencial; constituido en el marco teórico que trata acerca del gas natural, análisis del uso de energías renovables, las fuentes de energía, la generación eléctrica con el gas, el proceso térmico de generación eléctrica, el carbono a las altas aleaciones, calidad certificada, central térmica de ciclo combinado, la utilización del gas asociado de petróleo,

cromatografía de gases, tratamiento del gas, condiciones del gas para uso industrial.

De otra parte, se trata sobre las tarifas de electricidad en Colombia. En el marco conceptual se plantearon los conceptos puntuales sobre el tema de investigación, se aborda el contexto sobre el modelo energético mundial en el desaprovechamiento del gas residual y el daño que genera en el medio ambiente en las grandes ciudades, a nivel Colombia se aborda el tema energético en años venideros hasta el 2050, es así que se tratan temas como: principios del petróleo y del gas, el flagelo de quema de gas residual en el mundo.

En el capítulo tres, se especifica el diseño metodológico y el tipo de investigación y sus procedimientos, aplicaciones y conceptos. Para el capítulo cuatro, se plantean los resultados esperados en cuanto a una propuesta sobre el aprovechamiento del gas residual utilizando dos escenarios en donde se estudiarán los resultados de cada uno. En el capítulo cinco, se implementara el desarrollo del proyecto por fases con respecto a los objetivos planteados. Para el capítulo seis se implementó un estudio financiero del proyecto, y finalmente en el capítulo siete se encuentran las conclusiones y recomendaciones para que el lector las tenga como referencia en una eventual investigación.

Una conclusión final: es la concientización principalmente del hombre en cuidar el hábitat, su medio ambiente, aprovechando el gas residual como mecanismo en la generación eléctrica.

De otra parte, al establecer un trabajo (W) del Turboexpander, con un volumen y calidad de Gas especificadas, logramos comprobar bajo qué condiciones se puede genera energía eléctrica y así poder ayudar a futuros proyectos en la industria Oil & Gas como posible alternativa a su reutilización y aprovechamiento.

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.1 ALCANCE

El presente trabajo de investigación pretende hacer un estudio profundo y actualizado de los procedimientos, cálculos y experiencias de los proyectos de aprovechamiento del gas residual en la generación eléctrica, diseñar de un modelo técnico que determine el aprovechamiento del gas residual o asociado y consecutivamente elaborar un procedimiento para la realización de cálculos típicos minimizando la incertidumbre respecto a la justificación económica del aprovechamiento energético.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El desaprovechamiento del gas residual o asociados, la pérdida de energía de este gas, el impacto ambiental y las frecuentes sanciones económicas dado a su constante quema y venteo es una problemática grande que se presenta en la actualidad en Campos menores.

Lo anteriormente expuesto se debe a la falta de un plan de acción para el aprovechamiento del gas residual junto con la ausencia de estudios respecto a cómo manejar el gas que se quema así como el desconocimiento del uso potencial del gas residual en la Generación eléctrica y de los diversos métodos, procedimientos y cálculos para su aprovechamiento en generación eléctrica, sumando la ineficiencia a nivel energético por el desaprovechamiento del gas residual, la ausencia de un costo / beneficio del tratamiento del gas asociado para su aprovechamiento energético y la necesidad de procesos de deshidratación para gases asociados han sido históricamente las principales causas al desaprovechamiento del gas residual para generación eléctrica.

De continuar con esta situación se tendrán diferentes problemas como la incertidumbre en la cuantificación del uso del gas residual para generación eléctrica, así como la continuidad de sanciones económicas impuestas a las compañías que no saben cómo utilizar el gas asociado e incumplimientos en las licencias ambientales otorgadas en donde se incurrirán en la generación de conflictos entre las empresas y los agentes reguladores.

1.3 OJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL Aprovechamiento del gas residual para la generación eléctrica.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS. A continuación de describen los objetivos específicos.

- Describir los procedimientos, implicaciones y conceptos de la generación eléctrica por gas residual explicando su utilidad en la industria.
- Caracterizar y definir la calidad y el volumen del gas de Tea, usando cromatografía de casos de estudio, para identificar los requerimientos necesarios de su implementación en la generación eléctrica.
- Establecer un escenario en donde la calidad del gas de Tea cumpla la normatividad vigente, usando datos de casos de estudios para poder identificar el gas más viable para la generación eléctrica.
- Establecer un escenario en donde el volumen de gas sea constante, usando datos de casos de estudio, en donde sea necesario deshidratar el gas para cumplir con la normatividad vigente.
- Realizar un análisis técnico económico del aprovechamiento de gas residual para generación eléctrica basado en el costo kilowatt/hora para determinar el mejor escenario para su implementación.

1.4 JUSTIFICACION

La extracción de crudo en Campos en donde la producción ha bajado, se ha vuelto más difícil y cara. Alrededor de la tercera parte o la mitad de extraer el petróleo del pozo es el costo de gasto de energía para la recuperación del mismo. Muchos de estos pozos también generan gas asociado en diferentes cantidades. Mientras que muchos de estos gases son de calidad para comercio, una cantidad representativa de gas no puede ser transportado para venta debido a que no proporciona suficiente energía, es muy corrosivo, está muy lejos para

poder transportarlo o no posee una suficiente cantidad para poderlo transportar. Este gas residual no tiene más donde ir y debe ser eliminado. Los productores están forzados a re-inyectarlo o quemarlo y esto significa un desperdicio de energía, siendo esto un impacto negativo para el efecto invernadero y aumento de emisiones.

En la industria del gas actualmente se pierden 150.000 millones de metros cúbicos de gas natural debido a que le considera innecesario o de bajo valor económico. Esta cifra equivale a la cuarta parte de todo el consumo de gas de países como Estados Unidos en un año.

A pesar de que la quema de gas se considera una práctica como una manera efectiva y segura de eliminar excedentes de gas natural derivado de la producción de petróleo esto contribuye negativamente a las emisiones de gas de efecto invernadero que también resulta en una pérdida de un valioso recurso energético. Si nos basamos en un ejemplo, en África se queman 40.000 millones de metros cúbicos de gas residual al año que de reutilizarse para la generación eléctrica se podría duplicar la generación de energía de dicho país.

Es por eso que un proyecto de investigación centrado en encontrar y mostrar soluciones al aprovechamiento del gas residual es de gran importancia no solo para reducir la emisión de CO₂ debido a la quema constate de gas y genera el efecto invernadero, sino también para hacer cumplir la normativa vigente impuesta por la ANH y lo más importante, aprovechar esta fuente de energía aplicándola a la generación de energía en plantas eléctricas.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO TEORICO

El Gas natural es la mezcla formada por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, está compuesto principalmente por metano con cantidades menores de etano, propano, butanos y pentanos. Contiene, además, componentes no hidrocarburos tales como nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, helio, mercaptanos y vapor de agua. El gas natural no contiene monóxido de carbono.

A este respecto, la realidad de la tendencia mundial se analiza el uso de energías renovables, mismas que son accesibles con el medio ambiente, utilizando así los recursos naturales para producirlas.¹ Las fuentes de energías renovables se han transformado en un tema preferente en las agendas energéticas, también en los países industrializados como en muchas economías en crecimiento, esto gracias a sus resultados favorables en las categorías económicas, sociales y ambientales. Así, se señala la importancia de disponer de fuentes de opciones de energía para agradar, también la demanda de las grandes naciones al facilitar la propagación del aumento en las fuentes alternativas.²

Con respecto a Bertinat (2004), esta tendencia requiere estar fundamentada en los siguientes pilares, condiciones y principios:

- Seguridad en el abastecimiento de los diversos insumos energéticos.
- Reducción de la actual dependencia energética.
- Prevenir y revertir los impactos ambientales locales y globales, resultantes del actual sistema de producción y consumo de energía.
- Asegurar la cobertura y el acceso equitativo de toda la población a los recursos y servicios energéticos.
- Garantizar la participación democrática de la población en los procesos de decisión sobre las políticas y proyectos energéticos.

¹ MUÑOZ, Juan. 2012. Modelo para determinar viabilidad financiera en proyectos de autogeneración de energía eléctrica a gas en las estaciones del sistema de transporte de ecopetrol s.a. Bicaramanga, Colombia : s.n., 2012

² VILELA, D. A. (2006). Contribuições das câmaras setoriais e temáticas à formulação de políticas públicas e privadas para o agronegócio. Brasília, Brasil.

Es así, que a partir del gran interés que ha tomado este tema, las políticas energéticas de los distintos países se ha considerado en aumentar progresivamente el suministro de energía renovable, realizándose para ello una táctica de desarrollo que diferentes regiones, tales como son la Unión Europea, Sudamérica y Centroamérica investiguen un modo de utilizar, también los recursos naturales para la creación de energía, es decir que disminuyan el impacto ambiental de la labor humana sobre el ambiente natural (Bertinat, 2004).³

Por lo anterior, la utilización de las fuentes alternativas para la generación de energía eléctrica ha venido tomando un auge muy importante; en exclusivo el empleo de la energía solar. Además mediante su utilización, se espera agrandar la demanda de energía de diferentes actividades humanas.

2.1.1 FUENTES DE ENERGÍA. A este respecto las fuentes de energía se definen como “los recursos existentes en la naturaleza de los que la humanidad puede obtener energía utilizable en sus actividades (Meléndez, 2008).” A su vez, estas fuentes de energía, tienen su origen en las fuentes no renovables y renovables, esto de acuerdo al ritmo de consumo de energía que el ser humano requiere. Sin embargo, en la actualidad algunos problemas relacionados con el desarrollo económico mundial son concernientes con la capacidad energética de cada país (Hernández, 2006).⁴

Existen distintas fuentes de energía, y se clasifican en dos grandes grupos:

- **FUENTES NO-RENOVABLES:** están disponibles en cantidades definidas y se agotan por su utilización, como también los combustibles fósiles (carbón mineral, petróleo, gas natural). Estas poseen la característica de que, una vez empleadas para la generación de energía, ya no se pueden volver a usar.
- **FUENTES RENOVABLES:** son aquellas que no se agotan por su utilización como la energía del viento y del sol. El agua y la biomasa también se incorporan en esta clase, pero son renovables bajo el requisito de que la fuente se maneje en forma adecuada, tenemos por ejemplo, las cuencas hidrológicas y plantaciones de árboles.

³ FÉLIZ, Natanael. 2012. Analisis de factibilidad de un sistema de bombeo de agua con energía solar como propuesta de adaptación para riego en Rayón, Sonora. 2012.

⁴ (Ibíd) p.6

2.1.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS. A este referente se puede afirmar que: “la generación eléctrica es un proceso térmico, que mediante la utilización de una fuente primaria de energía (en este caso el Gas residual del proceso de la explotación de hidrocarburos) y con una configuración de planta específica, entre equipos principales y auxiliares, se genera energía eléctrica.”⁵

2.1.2.1 PROCESO TÉRMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. Con referencia a “las centrales eléctricas alimentadas a gas de ciclo combinado funcionan sobre la base de un ciclo de vapor y gas. Parte de la energía eléctrica es producida por una turbina de gas directamente conectada a un alternador. Como los gases de escape salen de la turbina a temperaturas muy altas, la energía que se perdería se recupera a través de un generador de vapor por recuperación de calor (HRSG).”⁶

Es así que, “el generador de vapor por recuperación de calor es un intercambiador de calor que recupera el calor de los gases de combustión y produce vapor, que impulsa una turbina de vapor que genera electricidad. La combinación de los dos ciclos da como resultado un alto nivel de eficiencia. Estas centrales eléctricas pueden ponerse en funcionamiento rápidamente y también son utilizadas para el suministro de grandes cantidades de energía durante períodos de demanda pico.”⁷ Ver figura 1.

Figura 1 Central eléctrica a gas



Fuente: TENARIA <http://www.tenaris.com/>⁸

⁵ MUÑOZ, Juan. 2012. Modelo para determinar viabilidad financiera en proyectos de autogeneración de energía eléctrica a gas en las estaciones del sistema de transporte de ecopetrol s.a. Bicaramanga, Colombia : s.n., 2012.

⁶ TENARIS. 2003. Gas Fired Power Plants. [En línea] 2003. [Citado el: 1 de octubre de 2016.] <http://www.tenaris.com/es-ES/Products/PowerGeneration/GasFiredPowerPlants.aspx>.

⁷ (Ibíd)

⁸ (Ibíd)

- **DEL CARBONO A LAS ALTAS ALEACIONES**

En esta línea “las centrales eléctricas a gas de ciclo combinado, Tenaris suministra tubos y caños de acero al carbono, acero de baja aleación (T/P11, 13CrMo4-5, T/P22, 10CrMo9-10, P36, 15NiCuMoNb564, T/P23, 7CrWVMoNb9-6) y acero de alta aleación (T/P91, X10CrMoVNB9-1, T/P92, X10CrWMoVNB9-2) que se utilizan en generadores de vapor por recuperación de calor, cabezales, tuberías de vapor, tubos de conexión y otros equipos de las centrales eléctricas, que deben soportar altas temperaturas y altas presiones. Todos estos grados de acero presentan una elevada resistencia al creep, combinada con una buena resistencia a la corrosión y a la oxidación.”⁹

- **CALIDAD CERTIFICADA**

También afirma que: “todos los productos de Tenaris para centrales eléctricas a gas están diseñados de acuerdo con las normas de calidad más exigentes y son fabricados bajo el sistema de calidad certificada (ISO 9001). Los procedimientos de control de calidad incluyen controles estadísticos de procesos, auditorías de procesos y productos, y sistemas de trazabilidad que abarcan a todos los fabricantes intervinientes.”¹⁰

- **CENTRAL TÉRMICA DE CICLO COMBINADO**

A este respecto, la central térmica de ciclo combinado es aquella donde se produce electricidad por medio del uso conjunto de dos turbinas:

El tipo de turbina de combustión interna. En términos comunes, se puede concluir que una turbina o aparato de conversión de energía que cambia la energía almacenada en el combustible en energía mecánica conveniente en forma de energía rotacional. La palabra "gas" se describe como al aire ambiental, que es absorbido y pasa al interior de la turbina y es empleado como el medio de trabajo en la evolución de la transformación de la energía.

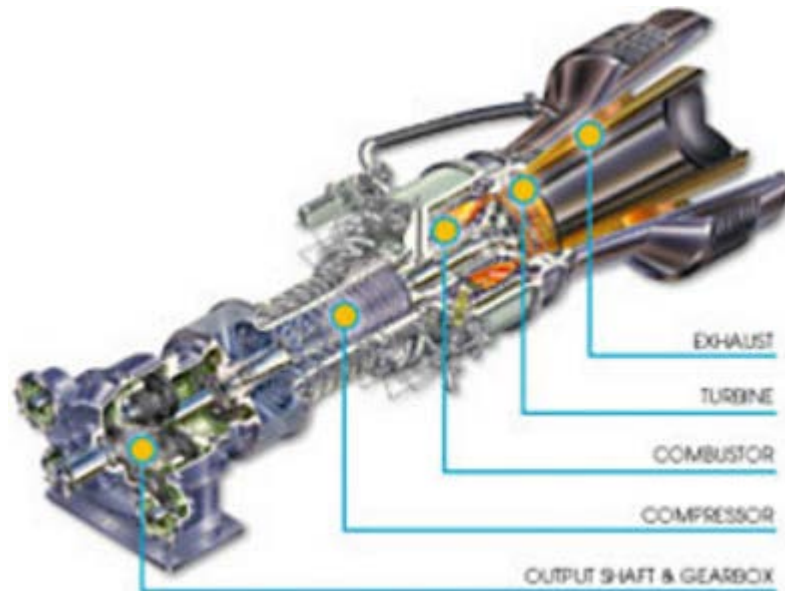
El aire, también es absorbido en primer lugar hacia el interior de la turbina, de donde se comprime, se combina con el combustible y se enciende. El gas caliente resultante se propaga a gran velocidad a través de una serie de álabes de forma esbelta transmitiendo, también la energía creada en la combustión para

⁹ (Ibíd)

¹⁰ (Ibíd)

hacer rotar un eje de salida. La energía térmica sobrante del gas de escape caliente puede también ser muy beneficioso en una diversidad, de muchos procesos industriales.¹¹ Ver figura 2

Figura 2 turbina de gas de eje para aplicaciones de generación de energía



Fuente: mysolar.cat.com/es_MX/products/gas-turbine-overview.html¹²

A este respecto, una turbina de vapor, es una turbo máquina motora, que altera la energía de un flujo de vapor en energía mecánica, esto a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (entiéndase el vapor) y el rodete, órgano primordial de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen un diseño muy particular para poder desarrollar el intercambio energético. Las turbinas de vapor, también se encuentran presentes en distintos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de período entre los más importantes está el Ciclo Rankine, el cual produce el vapor en una caldera, de la cual sale en unas condiciones de alta temperatura y presión. En la turbina se cambia la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un gran generador para fabricar electricidad. En una turbina se pueden, también diferenciar dos partes, el rotor y el estator. El rotor está constituido por ruedas de álabes unidas al eje y que establecen la parte móvil de la turbina. El estator también, se encuentra formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina.¹³ (Ver figura 3)

¹¹ SOLAR TURBINES. 2016. Turbina de Gas. [En línea] 2016. [Citado el: 10 de septiembre de 2016.] https://mysolar.cat.com/es_MX/products/gas-turbine-overview.html

¹² (Ibíd)

¹³ BIBLIOTECA SOBRE INGENIERIA ELECTRICA. 2015. Turbinas de Vapor. [En línea] 2015. [Citado el: 10 de septiembre de 2016.] <http://es.pfernandezdiez.es/?pageID=20>.

PARTICIPACIÓN DE LA TURBINA DE VAPOR EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA: de acuerdo a la acotación “Todo el equipo de una central termoeléctrica es importante, pero de acuerdo a su participación directa en la obtención del objetivo, así como por su tamaño y costo, se clasifica a los siguientes equipos como principales.”¹⁴

Según López (2002). El equipo central de una central termoeléctrica está compuesta de la siguiente manera:

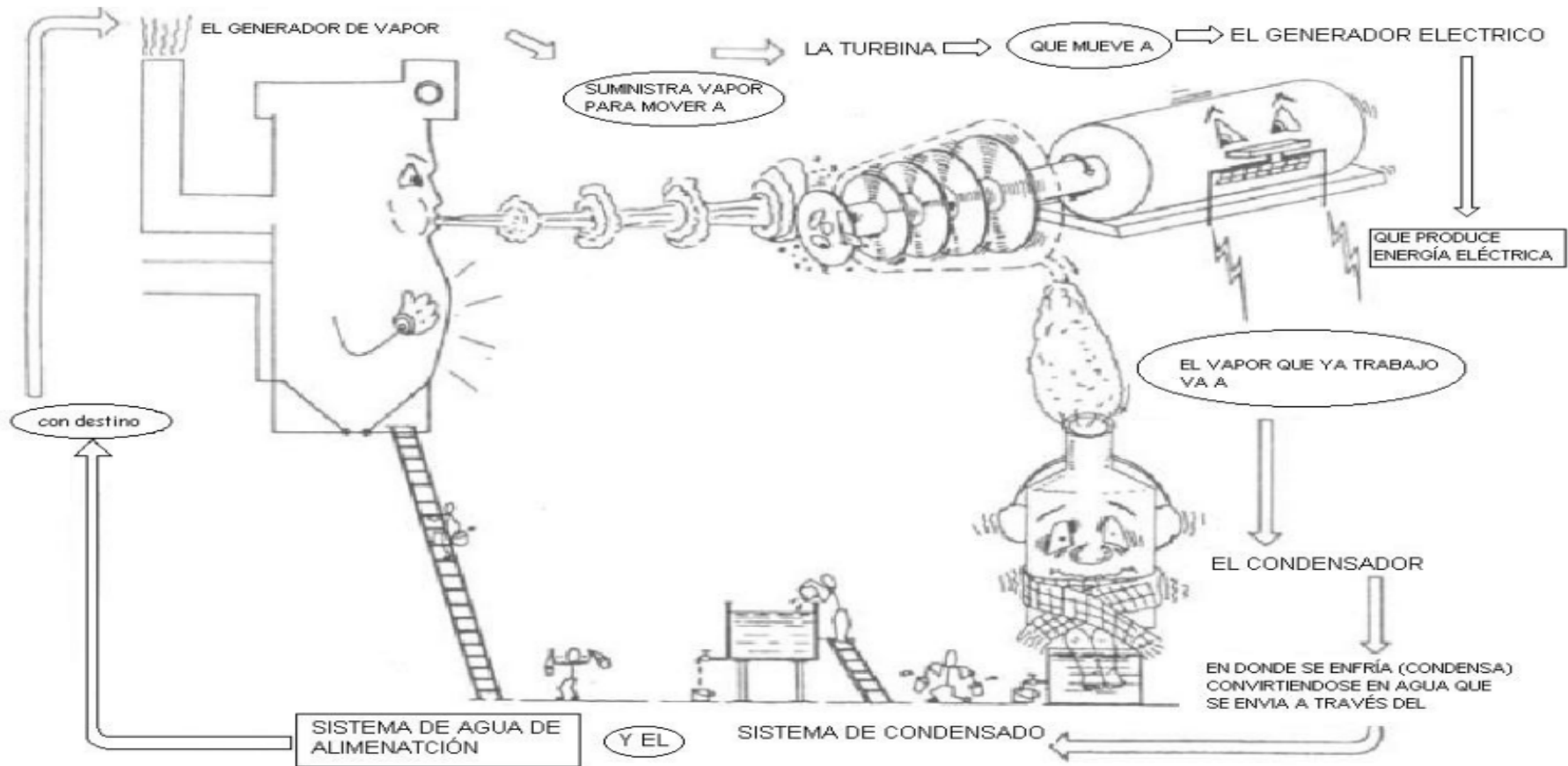
- Generador de vapor
- Turbina de vapor
- Condensador
- Generador eléctrico

De acuerdo a López (2002). La turbina de vapor es la más simple, eficiente y completa de las máquinas de vapor. Comparadas con otras máquinas, que tienen las siguientes ventajas:

- Ocupa poco espacio
- Es bastante eficiente
- Funcionamiento relativamente silencioso y sin vibraciones.

¹⁴ LÓPEZ, Juan y RUIZ, Carlos. 2002. "INSPECCION DE INTEGRIDAD PARA TURBINAS DE VAPOR EN CENTRALES TERMOELECTRICAS". Veracruz, México : s.n., 2002.

Figura 3 Partes principales de una central termoeléctrica



Fuente: (LÓPEZ, 2002)¹⁵

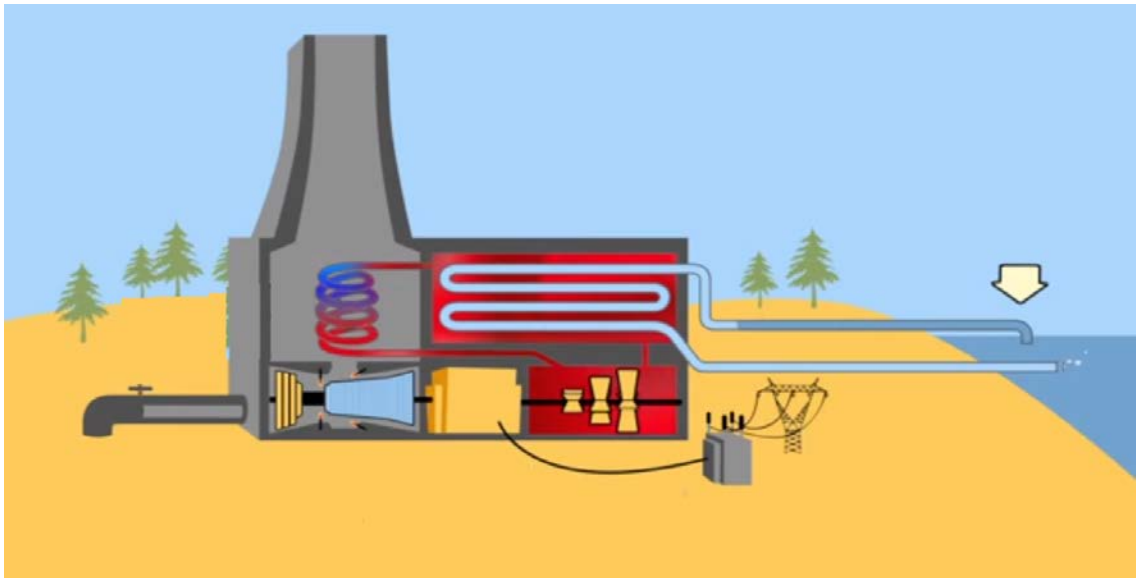
¹⁵ (Ibíd)

FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO: con referencia a ENDESA (2014) afirma que: “En primer lugar el aire es comprimido a alta presión en el compresor, pasando a la cámara de combustión donde se mezcla con el combustible.”¹⁶

A continuación una breve descripción del proceso:

De acuerdo a ENDESA (2016). “Los gases de combustión pasan por la turbina de gas donde se expansionan y su energía calorífica se transforma en energía mecánica, transmitiéndolo al eje. Los gases que salen de la turbina de gas se llevan a una caldera de recuperación de calor para producir vapor, a partir de este momento tenemos un ciclo agua-vapor convencional. A la salida de la turbina el vapor se condensa (transformándose nuevamente en agua) y vuelve a la caldera para empezar un nuevo ciclo de producción de vapor. Actualmente la tendencia es acoplar la turbina de gas y la turbina de vapor a un mismo eje, de manera que accionan conjuntamente un mismo generador eléctrico.”

Figura 4 Funcionamiento de una central de ciclo combinado

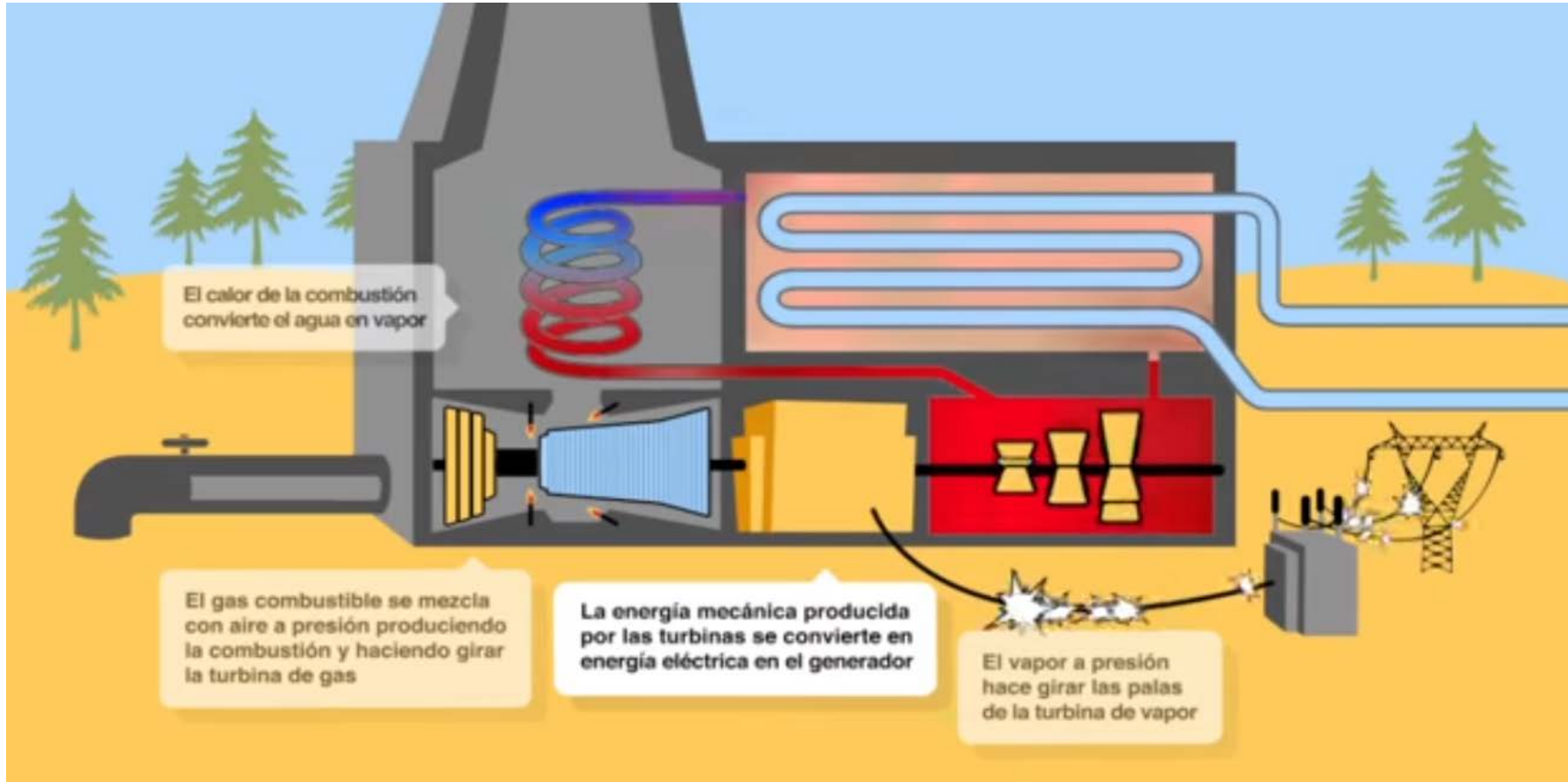


Fuente: ENDESA educa¹⁷

¹⁶ ENDESA. 2016. Centrales térmicas de ciclo Combinado. [En línea] 2016. [Citado el: 11 de septiembre de 2016.] http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado.

¹⁷ (Ibíd)

Figura 5 Descripción completa Funcionamiento de una central de ciclo combinado



Fuente: ENDESA educa¹⁸

¹⁸ (Ibíd)

IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO: con respecto al enunciado “La utilización de gas natural para la generación de electricidad mediante la tecnología del ciclo combinado se encuentra dentro de la política medioambiental de un gran número de países, ya que ofrece un gran número de ventajas en comparación con el resto de tecnologías de producción eléctrica. En concreto, las emisiones de CO₂ en relación a los kWh producidos son menos de la mitad de las emisiones de una central convencional de carbón.”¹⁹

2.1.2.2 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA LA GENERACIÓN. Con respecto al tema GAS NATURAL FENOSA (2016) “cuenta con un mix de generación eléctrica diversificado, con una potencia instalada de 15,5 GW. Las centrales de ciclo combinado son la base del mix de la compañía, ya que representan aproximadamente el 58,4% de su capacidad de generación eléctrica. Estas plantas utilizan gas natural, la energía fósil más eficiente y con menores emisiones de CO₂. El resto de la potencia instalada se distribuye de la siguiente manera: térmica (15,4%), hidráulica (13,4%), eólica (7,8%), nuclear (3,9%), minihidráulica (0,7%) y cogeneración (0,4%). La compañía aplica a la generación eléctrica las mejores tecnologías y procesos disponibles, con el fin de hacer frente a los desafíos medioambientales de esta actividad.”²⁰

CICLOS COMBINADOS: de acuerdo a GAS NATURAL FENOSA (2016). En el cierre de 2015, Gas Natural Fenosa hubo una producción de ciclos combinados de 30.013 GWh., repartida entre España, México y Puerto Rico.

A este respecto, los ciclos combinados de gas son la tecnología más eficaz para generar electricidad a partir de los recursos fósiles, con un rendimiento aproximado al 60%. Gas Natural Fenosa es uno de los principales operadores de ciclos combinados del mundo, ya que dispone de más de 9.000 MW de potencia instalada con esta tecnología, lo que le permite producir energía de manera respetuosa con el entorno. Gas Natural Fenosa produjo en 2015 el 58,4% de su energía eléctrica a través de centrales de ciclo combinado. La

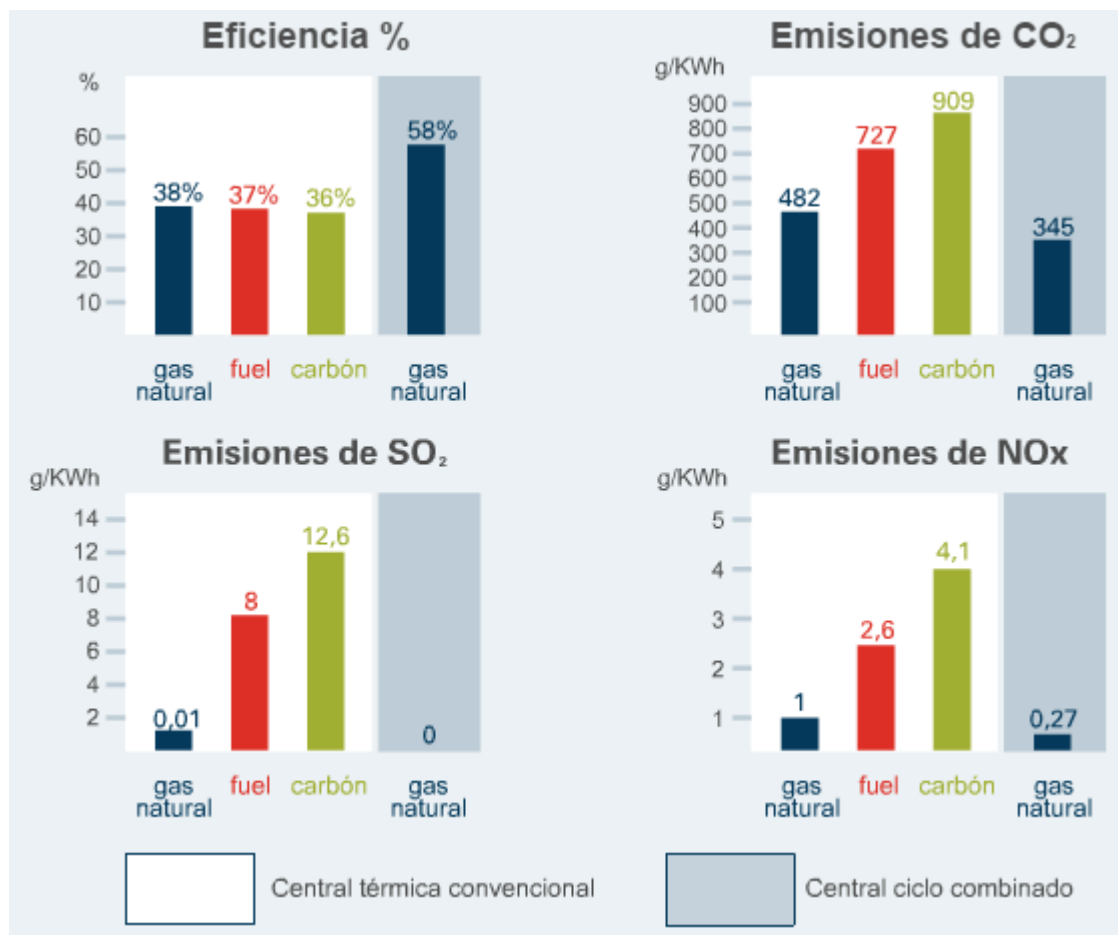
¹⁹ (Ibíd)

²⁰ GAS NATURAL FENOSA. Generación Eléctrica. [En línea] [Citado el: 11 de septiembre de 2016.] <http://www.gasnaturalfenosa.com/es/actividades/nuestras+energias/1285338592218/tecnologias+de+generacion.html>.

potencia instalada de esta tecnología está localizada en España (7.001MW), México (2 GW) y Puerto Rico (263 MW). (Ver grafica 1)²¹

A continuación se ilustra un análisis comparativo de eficiencia y emisiones entre centrales:

Gráfica 1 eficiencia y emisiones entre centrales



Fuente: Gas Natural Fenosa 2016²²

²¹ (Ibíd)

²² (Ibíd)

HIDRÁULICA: al respecto GAS NATURAL FENOSA (2016). Deduce que: “cuenta con generación hidráulica en España, Panamá y Costa Rica. La hidroeléctrica es una de las tecnologías de generación más antiguas y extendidas en todo el mundo. Gas Natural Fenosa cuenta con una potencia instalada de más de 2.187 MW repartidas entre España, Panamá y Costa Rica.”

Es así que, “la energía hidroeléctrica nació a finales del siglo XIX con la revolución industrial y hoy sigue desempeñando un papel destacado en la cobertura de la demanda de electricidad del planeta. En torno al 20% de la energía eléctrica que se consume en todo el mundo tiene este origen.”²³

De otra parte, el alto rendimiento de los ciclos combinados de gas natural como tecnología de generación y las menores emisiones de gases de efecto invernadero producidas por este tipo de centrales la convierten en la energía térmica de origen fósil más limpia, y explica que esta tecnología represente aproximadamente el 60% del parque de generación.²⁴

NUCLEAR: con este respecto GAS NATURAL FENOSA “cuenta con una experiencia de más de 45 años en la gestión y operación de centrales nucleares. En la actualidad tiene participaciones en las centrales Almaraz y Trillo. La energía nuclear es fiable y contribuye a la estrategia de lucha contra el cambio climático marcada por la UE, ya que no emite gases de efecto invernadero.”²⁵

En torno al tema, la energía nuclear es fundamental en el mix de generación en España, ya que otorga una gran estabilidad al sistema debido a que funciona un gran número de horas al año en base. De hecho, aunque la potencia nuclear instalada en España sólo supone un 7,26% del parque de generación, esta tecnología vierte a la red en torno al 20% de la energía que se consume.²⁶

TÉRMICA: GAS NATURAL FENOSA (2016) “cuenta con un parque de centrales de carbón y fuel-gas de 2.375 megavatios (MW) en todo el mundo.

²³ (Ibíd)

²⁴ (Ibíd)

²⁵ (Ibíd)

²⁶ (Ibíd)

La compañía cuenta con las mejores tecnologías para reducir el impacto medioambiental de estas plantas e investiga soluciones para capturar y almacenar el CO₂ que emiten las centrales de carbón.”

Respecto de las centrales de fuel, la multinacional tiene una potencia de 310 MW proveniente de República Dominicana y Kenia. En Panamá, cuenta con una potencia instalada de 33 MW en centrales hidroeléctricas y térmicas.

Sobre el asunto “En 2015, de forma generalizada se han producido incrementos absolutos y relativos de los principales indicadores ambientales con respecto a 2014, como consecuencia de una mayor producción de la generación térmica con carbón en España, y la nueva aportación de las actividades de distribución en Chile. Por razones de estabilidad del sistema y de mercado, la generación térmica española ocupó el espacio dejado por la menor producción renovable, al ser un año con menores precipitaciones y viento.”²⁷

EÓLICA: a este respecto “la energía eólica representa uno de los vectores de crecimiento de Gas Natural Fenosa para los próximos años. La compañía prevé duplicar su potencia instalada en España y extender su actividad a otros países del arco mediterráneo y de América Latina. Gas Natural Fenosa Renovables, filial creada en 2010, agrupa el negocio de generación "verde" de la empresa.”²⁸

Asimismo, la energía eólica es una de las palancas de crecimiento de Gas Natural Fenosa. La compañía, que cuenta en España con más de 25 parques y cerca de 978 megavatios (MW), incrementará de forma significativa su potencia instalada en los próximos años y desarrollará esta tecnología en otros países donde ya tiene presencia.²⁹

2.1.3 UTILIZACIÓN DEL GAS ASOCIADO DE PETRÓLEO. Se logra afirmar que es un combustible de manera ecológicamente limpio que proporciona mucha energía, de acuerdo a Valderrama “la mayoría de los yacimientos petrolíferos contienen cantidades variables de hidrocarburos parafínicos disueltos en petróleo que son extraídos junto con este.” También deduce que “se denomina gas asociado a aquel gas que puede ser transportado junto con el petróleo a la superficie. Este tipo de gas contiene una concentración relativamente alta de etano propano y

²⁷ (Ibíd)

²⁸ (Ibíd)

²⁹ (Ibíd)

butanos. El gas asociado es considerado un coproducto del petróleo y como tal se puede quemar, reinyectar en el yacimiento o bien empleado como materia prima petroquímica. Esta situación no se da con el gas natural ya que su producción es independiente de la del petróleo. El empleo del gas asociado, ya sea como combustible o materia prima, debe realizarse en su lugar de producción.”³⁰

2.1.3.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES. Con referencia a Caballero (2013) “es básicamente una técnica de separación, su gran capacidad para resolver muestras complejas ha conducido a utilizarla cada vez más como técnica analítica. Esta utilización, ha conducido al desarrollo de una instrumentación, que utilizando siempre la separación por elución, puede operar en continuo, con mayor eficacia en la separación y con un mayor control de las condiciones cromatográficas para incrementar la reproducibilidad de los resultados.”³¹

Entre las técnicas cromatográficas utilizadas con fines analíticos, la cromatografía de gases es probablemente la técnica de más amplia utilización; ninguna técnica analítica puede ofrecer su capacidad de separación o su sensibilidad a la hora de analizar compuestos volátiles. Por otra parte, el hecho de que con esta técnica las mezclas sean separadas en fase gaseosa, establece los límites de su utilización, que estarán marcados fundamentalmente por la estabilidad térmica de los compuestos a separar. Por lo general, la utilización de la cromatografía de gases está restringida a la separación de compuestos con un peso molecular menor de 1000 a una temperatura máxima de trabajo de aproximadamente 400 EC; dentro de estos límites, como ya se ha mencionado, la única limitación existente será la estabilidad térmica de la muestra.³²

De otra parte Baquero (2006) afirma que: La cromatografía de gases fue la técnica cromatográfica desarrollada hace cinco décadas, se empleó inicialmente para compuestos volátiles que no se descompusieran al calentarse, pero ahora se ha extendido a polímeros que al calentarse producen monómeros volátiles.³³

³⁰ VALDERRAMA, José. 1994. INFORMACIÓN TECNOLÓGICA. La Serena : s.n., 1994.

³¹ CABALLERO, Luis. Javier. 2013. CROMATOGRAFIA DE GASES. 2013.

³² (Ibíd)

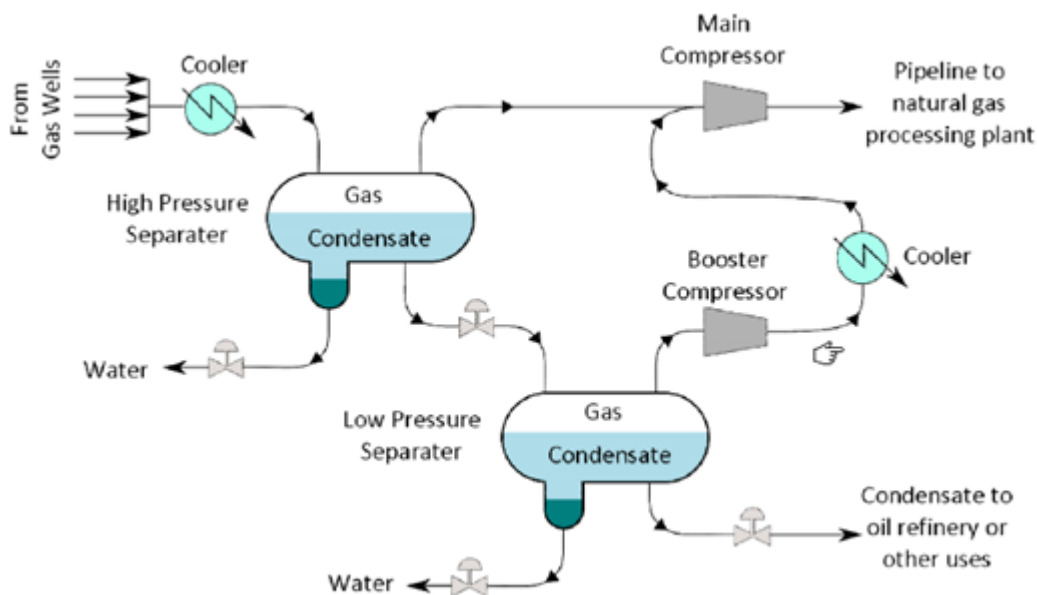
³³ BAQUERO, Myriam. 2006. Principios y aplicaciones de la cromatografía de gases. San José : s.n., 2006.

2.1.4 TRATAMIENTO DEL GAS. Según Hernández (2010). “Es un paso previo a la fase de procesamiento, para eliminar las impurezas que trae el gas natural, como agua, dióxido de carbono (CO₂), helio y sulfuro de hidrógeno (H₂S).”³⁴

- **REMOCIÓN DE CONDENSADOS**

En este proceso se extraen condensados que son enviados usualmente a una refinería de petróleo y el agua líquida se desecha.³⁵

Figura 6 Remoción condensados



Fuente: Hernández (2010)³⁶

- **ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL**

Tiene como finalidad eliminar el H₂S y el CO₂ del Gas Natural. En líneas generales, consta de cuatro etapas:

³⁴ HERNANDEZ, Nelson. 2010. Tratamientos del gas. 2010.

³⁵ (Ibíd)

³⁶ (Ibíd)

- **ENDULZAMIENTO:** (se remueve por mecanismo de contacto el H₂S y el CO₂)
- **REGENERACIÓN:** (Es el complemento del proceso, donde se lleva a cabo la disorción de los compuestos ácidos, diluidos en la solución)
- **RECUPERACIÓN DEL AZUFRE:** (se transforma del 90 al 97% del H₂S en azufre sólido o líquido.
- **LIMPIEZA DEL GAS DE COLA:** (continua la remoción del H₂S bien sea transformándolo en azufre o enviándolo a la unidad recuperadora de azufre.
- **INCINERACIÓN:** (mediante combustión el H₂S es convertido en SO₂)

De acuerdo al tipo de reacción el proceso se pueden clasificar en:

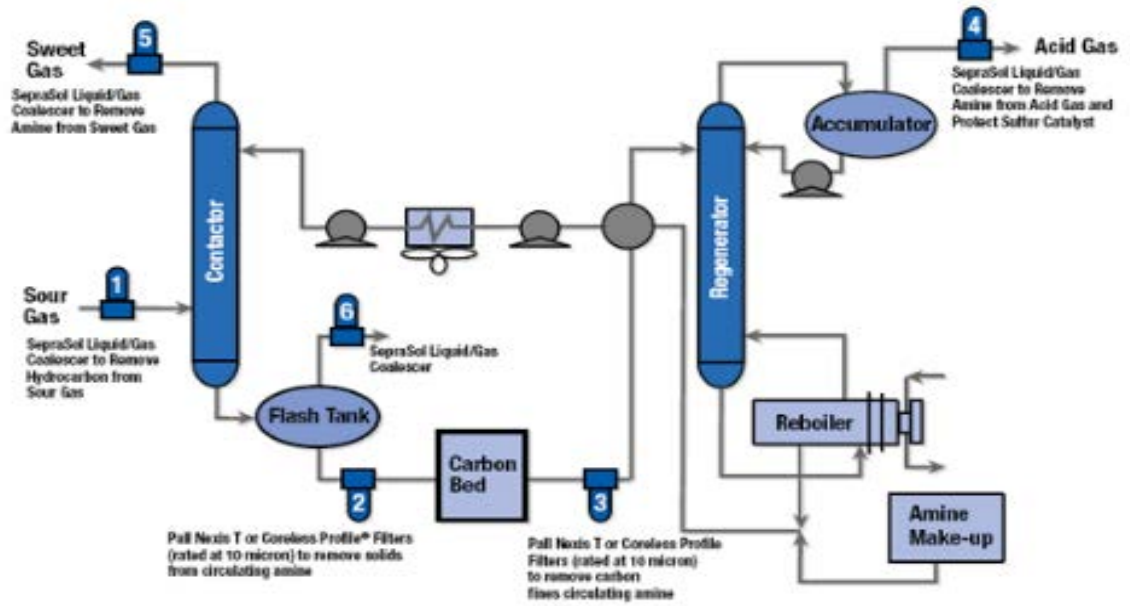
- **ABSORCIÓN QUÍMICA:** (procesos de desulfurización con soluciones acuosas de aminas y carbonato de potasio).
- **ABSORCIÓN FÍSICA:** (En estos procesos el solvente absorbe el contaminante pero como gas en solución y sin que se presenten reacciones químicas)
- **HÍBRIDOS** (Utiliza una mezcla de solventes químicos y físicos).
- **PROCESOS DE CONVERSIÓN DIRECTA:** (El H₂S es convertido directamente a azufre sin URA, es un proceso selectivo)
- **PROCESOS DE LECHO SECO:** (emplea mallas moleculares prefabricadas a partir de aluminosilicatos de metales alcalinos que tiene afinidad por los gases ácidos) ³⁷

PROCESOS CON AMINAS: Las alcano-aminas más usadas son: Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Trietanolamina (TEA), Diglicolamina (DGA), Diisopropano-lamina (DIPA) y Metildietanolamina (MDEA).³⁸

³⁷ (Ibíd)

³⁸ (Ibíd)

Figura 7 Procesos con Aminas



Fuente: Hernández (2010)³⁹

³⁹ (Ibíd)

3. DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL

Consiste en la remoción del agua mediante alguno de los siguientes procesos:

- **La deshidratación por absorción:** Unidad de glicol – Líquido desecante que absorbe el agua por contacto, usualmente con trietilen glicol.
- **La deshidratación por adsorción:** se realiza mediante lecho seco, torres deshidratadas, que contienen desecantes como el gel de sílice y alúmina activada, para realizar la extracción.

Valores Referenciales de los Requerimientos estándares en tratamientos del GN:

Poder Calorífico del Gas: 34-40 KJ/M³

H₂S:< 3mg/m³ (st))

Azufre Total:< (15mg/m³ (st))

CO₂< (3.5%) de su volumen

Libre de agua en estado líquido y vapor de agua< 65mg/m³ (st))

2.1.5 CONDICIONES DEL GAS PARA USO INDUSTRIAL. Es el caso que el gas se utiliza para la autogeneración, y debe ser traspasado a las máquinas productoras a situaciones fijas de humedad y calidad. Implican variables, obedeciendo de las máquinas productoras a emplear igualmente sus niveles de aceptación, no obstante, los niveles de referenciación sobre la optimización del gas, se encuentran orientados por las disposiciones del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT). Ver en la siguiente tabla 1.

Tabla 1 Especificaciones de calidad del Gas Natural

<i>ESPECIFICACIONES</i>	<i>Sistema Internacional</i>	<i>Sistema Inglés</i>
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máxima	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Fuente: MINISTERIO DE DESARROLLO ECONÓMICO

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/4cc22458dd96408005256eef006e84eb/8e205387a3f6c8dc0525785a007a67ea?OpenDocument>

2.1.6. TARIFAS DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA. Con referencia a Yanovich (2015). “Una definición de la palabra “mito” dice que estos son relatos basados en la leyenda, creados para explicar cualquier cosa para la que no haya una explicación simple. Con el discurso de los industriales en relación con las tarifas de electricidad en Colombia esto parece ser lo que ocurre.”⁴⁰

⁴⁰ YANOVICH, D. 2015. Mitología y Tarifas de electricidad. [En línea] 06 de octubre de 2015. [Citado el: 04 de octubre de 2016.] <http://www.dinero.com/edicion-impresa/opinion/articulo/competitividad-tarifas-energia-colombia-2015/209383>.

A este respecto, el discurso es espontáneo y decisivo. Por una parte, afirma que las tarifas de energía eléctrica son buena parte de la causa de la falta de competitividad del sector. Una de las razones de que las tarifas sean supuestamente muy altas en Colombia obedece a una falta de oferta de energía en cuando contratos a precios favorables. Los menos agresivos dicen que esta falta de oferta es malicia de los generadores. Los más, en algunos casos, llegan a afirmar de frente que los generadores son un cartel, y que se pusieron de acuerdo para elevar las tarifas de energía a costa de la industria nacional.⁴¹

La realidad, sin embargo, es distinta, y vale la pena tratar de entender el fondo del asunto. Las tarifas de energía en Colombia no son altas (tampoco son las más baratas de la región), y no son la causa única de la falta de competitividad de la industria. Según múltiples estudios, el componente de generación de la tarifa industrial en Colombia en contratos está alrededor de \$150 por kilovatio hora. A una tasa de cambio de \$2.500 por dólar, esta tarifa da alrededor de US\$60 por megavatio hora, por debajo de países como Brasil (US\$85), Chile (US\$93), Panamá (US\$100), o Argentina (US\$72). Y en relación con la importancia de la energía eléctrica en la estructura de costos de los diferentes sectores industriales, salvo unos casos de operaciones intensivas en energía que se pueden contar con la mano, Colombia es un país de enanos en términos energéticos. En el sector industrial donde más pesa, la energía no llega a 12% de los costos totales.⁴²

Claro que la industria se beneficiaría de tarifas más baratas. Pero hay que tener enorme cuidado en no poner en peligro la confiabilidad de suministro que se ha logrado en aras de bajar las tarifas a toda costa. Y hay otras cosas que se pueden hacer: inversiones en reconversión industrial para mejorar productividad y eficiencia; buscar soluciones para el manejo logístico y transporte que permitan reducir los costos de sacar productos a los mercados internacionales; pedir una estructura tributaria más racional y sencilla. Todas estas mucho más importantes, a la hora de explicar la falta de competitividad de la industria colombiana.⁴³

⁴¹ (Ibíd) p.1

⁴² (Ibíd) p.1

⁴³ (Ibíd) p.1

También afirma Yanovich (2015). En relación con la segunda queja, la falta de energía en contratos, está el mito de la cartelización. Algo de razón tienen los industriales en que no hay energía disponible en contratos. Pero no porque los generadores estén cartelizados. Hay energía, pero no al precio que los industriales quisieran, particularmente en épocas de sequía. Esto es consecuencia de dos cosas: la entrada de combustibles líquidos como respaldo de buena parte del parque térmico del país, reemplazando el gas natural. Adicionalmente, no existe suficiente disponibilidad de gas natural para atender la demanda de plantas térmicas, o por lo menos no existe a precios bajos.⁴⁴

Esto en últimas lleva a que la cobertura que un generador debe hacer para cumplir su contrato a precios razonables se ha encarecido de manera importante. Si existe, por ejemplo, un generador con contrato a \$150 el kilovatio hora y no tiene cómo respaldarlo con generación propia, debe salir a buscarla al mercado. En épocas de sequía, es muy probable que la tenga que comprar a precios de generación térmica. Si está disponible con gas natural, se consigue a precios de alrededor de \$185 el kilovatio hora, lo que genera una pérdida de \$35 para el generador. Si no hay gas natural, el precio lo pone una planta de líquidos. Sin embargo, en Colombia existe el precio de escasez, que es un techo del precio de energía en el mercado por encima del cual en la práctica no se hacen transacciones. Este precio hoy está alrededor de \$350 por kilovatio hora, lo que generaría una pérdida para el generador de \$200 si hay que respaldar el contrato.⁴⁵

Lo importante aquí es que la probabilidad de que el precio esté cerca al precio de escasez hoy no es despreciable. Por eso el riesgo de cobertura de los contratos se ha aumentado. Lo racional, ante este panorama, es contratarse menos, para evitar tener que salir al mercado a cubrirse a pérdida.

A todo lo anterior hay que sumarle el hecho de que varios industriales no firmaron contratos hace uno o dos años cuando podían, y ahora sufren las consecuencias de esa decisión.

Estas explicaciones son mucho más complejas que los argumentos utilizados por la

⁴⁴ (Ibíd) p.1

⁴⁵ (Ibíd) p.1

industria. Pero como ocurre casi siempre, así es la realidad. Pero los mitos no. Y el peligro de los mitos es que terminan convirtiéndose, a veces, en realidad.⁴⁶

2.2 MARCO CONCEPTUAL

GAS NATURAL: Al igual que el petróleo crudo, se encuentra en yacimientos formados en “trampas geológicas”, cuando se encuentra únicamente en yacimiento se le conoce como Gas Libre y cuando éste viene mezclado con el crudo al ser extraído del yacimiento se denomina Gas Asociado, es decir la porción volátil del petróleo.

CLASIFICACIÓN DEL GAS: En general, el gas se clasifica de dos formas, de acuerdo al contenido de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), y de acuerdo con la cantidad de líquidos que se pueden extraer de él. En la primera calificación se tiene:

GAS DULCE: Es aquel que contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno (H_2S) menores a 4 ppm.

GAS AGRIO O ÁCIDO: Se caracteriza por presentar cantidades considerables de sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) entre otros componentes ácidos, razón por la que se vuelve corrosivo en presencia de agua libre.

Con respecto a la segunda clasificación, se tiene:

GAS RICO: Es el gas que, debido a su composición, permite obtener cantidades considerables de hidrocarburos líquidos, C_3+ , mayor de 3 GPM Gal/1000 ft³

GAS POBRE O SECO: Está compuesto principalmente por metano y etano. Por esta razón, la obtención de hidrocarburos líquidos a partir del gas es muy baja siempre y cuando el GPM es menor que 3.

Nota: Ver estos conceptos en la tabla 2

⁴⁶ (Ibíd) p.1

Tabla 2 Clasificación del gas natural

CLASIFICACIÓN DEL GAS		
CLASIFICACIÓN	TIPOS	DESCRIPCIÓN
DE ACUERDO A LA CONCENTRACIÓN DE IMPUREZAS QUE CONTENGA	GAS NATURAL ACIDO	Es un gas que contiene altas concentraciones de componentes azufrados (sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y otros) y/o dióxido de carbono que hacen impracticable su uso sin una previa purificación, debido a los efectos tóxicos y/o corrosivos en las Tuberías y equipos.
	GAS NATURAL DULCE	Es un gas natural que contiene compuestos de azufre en pequeñas cantidades, según la normatividad lo que hace que pueda ser usado sin necesidad de un proceso de purificación.
DE ACUERDO AL CONTENIDO DE FRACCIONES CONDENSABLES	GAS NATURAL RICO	Es el gas natural que contiene una importante cantidad de hidrocarburos fácilmente condensables como el propano, butano y pentano, por lo que se alimenta a una planta de procesamiento de gas para la recuperación de los llamados líquidos del gas natural (LGN). Los líquidos del gas natural (LGN), son una mezcla de propano, butano, pentano y otros hidrocarburos más pesados. Es un producto intermedio en el procesamiento del gas natural.
	GAS NATURAL SECO	Gas natural que carece o tiene pequeñas cantidades de hidrocarburos, comercialmente recuperables como productos líquidos. El gas natural seco, viene a ser el metano con pequeñas cantidades de etano. Es el gas que se usa como combustible e insumo de la industria.

Fuente: MONTAGUTH, Kelly y MONTILLA, Montieldhi. Desarrollo de ingeniería conceptual para la infraestructura de superficie de un campo costa afuera. Universidad de Oriente. Barcelona, Venezuela. P. 10

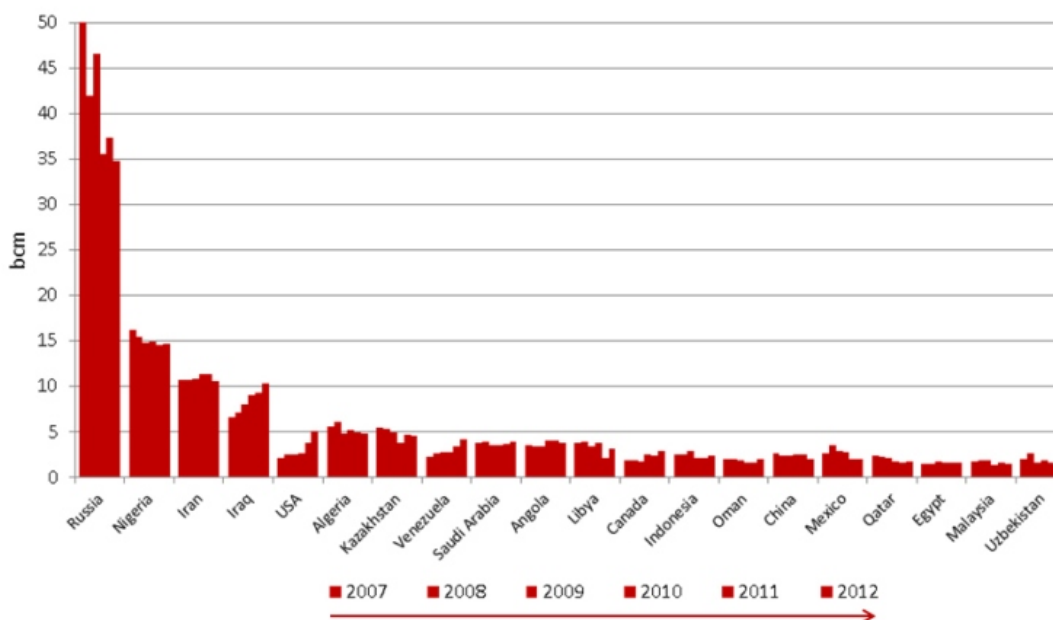
GAS RESIDUAL: El flameo de gas o quema de gas desperdicia una fuente de energía que puede ser usada para contribuir con el crecimiento y progreso económico, que también contribuye al cambio climático al dejar escapar millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera.

Durante la producción petrolera, el gas asociado es quemado cuando las barreras de desarrollo e infraestructura de mercados de gas previenen de usarlo.

El grupo del banco mundial ha liderado el rol en cuanto a la reducción de gas a través de la Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR, por su sigla en inglés) que es una iniciativa pública privada involucrando compañías nacionales e internacionales del sector petrolero, gobiernos nacionales y regionales e instituciones internacionales.

Gráfica 2 Ranking de países con más quema de gas.

Top 20 gas flaring countries



Fuente: WorldBank. Global Gas Flaring Reduction Partnership. [En Línea]. Disponible en: internet: <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#1> [Consultado el 04.06.2016] ⁴⁷

IMPACTO CLIMÁTICO: Históricamente el gas asociado al petróleo se quema, pero en años recientes se ha dado énfasis al medioambiente y a la necesidad de evitar el desperdicio de recursos. Reducir los 150.000 millones de metros cúbicos de gas que se queman cada año tendría un impacto considerable sobre el medio ambiente. Si se detuvieran las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la quema de gas, se podría reducir del 13% del total de las emisiones que los países han prometido disminuir en el marco del Protocolo de Kioto de los últimos años.

⁴⁷ THE WORLD BANK IBRD - IDA. 2015. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). [En línea] 9 de octubre de 2015. <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>.

GAS NATURAL ASOCIADO: con referencia a Petroecuador (2003). “Se dice de todos los hidrocarburos en estado gaseoso, están en el subsuelo en solución con petróleo crudo o que se encuentra en contacto con petróleo crudo y que de ser explotados producen gas natural y líquido, en relación menor a 100.000 pies cúbicos normales por barril normal, según mediciones hechas en la superficie en condiciones atmosféricas.”⁴⁸

A este respecto Suarez (2003) “La utilización del gas natural en Colombia se remonta al descubrimiento de los campos de Santander. Con excepción de los campos de gas libre, el gas asociado fue considerado en el país como un subproducto de la explotación del crudo, y era quemado en las teas (un tipo de antorcha) de los campos petroleros.”⁴⁹

GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS ASOCIADO: Para el proceso de generación eléctrica se usan las centrales eléctricas de ciclo combinado involucrando ciclos termodinámicos en un mismo sistema, en donde uno es el vapor de agua y otro en donde el flujo de trabajo es gas producto de una combustión o quema.⁵⁰ Una central eléctrica de ciclo combinado usa generalmente una turbina de gas que puede ser de combustión ciclo Brayton y ciclo Rankine. Una turbina de gas genera electricidad, mientras que sus gases de desecho alimentan un intercambiador de calor, en donde se genera vapor que se suministra a una turbina de vapor.

La turbina de gas consta de un compresor de aire, una cámara de combustión y la cámara de expansión. El compresor comprime el aire a alta presión para mezclarlo posteriormente en la cámara de combustión con el gas. En esta cámara se produce la combustión del combustible en unas condiciones de temperatura y presión que permiten mejorar el rendimiento del proceso, con el menor impacto ambiental posible.⁵¹

⁴⁸ PETROECUADOR. 2003. Proyectos de captación de gas asociado en el Ecuador. [En línea] 2003. http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/578068-1170260830334/petroecuador_lopez_foro.pdf

⁴⁹ GUERRERO, Fernando. 2003. Gas natural en Colombia. [En línea] abril de 2003. [Citado el: 13 de septiembre de 2016.] https://www.icesi.edu.co/revistas/index.php/estudios_gerenciales/article/view/110/html.

⁵⁰ Arregle Jean. Procesos y tecnología de máquinas y motores térmicos. Universidad Politécnica de Valencia, 2002. p. 227

⁵¹ UNESA. Central de ciclo combinado. Disponible en Internet [Consultado el 04,06,2016]: <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1343-central-ciclo-combinado>

En general, se describe como la combinación de una turbina de gas (Ciclo Brayton), un intercambiador de calor (IC) y una turbina de vapor (Ciclo Rankine) para la generación de energía eléctrica, si el vapor del IC se usa en un proceso industrial o para calefacción, recibe el nombre de cogeneración.

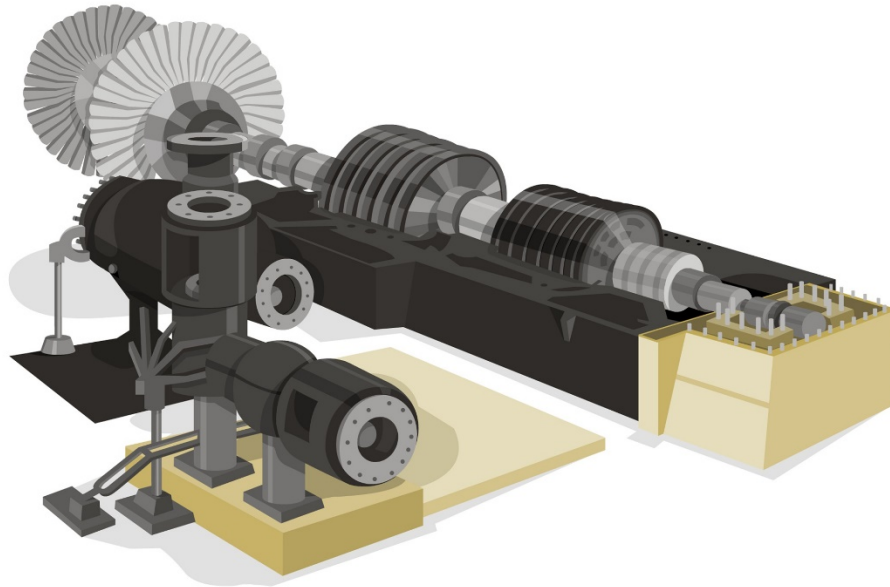
TURBINAS DE VAPOR: para FERNANDEZ (2015) “Una turbina de vapor es una turbomáquina motora, que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (entiéndase el vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético. Las turbinas de vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre éstos el más importante es el Ciclo Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, de la cual sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un generador para producir electricidad.”

En una turbina se pueden distinguir dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje y que constituyen la parte móvil de la turbina. El estator también está formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina.⁵²

El término turbina de vapor es muy utilizado para referirse a una máquina motora la cual cuenta con un conjunto de turbinas para transformar la energía del vapor, también al conjunto del rodete y los álabes directores. (FERNANDEZ, 2015) Ver figura 8

⁵² FERNANDEZ, Inmaculada. y ROBLES, Arsenio. 2015. Centrales de generación de energía eléctrica. Cntabria : s.n., 2015. p.5

Figura 8 Turbina de vapor del Bloque V de la Central Térmica de Ciclo Combinado de Besòs



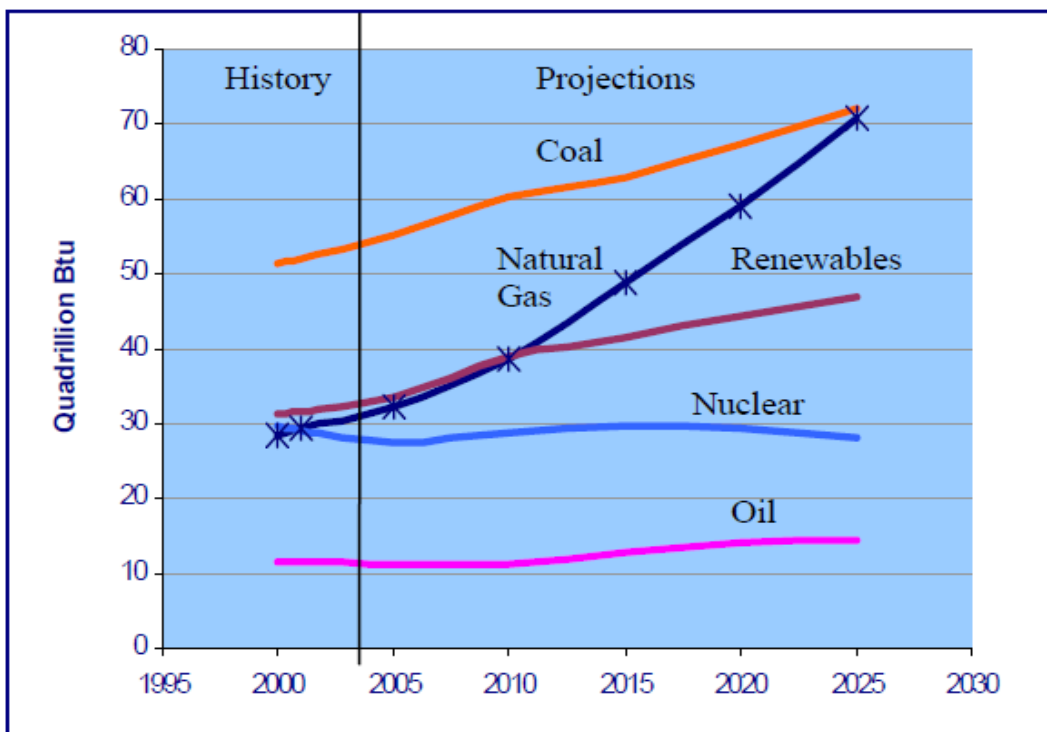
Fuente: ENDESA educa⁵³

PLANTAS ELÉCTRICAS ALIMENTADAS CON GAS: En los últimos años, las proyecciones para el uso mundial de gas natural se mantienen intactas y fuertes. En el ámbito mundial, se prevé que el uso de gas natural para la generación de electricidad a ser casi 2,5 veces mayor en 2025 de lo que era en 2001 ⁵⁴. La gráfica 3 muestra cómo se proyecta gas natural a ser tan común como fuente de combustible de carbón para el 2025. Por lo tanto, mientras que después de haber visto un boom en proyectos de la industria petrolera para la generación de energía a gas que se concretan y luego se retrasan o son cancelados debido a la recesión en el corto plazo, parece que la generación de energía eléctrica sigue estando a punto de convertirse en un importante cliente en el negocio del gas.

⁵³ ENDESA. 2016. Centrales térmicas de ciclo Combinado. [En línea] 2016. [Citado el: 11 de septiembre de 2016.] http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado.

⁵⁴ Tobin, James, "Natural Gas Transportation – Infrastructure Issues and Operational Trends," EIA/ División del Gas Natural, 2001.

Gráfica 3 Consumo de energía para la generación eléctrica por crudo.



Fuente: Tobin, James, "Natural Gas Transportation – Infrastructure Issues and Operational Trends," EIA/ División del Gas Natural, 2001.55

CICLO DE LA TURBINA DE GAS: Una turbina de gas tiene un compresor de gas y un quemador, donde el gas es inyectado. Son ampliamente optadas para la generación eléctrica.

CICLO DE BRAYTON: El objetivo de ésta máquina térmica es convertir energía calórica contenida en el combustible utilizado en energía mecánica (trabajo mecánico) en el eje de la misma.

La máquina está compuesta de los siguientes elementos:

1. Un compresor de flujo axial
2. Una o varias cámaras de combustión (según el fabricante)
3. La turbina a gas

⁵⁵ (Ibíd)

4. Sistemas auxiliares para su operación:
 - a) Sistemas de lubricación
 - b) Sistema de alimentación de combustible
 - c) Sistema de regulación de velocidad
 - d) Sistema de puesta en marcha y parada
 - e) Sistemas de protección de máquina
 - f) Sistema de acoplamiento hidráulico
 - g) Sistema de virado (virador)

5. Motor de lanzamiento (motor Diesel, o motor eléctrico)

“Se acciona una carga la cual se encuentra montada en el eje de la misma. La carga podrá ser de diversos tipos, tales como: un generador eléctrico, una bomba de gran potencia, un compresor, un soplante de aire, la hélice de un navío, entre otros.”⁵⁶

CICLO RANKINE: Es ciclo ideal que sirve de base al funcionamiento de las centrales térmicas, las cuales, producen actualmente la mayor parte de la energía eléctrica que se consume en el mundo. “La evolución de las centrales térmicas ha estado condicionada por la búsqueda de mejoras en el rendimiento térmico del ciclo termodinámico, ya que incluso pequeñas mejoras en el rendimiento significan grandes ahorros en los requerimientos de combustible.”⁵⁷

COMPONENTES PRINCIPALES TURBINA DE GAS:

COMPRESOR: “El compresor admite el aire exterior; luego compacta y presuriza las moléculas de aire mediante una serie de álabes estacionarios y giratorios del compresor.”⁵⁸

CÁMARA DE COMBUSTIÓN: “En la cámara de combustión, el combustible se añade a las moléculas de aire presurizadas y se enciende. Las moléculas calentadas se expanden y se mueven a gran velocidad hacia el interior de la sección de la turbina.”⁵⁹

⁵⁶ Jorge Félix Fernández. Ciclo Brayton – Turbinas de Gas. Universidad Tecnológica Nacional. p.3

⁵⁷ Prácticas de Tecnología de Fluidos y Calor. Departamento de Física Aplicada I - E.U.P. – Universidad de Sevilla. p.1

⁵⁸ SOLAR TURBINES. 2016. Turbina de Gas. [En línea] 2016. [Citado el: 10 de septiembre de 2016.] https://mysolar.cat.com/es_MX/products/gas-turbine-overview.html.

⁵⁹ (Ibíd) p.1

TURBINA: “La turbina convierte la energía del gas a gran velocidad en energía rotacional útil mediante la expansión del gas comprimido calentado a través de una serie de álabes del rotor de la turbina.”⁶⁰

EJE DE SALIDA Y CAJA DE ENGRANAJES: “La energía rotacional de la sección de la turbina es suministrada al equipo impulsado a través de un eje de salida mediante una caja de engranajes de reducción de velocidad.”⁶¹

ESCAPE: “La sección del escape de la turbina extrae el gas consumido de la sección de la turbina y lo manda hacia la atmósfera.”⁶²

2.3 MARCO LEGAL

Es de saber que: “Desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, y es por primera vez a través de la Ley 10 de 1961, que se prohíbe de forma explícita su quema, posteriormente se ratifica mediante el decreto 1873 de 1973.”⁶³

2.3.1 INCENTIVO A LA PRODUCCIÓN. De acuerdo a los objetivos y fines del Sistema General de Regalías, el numeral 8º del artículo 2 de la Ley 1530 de 2012 constituye:

“(…) 8. Incentivar o propiciar la inversión en la restauración social y económica de los territorios donde se desarrollen actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, así como en la protección y recuperación ambiental, sin perjuicio de la responsabilidad ambiental que le asiste a las empresas que adelanten dichas actividades, en virtud de la cual deben adelantar acciones de conservación y recuperación ambiental en los territorios en los que se lleven a cabo tales actividades.” El artículo 38 de la Ley 1744 de 2014, establece: “ARTÍCULO 38. Incentivos a la producción. El Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de sus funciones, incentivará el aprovechamiento y la explotación integral de los recursos naturales no renovables. Para este efecto, la Comisión Rectora, de conformidad con lo previsto en el artículo 11 de la Ley 1530 de 2012, distribuirá los recursos de

⁶⁰ (Ibíd) p.1

⁶¹ (Ibíd) p.1

⁶² (Ibíd) p.1

⁶³ GUERRERO, Fernando. 2002. GAS NATURAL EN COLOMBIA - GAS e.s.p. GAS NATURAL EN COLOMBIA. Bogotá : Estudios gerenciales, 2002, pág. 123.

funcionamiento de que trata dicho artículo, asignando un porcentaje especial al Ministerio de Minas y Energía como órgano del Sistema. El Ministerio de Minas y Energía, definirá el esquema de incentivos propuesto y establecerá la metodología para su aplicación y asignación. Las entidades territoriales beneficiarias de este esquema de incentivos, incorporarán los recursos respectivos en su capítulo presupuestal independiente como recursos de funcionamiento y en el presupuesto de gastos como una apropiación adicional dentro de los gastos operativos de inversión, los cuales deberán destinarse al fin previsto en el numeral 8 del artículo 2º de la Ley 1530 de 2012, en los términos y condiciones que señale la Comisión Rectora.”⁶⁴

2.3.2 ACTUALIDAD REGULATORIA ENERGÍA. A continuación se muestran las diferentes circulares y resoluciones a tener en cuenta.

CIRCULAR 064 DE 2013: Se evalúan las asignaciones de períodos 2013 - 2014, la posible realización de una Subasta de Reconfiguración y la asignación de Obligaciones de Energía Firme para los períodos 2016 - 2017, 2017 – 2018 y 2018 – 2019. No se necesita subastas para esos años, asignación a prorrata.

RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2013: Establece los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional –STR mediante Procesos de Selección, donde el Operador de Red –ORes responsable de elaborar el plan de expansión del sistema que opera.

RESOLUCIÓN CREG 042 - 043 DE 2013: Estas Resoluciones presentan las bases sobre las cuales la CREG efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de las actividades de transmisión y distribución de energía para el siguiente período tarifario.

RESOLUCIÓN CREG 082 DE 2013: Propuesta de reglas de operación del Mercado cuando se presenten situaciones que pongan en riesgo el abastecimiento confiable del sistema.⁶⁵

⁶⁴ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. 2015. Memorias al congreso de la república. Bogotá : s.n., 2015.

⁶⁵ ISAGEN. 2015. Día de analista . [En línea] 2015. [Citado el: 30 de octubre de 2016.] https://www.isagen.com.co/comunicados/Presentacion_dia_del_analista_Gas_Natural_V2.pdf.

2.3.3 MERCADO DEL GAS NATURAL Y SU REGULACIÓN. Principales normas parte (1)

DECRETO MME 2100 DE 2011: Establece mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural.

RESOLUCIÓN CREG 126 DE 2010 Y CREG 079 DE 2011: Establece criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del SNT.

RESOLUCIÓN CREG 062 DE 2013: Establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad en la costa Atlántica.

RESOLUCIÓN CREG 088 DE 2013: Libera el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte. Todos los campos.⁶⁶

2.3.4 MERCADO DEL GAS NATURAL Y SU REGULACIÓN. Principales normas parte (2)

RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013: Marco general para comercialización de gas a partir del 2014. Mercado primario, Mercado Secundario, Mercado úselo o véndalo, Gestor de Mercado.

RESOLUCIÓN CREG 124 DE 2013: Reglas para la selección del gestor del mercado de gas natural, las condiciones en que prestará sus servicios y su remuneración, como parte del reglamento de operación de gas natural.

RESOLUCIÓN CREG 150 DE 2013: Da apertura al proceso de selección del gestor del mercado de gas natural y se establecen reglas con base en las cuales se realizará este proceso.⁶⁷

2.4 MARCO CONTEXTUAL

A este respecto, el modelo energético mundialmente es caracterizado por un crecimiento alto, en cuanto a la demanda energética, debido al crecimiento

⁶⁶ (Ibíd)

⁶⁷ (Ibíd)

económico de países en desarrollo, lo que ha causado un aumento de las emisiones de CO₂ debido a un gran uso creciente de combustibles fósiles para su suministro.

Al respecto los países en desarrollo están experimentando un crecimiento económico que ha dado a este lugar, es así que el incremento asociado de la demanda de energía y a leyes menos restrictivas en los aspectos del medio ambiente a aumento de sus consumos energéticos en los distintos sectores productivos muy superiores a los de los países ya desarrollados en la actualidad.

A nivel Colombia, según Drucker (2015). Afirma que: “el desarrollo futuro del sector energético colombiano que pueden servir de base para la elaboración e implementación de una política energética. El documento hace las veces de un Plan Energético Nacional, 2014 – 2050, pero sin tener estructurados los mapas de ruta para los objetivos propuestos. Esto deberá hacerse en asocio con el Ministerio de Minas y Energía.”⁶⁸

Lo anterior quiere decir que el país está en planes de un desarrollo energético pero se debe tener en cuenta el ahorro y el medio ambiente, es por ello la importancia de implementar fuentes de energía que contribuyan al cambio y mejoramiento de un país, utilizando gas residual como un gran ahorro e implementación del recurso renovable.

2.4.1 PRINCIPIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. Es de saber que el gas natural es una importante fuente de energía fósil que al igual el carbón o el petróleo, está conformada por una mezcla de hidrocarburos, que son moléculas constituidas por átomos de carbono e hidrógeno.

A este respecto el gas natural compone la energía fósil con menor contaminación, el rendimiento energético es grandioso a cualquier otra fuente combustible, es por ello la expansión de su comercio y la gran extensión de redes y sistemas de distribución, esto hacen de su utilidad en grandes escalas en todo el mundo. También de ser un combustible limpio y muy económico, compite las otras fuentes de energía.⁶⁹

⁶⁸ UPNE. 2015. Plan energético nacional Colombia: ideario energético 2050. Bogotá : s.n., 2015, p.6

⁶⁹ HERNÁNDEZ, Carmen. y RODRÍGUEZ, Oscar. 2014. ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO PARA EL APROVECHAMIENTO DEL. Bucaramanga, Colombia : s.n., 2014. p.33

2.4.2 FLAGELO DE QUEMA DE GAS RESIDUAL EN EL MUNDO. Con referencia a Hesperian (2016). Afirma que la quema de gas residual sucede “cuando el petróleo se extrae junto con gas natural, las empresas petroleras pueden quemar este gas para separarlo del petróleo. La quema de gas produce enormes llamas que iluminan el cielo y producen un ruido terriblemente fuerte. Quemar el gas es peligroso, malgastador y contaminante.”⁷⁰

Con respecto a lo anterior, es cierto, algunas empresas son inconscientes y no imaginan el problema que genera a gran escala, es el caso de los problemas ambientales y el efecto invernadero en la capa de ozono. Según Fernández (2008). Afirma que: “el efecto invernadero es la capacidad que tiene la atmosfera de retener calor, proceso indispensable para el desarrollo de la vida.”⁷¹

También deduce, “el aumento de la cantidad de ciertos gases (CO₂, vapor de agua, CH₄, etc.) aumenta la capacidad de la atmosfera para retener el calor, lo cual causa temperaturas más elevadas y cambios climáticos. Se produce, además, una elevación del nivel del mar por el derretimiento paulatino de grandes masas de hielo polar.”⁷²

Con esta evidencia documental y los comportamientos climáticos se demuestra los grandes errores de las quemas de gas residual de las empresas con este flagelo se suma los demás problemas como la deforestación, aparatos electrónicos que “contribuyen con gases como los clorofluorocarbonos (CFC), que se utilizan en refrigeradores, aerosoles, algunos agentes espumantes en la industria del embalaje, productos químicos y de limpieza”⁷³, y el parque automotor de las ciudades, entre otros.

Desde luego que también existen las causas naturales que “son las que emiten a la atmósfera gases como el óxido nitroso, el dióxido de carbono, el metano, el ozono y el vapor de agua, sin intervención alguna del Hombre. Un ejemplo clásico es la actividad volcánica, pero también favorecen al efecto invernadero la actividad solar

⁷⁰ HESPERIAN. 2016. Quema de Gas Residual. [En línea] 2016. [Citado el: 16 de 10 de 2016.]

http://es.hesperian.org/hhg/A_Community_Guide_to_Environmental_Health:Quema_de_gas_residual.

⁷¹ FERNÁNDEZ, Ladreda. 2008. Manual para la información en medio ambiente. s.l. : Lex Nova, 2008, p.45

⁷² (Ibíd) p.45

⁷³ PINO, Fernando. 2016. Que Causa el efecto invernadero?. [En línea] 2016. [Citado el: 14 de Octubre de 2016.] <http://www.vix.com/es/btg/curiosidades/2010/11/08/%C2%BFque-causa-el-efecto-invernadero>.

y las corrientes oceánicas, entre otras cosas.”⁷⁴ Ver gráfica 9 sobre contaminación causada por gases industriales.

Figura 9 gases industriales que catalizan el efecto invernadero.



Fuente: N_PRAUSE/ISTOCK/THINKSTOCK <http://www.vix.com/es/btg/curiosidades/2010/11/08/%C2%BFque-causa-el-efecto-invernadero> ⁷⁵

⁷⁴ (Ibíd)p.1

⁷⁵ PINO, Fernando. 2016. ¿Qué causa el efecto invernadero? [En línea] 2016. <http://www.vix.com/es/btg/curiosidades/2010/11/08/%C2%BFque-causa-el-efecto-invernadero>.

3. DISEÑO METODOLOGICO

El proyecto de investigación está orientado como un estudio de tipo descriptivo, ya que se seleccionan conceptos o variables y se establecen cada una de ellas de manera independientemente, con el fin de precisar y describir los procesos de la investigación.

De acuerdo a Moreno (2000). “Un estudio descriptivo se pretende obtener información acerca del estado actual de los fenómenos. Naturalmente, recabar toda la información posible a cerca de un fenómeno, se antoja como meta difícilmente alcanzable, pero, de acuerdo con los propósitos de estudio, el investigador determina cuáles son los factores o las variables cuya situación pretende identificar.”⁷⁶

Por otra parte en esta investigación aplicara procedimientos, aplicaciones y conceptos con referencia a la generación eléctrica a través del gas residual justificando su utilidad a la industria. También se describe la calidad del volumen del gas de TEA, empleando la cromatografía. Implementación del gas TEA en el cumplimiento de la normatividad vigente, implementación del volumen de gas utilizando datos en casos de estudio, análisis técnico económico del aprovechamiento del gas residual para la generación eléctrica basada en el costo kilowatt/hora.

3.1. RECOLECCION DE DATOS

Al respecto, se tuvo en cuenta en este documento la siguiente información:

Se tuvieron en cuenta fuentes primarias como libros acordes con el tema tratado, también se utilizaron documentos oficiales de instituciones públicas, informes técnicos y de investigación de instituciones públicas y privadas sobre lineamientos del proceso para esta investigación, también se empleó documentos legales para la legitimidad del tema planteado.

⁷⁶ MORENO, M. Guadalupe. 2000. Introducción a la metodología de la investigación educativo II. s.l.: Cempro, 2000, p128

De otra parte, Dentro de esta investigación se obtuvo información de orden secundario, tal caso fue información de sitios web, información de documentación ya planteada al tema.

4. RESULTADOS ESPERADOS

Mediante una investigación amplia; en cuanto a la propuesta de aprovechar el gas residual utilizando dos escenarios, en donde se estudiarán los resultados de cada uno con base al precio kilowatt/hora, se espera lograr un acercamiento a los precios actuales de generación eléctrica, y así poder implementar estos procedimientos en la industria actual, produciendo beneficios en el costo kilowatt/hora de una planta eléctrica. Se espera que esta investigación conlleve a generar más conciencia en las desventajas de la quema de gas, no solo para el medio ambiente, sino también para frenar el desperdicio de esta fuente energética. Para hacer esto, se estudian dos escenarios y así lograr confrontar los resultados de los mismos para llegar a la mejor solución.

El primer escenario, involucra el supuesto de que el gas residual cumple con la calidad necesaria para generar electricidad, ahorrando costos de tratamiento variando el suministro del volumen estableciendo así que cantidad de suministro de este gas es el más óptimo.

El segundo escenario, tenemos el gas residual con baja calidad, al que toca tratarlo para dejarlo en condiciones requeridas para la generación eléctrica y el volumen será una constante.

Se espera que el primer escenario nos logre caracterizar el mejor gas al variar la cantidad de volumen en la que este entra en el proceso de la generación eléctrica. Se espera en el segundo escenario poder establecer los costos incurridos en el tratamiento del gas para que éste sea óptimo para su uso en centrales eléctricas a un volumen predefinido. Se confrontarán los dos escenarios y se escogerá el más adecuado con base al precio kilowatt/hora.

5. DESARROLLO DEL PROYECTO DE INVESTIGACION

A continuación se describe las fases del proyecto de investigación que se tuvieron en cuenta desde los objetivos a implementar

FASE 1: PROCEDIMIENTOS, IMPLICACIONES Y CONCEPTOS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR GAS RESIDUAL EXPLICANDO SU UTILIDAD EN LA INDUSTRIA.

Con referencia a Fernández (2015) “El combustible se quema en el hogar, constituido por un recinto cerrado por paredes de mampostería, en las que, generalmente, se encuentran los canales de circulación del aire necesario para la combustión. Después de calentar la caldera donde, tiene lugar la vaporización del agua, los gases residuales de la combustión o humos pasan a un conducto para ser eliminados al exterior. Como estos gases aún están calientes, puede aprovecharse la energía térmica en ellos contenida para el circuito primario de uno o varios recalentadores de vapor y para el circuito primario de uno o más economizadores del agua de alimentación de la caldera. Desde aquí los gases pasan a la chimenea de tiro natural o de tiro forzado, por donde salen al exterior.”⁷⁷

FASE 2: CARACTERIZACIÓN Y DEFINIÓN DE LA CALIDAD Y EL VOLUMEN DEL GAS DE TEA.

En el presente trabajo de investigación se escogieron dos gases representativos del Campo Morro. Cada uno de ellos con su respectiva cromatografía para analizarlos y manejarlos de la forma más adecuada para su implementación. En la tabla 3 vemos la cromatografía del primer gas.

⁷⁷ FERNANDEZ, Inmaculada. y ROBLES, Arsenio. 2015. Centrales de generación de energía eléctrica. Cntabria : s.n., 2015, p.5

Tabla 3 Cromatografía del primer gas

Sampling Date		25-may-2016 09:33	
Sampling Location		0	
Cylinder Number		1	
Sampling Conditions		598.0 psig @ 93.0°F	
Component	Mole %	Weight %	
H ₂	Hydrogen	0,00	0,00
H ₂ S	Hydrogen Sulphide	0,00	0,00
CO ₂	Carbon Dioxide	5,01	10,28
N ₂	Nitrogen	0,64	0,83
C ₁	Methane	77,92	58,33
C ₂	Ethane	9,48	13,30
C ₃	Propane	4,41	9,07
iC ₄	i-Butane	0,61	1,66
nC ₄	n-Butane	0,94	2,54
iC ₅	i-Pentane	0,23	0,76
nC ₅	n-Pentane	0,20	0,66
C ₆	Hexanes	0,16	0,66
C ₇	Heptanes	0,18	0,72
C ₈	Octanes	0,13	0,67
C ₉	Nonanes	0,05	0,30
C ₁₀	Decanes	0,02	0,12
C ₁₁	Undecanes	0,01	0,06
C ₁₂ ⁺	Dodecanes plus	0,01	0,04
Totals :		100,0000	100,0000
Note: 0.00 means less than 0.005.			
Calculated Residue Properties		Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇ ⁺	Heptanes plus	102,6	0,7612
C ₁₀ ⁺	Decanes plus	141,6	0,7848
C ₁₂ ⁺	Dodecanes plus	161,0	0,8000
Calculated Whole Gas Properties			
Gas Gravity		0,7416	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight		21.44	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density		0,9038	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value		1162,0	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value		1053,0	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.		683.4	psia
Pseudo Critical Temp.		398.4	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z		0,996660	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)		4,62	
GPM (C3+)		2,10	
Additional Information			
Real Gross Calorific Value		1165,9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value		1056,5	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

Fuente: Ingeniería básica sistema de aprovechamiento de gas campo morro

La muestra de gas fue tomada en la Tea para que fuera más acertada y real para el trabajo investigativo. Se tomaron los datos de un Gas de otro Campo que lo llamamos Gas Morro 2. Ver tabla 4

Tabla 4 Gas rico y gas pobre

	Rich Gas	Lean Gas
CO2	3.65	4.98
Nitrogen	0.56	0.52
Methane	79.23	81.53
Ethane	9.17	7.80
Propane	4.07	2.85
i-Butane	0.99	0.66
n-Butane	1.21	0.69
Ethane	9.17	7.80
Propane	4.07	2.85
i-Butane	0.99	0.66
n-Butane	1.21	0.69
i-Pentane	0.42	0.33
n-Pentane	0.26	0.19
C6*(note 2)	0.26	0.26
C7-C10* (note 2)	0.18	0.19
H2O	(note 1)	(note 1)

Note 1: Water content less than 6 lb/MMscfd.

Note 2: Pseudo components properties for C6* and C7-C10* are shown in the following table:

Component	Molecular Weight	BP (°F)	Tc (°F)	Pc (psia)	Vc (ft ³ /lbmol)	W (acen f)	Density (lb/ft ³)
C6*	84.81	144.8	459.5	466.8	5.641	0.2601	43.12
C7-C10*	117.79	267.2	598.3	410.0	7.464	0.3686	48.11

Fuente: Ingeniería básica sistema de aprovechamiento de gas campo morro

Los dos Gas son tomados en similares puntos cerca de la Tea siendo este el punto en donde se van a establecer los estudios.

Como primera medida para el estudio comparativo de resultados se analizarán tres resultados en donde la Calidad de gas es constante y cambiamos el volumen (1 MMSCFD, 10 MMSCFD y 100 MMSCFD) para evaluar la mejor alternativa en cuanto a producción de trabajo (W) conservando los estándares de eficiencia operacional.

Para el segundo escenario, entramos con el volumen de gas más favorable según los datos hallados del escenario 1 y cambiamos la composición (58.3%, 71%, 79.23%). Se hacen tres comparaciones para evaluar la mejor composición para un volumen de gas determinado

FASE 3: CÁLCULOS EN DONDE LA CALIDAD DEL GAS DE TEA CUMPLE LA NORMATIVIDAD VIGENTE CAMBIANDO EL VOLUMEN

El gas producido en el Campo Morro posee la siguiente composición y propiedades según el último análisis realizado por Core Laboratories a una muestra tomada el 25 de Mayo de 2016. Ver tabla 5.

Tabla 5 Muestra porcentaje de gas masa

COMPONENTES	GAS % masa
CH4	58.33
C2H6	13.3
C3H8	9.07
i-C4H10	1.660
n-C4H11	2.540
i-C5H12	0.76
n-C5H12	0.66
C6H14	0.66
C7	0.72
C8	0.67
C9	0.3
C10	0.12
C11	0.06
C12+	0.04
CO2	10.28
N2	0.83

Fuente: Ingeniería básica sistema de aprovechamiento de gas campo morro

FASE 4: ESTABLECER UN ESCENARIO EN DONDE EL VOLUMEN DE GAS SEA CONSTANTE, USANDO DATOS DE CASOS DE ESTUDIO, EN DONDE SEA NECESARIO DESHIDRATAR EL GAS PARA CUMPLIR CON LA NORMATIVIDAD VIGENTE.

*El contenido de agua fue tomado como 3% sobre el volumen de gas disponible

Las condiciones del gas producido se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6 Condiciones del gas producido en el Campo Morro

Presión	psig	18
Temperatura	°F	185
Flujo Volumétrico Estándar	MMSCFD	1.3

Fuente: Ingeniería básica sistema de aprovechamiento de gas campo morro

CALIDAD DEL GAS:

El Reglamento Único de Transporte de Gas natural (RUT) es el ente regulador de la calidad del gas en Colombia, el cual determina los parámetros de calidad con que el gas debe contar para su transporte a través del sistema nacional de gasoductos y el posterior uso industrial y doméstico. Será necesario cumplir con las características dadas por la CREG, de tal forma que sea posible el uso del gas como combustible, teniendo en cuenta el contenido de inertes y el poder calorífico limitando, significativas variaciones en la energía liberada durante la combustión y por ende evitando un daño a los equipos y/o la disminución de la eficiencia de los procesos en los cuales se emplea el gas. De igual forma, disminuir el contenido de CO₂, H₂S y agua puede ayudar a prevenir problemas de corrosión en las líneas de flujo y equipos de proceso. Ver tabla 7.

Tabla 7 Parámetros de calidad del gas según Resolución CREG-071 de 1999 (actualización).

Especificaciones	Sistema internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m ³	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2	2
Contenido N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido inertes máximo en % volumen	5	5
Contenido O ₂ máximo en % volumen	0.1	0.1

Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6 lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Fuente: Ingeniería básica sistema de aprovechamiento de gas campo morro

El gas proveniente del Campo Morro cumple con todos los parámetros exigidos en el RUT por la CREG para su utilización como combustible.

ALTERNATIVA DE USO PARA EL GAS:

El gas que actualmente se produce en el Campo Morro no está siendo aprovechado debidamente, dado que todo este gas es quemado en la tea de la Estación. Existen varias posibilidades para darle uso a este gas que deben ser analizadas detenidamente con el fin de determinar cuál o cuáles de dichas alternativas resulta ser viable.

El gas producido podría ser usado como combustible en turbinas que operan con gas debido a las múltiples ventajas que este trae consigo:

- Pueden operar como sistema principal de alimentación de energía si el gas disponible es suficiente para ello proporcionando independencia del suministro eléctrico de red.
- El costo de generación es bajo, pues el gas utilizado como combustible proviene de la estación.
- Los niveles de ruido son menores a los que se manejan en generadores con otros tipos de combustibles.

A continuación, se presentan los parámetros de calidad del gas recomendados como valores típicos para su utilización como combustible por los fabricantes de equipos para generación eléctrica. Ver tabla 8

Tabla 8 Parámetros de calidad del gas para generación Eléctrica

Temperatura máxima del gas	122 (50)	°F (°C)
Contenido de agua	6 lb/MMSCFD	Máximo
Presión mínima de suministro	66.1 - 73.5 (3.5 – 4.0)	psia (Bar)
Presión máxima de suministro	132.3 (8)	psia (Bar)
Presión parcial de CO2 (psig)	7.35	Máximo
HHV (BTU/ft3)	900	Mínimo

Fuente: Ingeniería básica sistema de aprovechamiento de gas campo morro

METODOLOGIA DE CÁLCULO:

Se presenta la metodología de cálculo empleada para el diseño de los equipos involucrados para la reutilización del gas del Campo Morro. Entre ellos, la cámara de combustión y la turbina de gas. Debido a que no se tiene toda la información disponible del gas, se asumieron algunos valores de eficiencias como la mecánica y la de combustión, así como condiciones presión, volumen y temperatura.

- Temperatura Salida Compresor

$$T_2 = [T_2 - T_1] + T_a$$

T1 = Temperatura de entrada al compresor

Ta = Temperatura ambiente

- Presión Salida del Compresor

$$P_2 = Rc * P_1$$

Rc = Relación de compresión. Asumida según literatura P1 = Presión ambiente

- **Trabajo del Compresor**

$$W_c = \frac{C_{pa}(T_2 - T_1)}{\eta_m}$$

Cpa = Capacidad calorífica del aire η_m = Eficiencia mecánica

- **Temperatura Salida Turbina**

$$T_4 = T_3 - [T_3 - T_4]$$

T3 = Temperatura de entrada a la turbina

- **Trabajo de la Turbina**

$$W_T = C_{pg}(T_3 - T_4)$$

Cpg = Capacidad calorífica del gas

- **Trabajo necesario para generar Potencia**

$$W_{disp} = W_T - W_c$$

- **Área salida difusor de la turbina**

$$A_2 = \frac{V_1 A_1}{V_2}$$

V1 = Velocidad salida intercambiador de calor

A1 = área de entrada al difusor

- **Diámetro salida difusor de la turbina**

$$D_2 = \sqrt{\frac{A_2}{\pi}} * 2$$

- **Longitud axial difusor**

$$L = \frac{D_2 - D_1}{2 \tan \theta}$$

Θ = Angulo de divergencia

El calor total de entrada al proceso y que será suministrado por la combustión es determinado por los requerimientos de calor del vapor de salida de la cámara de combustión, el calor que se pierde por convección natural a los alrededores y el calor generado por los subproductos en forma gaseosa. Se asume un cinco (5%) de pérdidas por convección y 10% de pérdidas por los gases.

- **Calor total de combustión**

$$Q_{Total} = Q_{\text{útil}} + Q_{\text{Perdidas}} + \square_{\text{Gases}}$$

Donde;

$$Q_{\text{útil}} = Q_{\text{sensible}} + Q_{\text{latente}}, \text{ Btu/h}$$

Teniendo en cuenta que no se conoce el calor que se pierde desde la superficie de la cámara hacia el ambiente se estima una eficiencia de 85%.

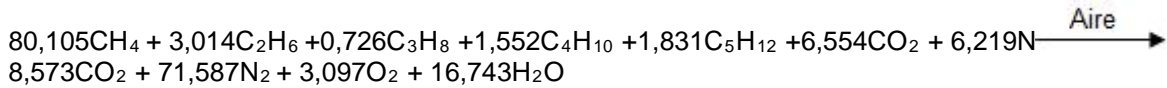
- **Eficiencia de combustión**

$$\eta = \frac{Q_{\text{útil}}}{Q_{\text{Total}}}$$

- Masa de combustible de entrada a la caldera

$$M_{combustible} = \frac{Q_{Total}}{Hv}$$

La relación de aire con respecto al de combustible es de 20% de exceso en condiciones normales, cuya composición se tomara como 21% de oxígeno y 79% de nitrógeno, dando como resultado la siguiente reacción en base molar:



El gas es normalizado teniendo en cuenta los componentes presentes en mayor proporción.

Para cuantificar la cantidad de aire y combustible se emplea la relación aire-combustible, referente al cociente entre la cantidad de aire en la reacción y la cantidad de combustible.

- Relación aire-combustible

$$AC = \frac{M_{aire}}{M_{combustible}}$$

- Masa de aire a la entrada de la cámara de combustión

$$m_{aire} = AC * m_{combustible}$$

RESULTADOS:

A partir de la metodología de cálculo expuesta se obtienen los resultados obtenidos y fueron los siguientes:

Escenario 1

V= 1 MM SCFD

Cámara de Combustión

Tabla 9 P, T y Qg son asumidos

Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (psia)	32,7
Poder Calorífico (Btu/ft³)	1162
Masa de Vapor requerida (lb/h)	35272,75
Temperatura de saturación @ 18 psig (°F)	255,272
Temperatura ambiente (°F)	80
Masa de agua a la entrada (lb/h) Se asume	3000000
hf (Btu/lb) @ 366F	338,631
hf (Btu/lb) @ 80F	48,0646
hg (Btu/lb) @ Pop	1165,84
Q sensible (Btu/h)	871699200
Q latente (Btu/h)	3353326200
η total de la combustion	0,85
η paredes camara de combustion	0,05
η gases de combustion	0,1
Q útil (Btu/h)	4225025400
Q total (Btu/h)	3591271590
Q pérdidas (Btu/h)	538690738,5
Volumen Gas (ft³/h) a usar	3090595,172
Volumen Gas (ft³/día) a usar	74174284,13
Volumen Gas a Tea (ft³/día)	11000000
Masa Combustible a usar teorica (lb/h)	185435,7
Densidad gas (lb/ft³) (0.9038 kg/m³)	0,06
Volumen total de gas (SCFD)	100000000,0
% Gas reutilizado en turbina	75%

Tabla 10 Se toma un 20% de aire en exceso

	GAS	S NORMALIZA	RXN COMBUS	(lb/lbmo)	N°M	Cp	Cp°N
	CH ₄	58,33	58,330		16	933,3	1,2860
	C ₂ H ₆	13,3	13,300		30	399,0	0,2281
	C ₃ H ₈	9,07	9,070		44	399,1	0,1474
	i-C ₄ H ₁₀	1,660	1,660		56	93,0	0,0269
	n-C ₄ H ₁₀	2,540	2,540		56	142,2	0,0412
	i-C ₅ H ₁₂	0,76	0,760		72	54,7	0,0124
	n-C ₅ H ₁₂	0,66	0,660		72	47,5	0,0106
	C ₆ H ₁₄	0,66	0,660		110	72,8	0,0107
	C ₇	0,72	0,720		110	79,2	0,0117
	C ₈	0,67	0,670		114	76,5	0,0109
	C ₉	0,3	0,300		182	54,7	0,0048
	C ₁₀	0,12	0,120		142	17,1	0,0019
	C ₁₁	0,06	0,060		156	9,4	0,0010
	C ₁₂₊	0,04	0,040		170	6,8	0,0006
	CO ₂	10,28	10,280	8,573	44	452,3	0,8335
	N ₂	0,83	0,830	71,587	28	23,2	1,0390
	O ₂			3,097	32	0,0	
	H ₂ O			16,743	18	0,0	
Aire	CO ₂	0,21	21		44	924	1,8884
	N ₂	0,79	79		28	2212	
	Total	100	100	100			

Tabla 11 Reacción de combustión

m aire	21,0354
m combustible	2068,8

AC (lb aire/lb combustible)	0,010
------------------------------------	-------

Masa Combustible	m aire (lb/h)	1885	m aire (kg/s)	14,25
	m gas (lb/h)	187321,2	m gas (kg/s)	1416,15
Volumen de gas real	V gas (ft³/dia)	74928482,57		

Tabla 12 Turbina de gas

Rc	Relacion de compresion	5
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
η_c	Eficiencia isentropica del compresor	0,76
η_t	Eficiencia isentropica de la turbina	0,72
η_m	Eficiencia mecanica de la transmision	0,99

Hv	Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,2
Cp	Cp aire @P=cte (J/ Kg K)	1005

T1	Temperatura ambiente (K)	299,82
P1	Presion ambiente (kPa)	99,15
ρ_a	Densidad del gas (lb/ft ³)	0,06
γ	Gravedad especifica del gas (adimensional)	0,74
Kg	Relacion entre Cp (adimensional)	1,23

T2- T1	ΔT en el compresor (K)	139,60
T2	Temperatura salida compresor (K)	439,42
P2	Presion salida compresor (kPa)	495,75
Wc	Trabajo Wc (kJ/Kg)	141,71
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
P3	Presion entrada turbina (kPa)	451,13
P4	Salida turbina - circuito de gas IQ	102,15
P3/P4	Relacion expansion turbina	4,42
T3-T4	ΔT turbina (K)	80,55
T4	Temp. salida turbina-entrada circuito	378,15
Wt	Trabajo turbina (kJ/Kg)	152,12
Wdisp	Trabajo disponible para produccion	10,41

W Neto	Trabajo neto producido KW =	148,36
W Neto	Trabajo neto producido (HP)	198,95

Tabla 13 Difusor de Turbina

Presion diseno tubos (psig)	130
Temperatura diseno tubos (F)	200
Tubos	964
ID (in)	0,5
Longitud (ft)	20
Codigo	ASME SEC VIII Div 1

Divergencia 2θ	24
Vgas (ft ³ /s)	867,23
Velocidad entrada difusor (ft/s)	24,08966
Velocidad salida difusor (ft/s)	4,81793
Area entrada difusor (ft ²)	28,27
Area salida difusor (ft ²)	141,37
Diametro salida difusor (ft)	13,416
Diametro salida difusor (m)	4,089
Longitud axial difusor	1,737

Tabla 14 Carcasa Cámara de Combustión

η total de la combustion	0,85
m gas (kg/s)	1416,1483
Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,213
Intensidad termica Kw/m ³ atm	9250
Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (Pa)	1,224
Radio salida difusor (m)	2,0446606

Volumen camara de combustion (m ³)	2171,025
Longitud camara de combustion (m)	165,300

Volumen = 10 MM SCFD

Cámara de combustión

Tabla 15 P, T y Qg son asumidos

Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (psia)	32,7
Poder Calórico (Btu/ft³)	1089,5
Masa de Vapor requerida (lb/h)	35272,75
Temperatura de saturación @ 18 psig (°F)	255,272
Temperatura ambiente (°F)	80
Masa de agua a la entrada (lb/h) Se asume	3000000
hf (Btu/lb) @ 366F	338,631
hf (Btu/lb) @ 80F	48,0646
hg (Btu/lb) @ Pop	1165,84
Q sensible (Btu/h)	871699200
Q latente (Btu/h)	3353326200
η total de la combustion	0,85
η paredes camara de combustion	0,05
η gases de combustion	0,1
Q útil (Btu/h)	4225025400
Q total (Btu/h)	3591271590
Q pérdidas (Btu/h)	538690738,5
Volumen Gas (ft³/h) a usar	3296256,622
Volumen Gas (ft³/día) a usar	79110158,94
Volumen Gas a Tea (ft³/día)	11000000
Masa Combustible a usar teorica (lb/h)	223486,2
Densidad gas (lb/ft³) (0.9038 kg/m³)	0,0678
Volumen total de gas (SCFD)	100000000
% Gas reutilizado en turbina	80%

Tabla 16 toma un 20% de aire en exceso

	GAS	S NORMALIZA	RXN COMBU	(lb/lbmo	N*M	Cp	Cp*N
CH ₄	71,75	73,222		16	1171,5	2,2047	1,6143
C ₂ H ₆	2,7	2,755		30	82,7	1,7153	0,0473
C ₃ H ₈	9,07	9,256		44	407,3	1,6248	0,1504
i-C ₄ H ₁₀	0,000	0,000		56	0,0	1,6190	0,0000
n-C ₄ H ₁₀	1,390	1,419		56	79,4	1,6211	0,0230
i-C ₅ H ₁₂	0,000	0,000		72	0,0	1,6257	0,0000
n-C ₅ H ₁₂	1,64	1,674		72	120,5	1,6022	0,0268
C ₆ H ₁₄	0	0,000		110	0,0	1,6177	0,0000
C ₇	0	0,000		110	0,0	1,6223	0,0000
C ₈	0	0,000		114	0,0	1,6228	0,0000
C ₉	0	0,000		182	0,0	1,6077	0,0000
C ₁₀	0	0,000		142	0,0	1,6056	0,0000
C ₁₁	0	0,000		156	0,0	1,6056	0,0000
C ₁₂₊	0	0,000		170	0,0	1,6056	0,0000
CO ₂	5,87	5,990	8,573	44	263,6	0,8335	0,0499
N ₂	5,57	5,684	71,587	28	159,2	1,0390	0,0591
O ₂			3,097	32	0,0		
H ₂ O			16,743	18	0,0		
Aire	CO ₂	0,21	21	44	924		1,9708
	N ₂	0,79	79	28	2212		
	Total	97,99	100	100			

Tabla 17 Reacción de combustión

m aire	21,0354
m combustible	1861,4

AC (lb aire/lb combustible)	0,011
------------------------------------	-------

Masa Combustible	m aire (lb/h)	2526	m aire (kg/s)	19,09
	m gas (lb/h)	226011,8	m gas (kg/s)	1708,65
Volumen de gas real	V gas (ft³/dia)	80004163,95		

Turbina de Gas

Tabla 18 Turbina de gas

Rc	Relacion de compresion	5
T3	Temperatura de entrada a la turbina (K)	458,71
η_c	Eficiencia isentropica del compresor	0,76
η_t	Eficiencia isentropica de la turbina	0,72
η_m	Eficiencia mecanica de la transmision	0,99

Hv	Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	16943,5
Cp	Cp aire @P=cte (Jl Kg K)	1005

T1	Temperatura ambiente (K)	299,82
P1	Presion ambiente (kPa)	99,15
ρ_a	Densidad del gas (lb/ft ³)	0,07
γ	Gravedad especifica del gas (adimensional)	0,90
Kg	Relacion entre Cp (adimensional)	1,20

T2- T1	ΔT en el compresor (K)	118,74
T2	Temperatura salida compresor (K)	418,56
P2	Presion salida compresor (kPa)	495,75
Wc	Trabajo Wc (kJ/Kg)	120,54
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
P3	Presion entrada turbina (kPa)	451,13
P4	Salida turbina - circuito de gas IQ	102,15
P3/P4	Relacion expansion turbina	4,42
T3-T4	ΔT turbina (K)	71,21
T4	Temp. salida turbina-entrada circuito de calor	387,50
Wt	Trabajo turbina (kJ/Kg)	140,33
W disp	Trabajo disponible para produccion de potencia (KJ/Kg)	19,79

W Neto	Trabajo neto producido KW = (KJ/s)	377,85
W Neto	Trabajo neto producido (HP)	506,70

Difusor de Turbina

Tabla 19 Difusor de Turbina

Presion diseno tubos (psig)	130
Temperatura diseno tubos (F)	200
Tubos	964
ID (in)	0,5
Longitud (ft)	20
Codigo	ASME SEC VIII Div 1

Divergencia 2θ	24
Vgas (ft ³ /s)	925,97
Velocidad entrada difusor (ft/s)	25,72150
Velocidad salida difusor (ft/s)	5,14430
Area entrada difusor (ft ²)	28,27
Area salida difusor (ft ²)	141,372
Diametro salida difusor (ft)	13,416
Diametro salida difusor (m)	4,089
Longitud axial difusor	1,737

Carcasa cámara de combustión

Tabla 20 Carcasa Cámara de Combustión

η total de la combustion	0,85
m gas (kg/s)	1708,6489
Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	16943,493
Intensidad termica Kw/m ³ atm	9250
Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (Pa)	1,224
Radio salida difusor (m)	2,0446606

Volumen camara de combustion (m ³)	2173,459
Longitud camara de combustion (m)	165,485

Volumen 100 MM SCFD

Cámara de Combustión

Tabla 21 P, T y Qg son asumidos

Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (psia)	32,7
Poder Calorífico (Btu/ft³)	1162
Masa de Vapor requerida (lb/h)	35272,75
Temperatura de saturación @ 18 psig (°F)	255,272
Temperatura ambiente (°F)	80
Masa de agua a la entrada (lb/h) Se asume (3% de agua)	3000000
hf (Btu/lb) @ 366F	338,631
hf (Btu/lb) @ 80F	48,0646
hg (Btu/lb) @ Pop	1165,84
Q sensible (Btu/h)	871699200
Q latente (Btu/h)	3353326200
η total de la combustion	0,85
η paredes camara de combustion	0,05
η gases de combustion	0,1
Q útil (Btu/h)	4225025400
Q total (Btu/h)	3591271590
Q pérdidas (Btu/h)	538690738,5
Volumen Gas (ft³/h) a usar	3090595,172
Volumen Gas (ft³/día) a usar	74174284,13
Volumen Gas a Tea (ft³/día)	11000000
Masa Combustible a usar teorica (lb/h)	185435,7
Densidad gas (lb/ft³) (0.9038 kg/m³)	0,06
Volumen total de gas (SCFD)	100000000
% Gas reutilizado en turbina	75%

Tabla 22 Toma un 20% de aire en exceso

	GAS	S NORMALIZA	RXN COMBUS	(lb/lbmol	N°M	Cp	Cp°N
CH ₄	79,23	79,230		16	1267,7	2,2047	1,7468
C ₂ H ₆	9,17	9,170		30	275,1	1,7153	0,1573
C ₃ H ₈	4,07	4,070		44	179,1	1,6248	0,0661
i-C ₄ H ₁₀	0,990	0,990		56	55,4	1,6190	0,0160
n-C ₄ H ₁₀	1,210	1,210		56	67,8	1,6211	0,0196
i-C ₅ H ₁₂	0,42	0,420		72	30,2	1,6257	0,0068
n-C ₅ H ₁₂	0,26	0,260		72	18,7	1,6022	0,0042
C ₆ H ₁₄	0,26	0,260		110	28,7	1,6177	0,0042
C ₇	0,18	0,180		110	19,8	1,6223	0,0029
C ₈	0	0,000		114	0,0	1,6228	0,0000
C ₉	0	0,000		182	0,0	1,6077	0,0000
C ₁₀	0	0,000		142	0,0	1,6056	0,0000
C ₁₁	0	0,000		156	0,0	1,6056	0,0000
C ₁₂₊	0	0,000		170	0,0	1,6056	0,0000
CO ₂	3,65	3,650	8,573	44	160,6	0,8335	0,0304
N ₂	0,56	0,560	71,587	28	15,7	1,0390	0,0058
O ₂			3,097	32	0,0		
H ₂ O			16,743	18	0,0		
Aire	CO ₂	0,21	21	44	924		2,0602
	N ₂	0,79	79	28	2212		
	Total	100	100	100			

Tabla 23 Reacción de combustión

m aire	21,0354			
m combustible	1894,0			
AC (lb aire/lb combustible)	0,011			
Masa Combustible	m aire (lb/h)	2059	m aire (kg/s)	15,57
	m gas (lb/h)	187495,2	m gas (kg/s)	1417,46
Volumen de gas real	V gas (ft³/dia)	74998079,94		

Turbina de Gas

Tabla 24 Turbina de gas

Rc	Relacion de compresion	5
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
η_c	Eficiencia isentropica del compresor	0,76
η_t	Eficiencia isentropica de la turbina	0,72
η_m	Eficiencia mecanica de la transmision	0,99

Hv	Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,2
Cp	Cp aire @P=cte (J/Kg K)	1005

T1	Temperatura ambiente (K)	299,82
P1	Presion ambiente (kPa)	99,15
ρ_a	Densidad del gas (lb/ft ³)	0,06
γ	Gravedad especifica del gas (adimensional)	0,74
Kg	Relacion entre Cp (adimensional)	1,23

T2- T1	ΔT en el compresor (K)	139,60
T2	Temperatura salida compresor (K)	439,42
P2	Presion salida compresor (kPa)	495,75
Wc	Trabajo Wc (kJ/Kg)	141,71
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
P3	Presion entrada turbina (kPa)	451,13
P4	Salida turbina - circuito de gas IQ	102,15
P3/P4	Relacion expansion turbina	4,42
T3-T4	ΔT turbina (K)	80,55
T4	Temp. salida turbina-entrada circuito de calor	378,15
Wt	Trabajo turbina (kJ/Kg)	165,96
Wdisp	Trabajo disponible para produccion de potencia (kJ/Kg)	24,25

W Neto	Trabajo neto producido KW = (KJ/s)	377,56
W Neto	Trabajo neto producido (HP)	506,31

Difusor de Turbina

Tabla 25 Difusor de Turbina

Presion diseno tubos (psig)	130
Temperatura diseno tubos (F)	200
Tubos	964
ID (in)	0,5
Longitud (ft)	20
Codigo	ASME SEC VIII Div 1

Divergencia 2θ	24
Vgas (ft ³ /s)	868,03
Velocidad entrada difusor (ft/s)	24,11204
Velocidad salida difusor (ft/s)	4,82241
Area entrada difusor (ft ²)	28,27
Area salida difusor (ft ²)	141,37
Diametro salida difusor (ft)	13,416
Diametro salida difusor (m)	4,089
Longitud axial difusor	1,737

Carcasa cámara de combustión

Tabla 26 Carcasa Cámara de Combustión

η total de la combustion	0,85
m gas (kg/s)	1417,4637
Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,213
Intensidad termica Kw/m ³ atm	9250
Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (Pa)	1,224
Radio salida difusor (m)	2,0446606

Volumen camara de combustion (m ³)	2173,041
Longitud camara de combustion (m)	165,453

Para un volumen de gas constante como para un volumen de gas cuya composición es variable con respecto a la evaluada inicialmente. Fue determinado el volumen y más de gas teniendo en cuenta un volumen de agua asumido pero que cumple con los parámetros RUT. De igual forma, se encontró la potencia requerida por el compresor y la generada por la turbina y finalmente se realizó el dimensionamiento del difusor de la turbina y de la cámara de combustión.

Tabla 27 P, T y Qg son asumidos

Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (psia)	32,7
Poder Calorífico (Btu/ft³)	1162
Masa de Vapor requerida (lb/h)	35272,75
Temperatura de saturación @ 18 psig (°F)	255,272
Temperatura ambiente (°F)	80
Masa de agua a la entrada (lb/h) Se asume (3%)	30000
hf (Btu/lb) @ 366F	338,631
hf (Btu/lb) @ 80F	48,0646
hg (Btu/lb) @ Pop	1165,84
Q sensible (Btu/h)	8716992
Q latente (Btu/h)	33533262
η total de la combustion	0,85
η paredes camara de combustion	0,05
η gases de combustion	0,1
Q útil (Btu/h)	42250254
Q total (Btu/h)	35912715,9
Q pérdidas (Btu/h)	5386907,39
Volumen Gas (ft³/h) a usar	30905,9517
Volumen Gas (ft³/día) a usar	741742,841
Volumen Gas a Tea (ft³/día)	110000
Masa Combustible a usar teorica (lb/h)	1854,4
Densidad gas (lb/ft³) (0.9038 kg/m³)	0,06
Volumen total de gas (SCFD)	1000000
% Gas reutilizado en turbina	75%

Tabla 28 Se toma un 20% de aire en exceso

	GAS	S NORMALIZA	RXN COMBUS	(lb/lbmol	N°M	Cp	Cp°N
	CH ₄	58,33	58,330		16	933,3	2,2047
	C ₂ H ₆	13,3	13,300		30	399,0	1,7153
	C ₃ H ₈	9,07	9,070		44	399,1	1,6248
	i-C ₄ H ₁₀	1,660	1,660		56	93,0	1,6190
	n-C ₄ H ₁₀	2,540	2,540		56	142,2	1,6211
	i-C ₅ H ₁₂	0,76	0,760		72	54,7	1,6257
	n-C ₅ H ₁₂	0,66	0,660		72	47,5	1,6022
	C ₆ H ₁₄	0,66	0,660		110	72,8	1,6177
	C ₇	0,72	0,720		110	79,2	1,6223
	C ₈	0,67	0,670		114	76,5	1,6228
	C ₉	0,3	0,300		182	54,7	1,6077
	C ₁₀	0,12	0,120		142	17,1	1,6056
	C ₁₁	0,06	0,060		156	9,4	1,6056
	C ₁₂₊	0,04	0,040		170	6,8	1,6056
	CO ₂	10,28	10,280	8,573	44	452,3	0,8335
	N ₂	0,83	0,830	71,587	28	23,2	1,0390
	O ₂			3,097	32	0,0	
	H ₂ O			16,743	18	0,0	
Aire	CO ₂	0,21	21		44	924	1,8884
	N ₂	0,79	79		28	2212	
	Total	100	100	100			

Tabla 29 Reacción de combustión

m aire	21,0354
m combustible	2068,8

AC (lb aire/lb combustible)	0,010
------------------------------------	-------

Masa Combustible	m aire (lb/h)	19	m aire (kg/s)	0,14
	m gas (lb/h)	1873,2	m gas (kg/s)	14,16
Volumen de gas real	V gas (ft³/dia)	749284,83		

Tabla 30 Turbina de gas

Rc	Relacion de compresion	5
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
η_c	Eficiencia isentropica del compresor	0,76
η_t	Eficiencia isentropica de la turbina	0,72
η_m	Eficiencia mecanica de la transmision	0,99

Hv	Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,2
Cp	Cp aire @P=cte (J/Kg K)	1005

T1	Temperatura ambiente (K)	299,82
P1	Presion ambiente (kPa)	99,15
ρ_a	Densidad del gas (lb/ft ³)	0,06
γ	Gravedad especifica del gas (adimensional)	0,74
Kg	Relacion entre Cp (adimensional)	1,23

T2- T1	ΔT en el compresor (K)	139,60
T2	Temperatura salida compresor (K)	439,42
P2	Presion salida compresor (kPa)	495,75
Wc	Trabajo Wc (kJ/Kg)	141,71
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
P3	Presion entrada turbina (kPa)	451,13
P4	Salida turbina - circuito de gas IQ	102,15
P3/P4	Relacion expansion turbina	4,42
T3-T4	ΔT turbina (K)	80,55
T4	Temp. salida turbina-entrada circuito de calor	378,15
Wt	Trabajo turbina (kJ/Kg)	152,12
Wdisp	Trabajo disponible para produccion de potencia (KJ/Kg)	10,41

W Neto	Trabajo neto producido KW = (KJ/s)	1,48
W Neto	Trabajo neto producido (HP)	1,99

Tabla 31 Difusor Turbina

Presion diseno tubos (psig)	130
Temperatura diseno tubos (F)	200
Tubos	964
ID (in)	0,5
Longitud (ft)	20
Codigo	ASME SEC VIII Div 1

Divergencia 2θ	24
Vgas (ft ³ /s)	8,67
Velocidad entrada difusor (ft/s)	0,24090
Velocidad salida difusor (ft/s)	0,04818
Area entrada difusor (ft ²)	28,27
Area salida difusor (ft ²)	141,37
Diametro salida difusor (ft)	13,416
Diametro salida difusor (m)	4,089
Longitud axial difusor	1,737

Tabla 32 Carcasa cámara de combustión

η total de la combustion	0,85
m gas (kg/s)	14,16148
Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,21
Intensidad termica Kw/m ³ atm	9250
Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (Pa)	1,224
Radio salida difusor (m)	2,044661

Volumen camara de combustion (m ³)	21,710
Longitud camara de combustion (m)	1,653

Tabla 33 P, T y Qg son asumidos

Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (psia)	32,7
Poder Calorífico (Btu/ft³)	1162
Masa de Vapor requerida (lb/h)	35272,75
Temperatura de saturación @ 18 psig (°F)	255,272
Temperatura ambiente (°F)	80
Masa de agua a la entrada (lb/h) Se asume (3% de agua)	300000
hf (Btu/lb) @ 366F	338,631
hf (Btu/lb) @ 80F	48,0646
hg (Btu/lb) @ Pop	1165,84
Q sensible (Btu/h)	87169920
Q latente (Btu/h)	335332620
η total de la combustion	0,85
η paredes camara de combustion	0,05
η gases de combustion	0,1
Q útil (Btu/h)	422502540
Q total (Btu/h)	359127159
Q pérdidas (Btu/h)	53869073,9
Volumen Gas (ft³/h) a usar	309059,517
Volumen Gas (ft³/día) a usar	7417428,41
Volumen Gas a Tea (ft³/día)	1100000
Masa Combustible a usar teorica (lb/h)	18543,6
Densidad gas (lb/ft³) (0.9038 kg/m³)	0,06
Volumen total de gas (SCFD)	10000000
% Gas reutilizado en turbina	75%

Tabla 34 Se toma un 20% de aire en exceso

	GAS	S NORMALIZA	RXN COMBUS	(lb/lbmo)	N°M	Cp	Cp°N
	CH ₄	58,33	58,330		16	933,3	2,2047
	C ₂ H ₆	13,3	13,300		30	399,0	1,7153
	C ₃ H ₈	9,07	9,070		44	399,1	1,6248
	i-C ₄ H ₁₀	1,660	1,660		56	93,0	1,6190
	n-C ₄ H ₁₀	2,540	2,540		56	142,2	1,6211
	i-C ₅ H ₁₂	0,76	0,760		72	54,7	1,6257
	n-C ₅ H ₁₂	0,66	0,660		72	47,5	1,6022
	C ₆ H ₁₄	0,66	0,660		110	72,8	1,6177
	C ₇	0,72	0,720		110	79,2	1,6223
	C ₈	0,67	0,670		114	76,5	1,6228
	C ₉	0,3	0,300		182	54,7	1,6077
	C ₁₀	0,12	0,120		142	17,1	1,6056
	C ₁₁	0,06	0,060		156	9,4	1,6056
	C ₁₂₊	0,04	0,040		170	6,8	1,6056
	CO ₂	10,28	10,280	8,573	44	452,3	0,8335
	N ₂	0,83	0,830	71,587	28	23,2	1,0390
	O ₂			3,097	32	0,0	
	H ₂ O			16,743	18	0,0	
Aire	CO ₂	0,21	21		44	924	1,8884
	N ₂	0,79	79		28	2212	
	Total	100	100	100			

Tabla 35 Reacción de combustión

m aire	21,0354
m combustible	2068,8

AC (lb aire/lb combustible)	0,010
------------------------------------	-------

Masa Combustible	m aire (lb/h)	189	m aire (kg/s)	1,43
	m gas (lb/h)	18732,1	m gas (kg/s)	141,61
Volumen de gas real	V gas (ft³/dia)	7492848,26		

Tabla 36 Turbina de gas

Rc	Relacion de compresion	5
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
η_c	Eficiencia isentropica del compresor	0,76
η_t	Eficiencia isentropica de la turbina	0,72
η_m	Eficiencia mecanica de la transmision	0,99

Hv	Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,2
Cp	Cp aire @P=cte (J/ Kg K)	1005

T1	Temperatura ambiente (K)	299,82
P1	Presion ambiente (kPa)	99,15
ρ_a	Densidad del gas (lb/ft ³)	0,06
γ	Gravedad especifica del gas (adimensional)	0,74
Kg	Relacion entre Cp (adimensional)	1,23

T2- T1	ΔT en el compresor (K)	139,60
T2	Temperatura salida compresor (K)	439,42
P2	Presion salida compresor (kPa)	495,75
Wc	Trabajo Wc (kJ/Kg)	141,71
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
P3	Presion entrada turbina (kPa)	451,13
P4	Salida turbina - circuito de gas IQ	102,15
P3/P4	Relacion expansion turbina	4,42
T3-T4	ΔT turbina (K)	80,55
T4	Temp. salida turbina-entrada circuito de calor	378,15
Wt	Trabajo turbina (kJ/Kg)	152,12
Wdisp	Trabajo disponible para produccion de potencia (KJ/Kg)	10,41

W Neto	Trabajo neto producido KW = (KJ/s)	14,84
W Neto	Trabajo neto producido (HP)	19,89

Tabla 37 Difusor Turbina

Presion diseno tubos (psig)	130
Temperatura diseno tubos (F)	200
Tubos	964
ID (in)	0,5
Longitud (ft)	20
Codigo	ASME SEC VIII Div 1

Divergencia 2θ	24
Vgas (ft ³ /s)	86,72
Velocidad entrada difusor (ft/s)	2,40897
Velocidad salida difusor (ft/s)	0,48179
Area entrada difusor (ft ²)	28,27
Area salida difusor (ft ²)	141,37
Diametro salida difusor (ft)	13,416
Diametro salida difusor (m)	4,089
Longitud axial difusor	1,737

Tabla 38 Carcasa cámara de combustión

η total de la combustion	0,85
m gas (kg/s)	141,6148
Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,21
Intensidad termica Kw/m ³ atm	9250
Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (Pa)	1,224
Radio salida difusor (m)	2,044661

Volumen camara de combustion (m ³)	217,102
Longitud camara de combustion (m)	16,530

Tabla 39 P, T y Qg son asumidos

Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (psia)	32,7
Poder Calorífico (Btu/ft³)	1162
Masa de Vapor requerida (lb/h)	35272,75
Temperatura de saturación @ 18 psig (°F)	255,272
Temperatura ambiente (°F)	80
Masa de agua a la entrada (lb/h) Se asume (3	3000000
hf (Btu/lb) @ 366F	338,631
hf (Btu/lb) @ 80F	48,0646
hg (Btu/lb) @ Pop	1165,84
Q sensible (Btu/h)	871699200
Q latente (Btu/h)	3,353E+09
η total de la combustion	0,85
η paredes camara de combustion	0,05
η gases de combustion	0,1
Q útil (Btu/h)	4,225E+09
Q total (Btu/h)	3,591E+09
Q pérdidas (Btu/h)	538690739
Volumen Gas (ft³/h) a usar	3090595,2
Volumen Gas (ft³/día) a usar	74174284
Volumen Gas a Tea (ft³/día)	11000000
Masa Combustible a usar teorica (lb/h)	185435,7
Densidad gas (lb/ft³) (0.9038 kg/m³)	0,06
Volumen total de gas (SCFD)	100000000
% Gas reutilizado en turbina	75%

Tabla 40 Se toma un 20% de aire en exceso

	GAS	S NORMALIZA	RXN COMBUS	(lb/lbmo	N°M	Cp	Cp°N
	CH ₄	58,33	58,330		16	933,3	1,2860
	C ₂ H ₆	13,3	13,300		30	399,0	0,2281
	C ₃ H ₈	9,07	9,070		44	399,1	0,1474
	i-C ₄ H ₁₀	1,660	1,660		56	93,0	0,0269
	n-C ₄ H ₁₁	2,540	2,540		56	142,2	0,0412
	i-C ₅ H ₁₂	0,76	0,760		72	54,7	0,0124
	n-C ₅ H ₁₂	0,66	0,660		72	47,5	0,0106
	C ₆ H ₁₄	0,66	0,660		110	72,8	0,0107
	C ₇	0,72	0,720		110	79,2	0,0117
	C ₈	0,67	0,670		114	76,5	0,0109
	C ₉	0,3	0,300		182	54,7	0,0048
	C ₁₀	0,12	0,120		142	17,1	0,0019
	C ₁₁	0,06	0,060		156	9,4	0,0010
	C ₁₂₊	0,04	0,040		170	6,8	0,0006
	CO ₂	10,28	10,280	8,573	44	452,3	0,8335
	N ₂	0,83	0,830	71,587	28	23,2	1,0390
	O ₂			3,097	32	0,0	
	H ₂ O			16,743	18	0,0	
Aire	CO ₂	0,21	21		44	924	1,8884
	N ₂	0,79	79		28	2212	
	Total	100	100	100			

Tabla 41 Reacción de combustión

m aire	21,0354
m combustible	2068,8

AC (lb aire/lb combustible)	0,010
------------------------------------	-------

Masa Combustible	m aire (lb/h)	1885	m aire (kg/s)	14,25
	m gas (lb/h)	187321,2	m gas (kg/s)	1416,15
Volumen de gas real	V gas (ft³/dia)	74928482,57		

Tabla 42 Turbina de gas

Rc	Relacion de compresion	5
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
η_c	Eficiencia isentropica del compresor	0,76
η_t	Eficiencia isentropica de la turbina	0,72
η_m	Eficiencia mecanica de la transmision	0,99

Hv	Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,2
Cp	Cp aire @P=cte (J/Kg K)	1005

T1	Temperatura ambiente (K)	299,82
P1	Presion ambiente (kPa)	99,15
ρ_a	Densidad del gas (lb/ft ³)	0,06
γ	Gravedad especifica del gas (adimensional)	0,74
Kg	Relacion entre Cp (adimensional)	1,23

T2- T1	ΔT en el compresor (K)	139,60
T2	Temperatura salida compresor (K)	439,42
P2	Presion salida compresor (kPa)	495,75
Wc	Trabajo w/c (kJ/Kg)	141,71
T3	Temperatura entrada turbina (K)	458,71
P3	Presion entrada turbina (kPa)	451,13
P4	Salida turbina - circuito de gas IQ	102,15
P3/P4	Relacion expansion turbina	4,42
T3-T4	ΔT turbina (K)	80,55
T4	Temp. salida turbina-entrada circuito de calor	378,15
Wt	Trabajo turbina (kJ/Kg)	152,12
Wdisp	Trabajo disponible para produccion de potencia (KJ/H	10,41

W Neto	Trabajo neto producido KW = (KJ/s)	148,36
W Neto	Trabajo neto producido (HP)	198,95

Tabla 43 Difusor Turbina

Presion diseno tubos (psig)	130
Temperatura diseno tubos (F)	200
Tubos	964
ID (in)	0,5
Longitud (ft)	20
Codigo	ASME SEC VIII Div 1

Divergencia 2θ	24
Vgas (ft ³ /s)	867,23
Velocidad entrada difusor (ft/s)	24,08966
Velocidad salida difusor (ft/s)	4,81793
Area entrada difusor (ft ²)	28,27
Area salida difusor (ft ²)	141,37
Diametro salida difusor (ft)	13,416
Diametro salida difusor (m)	4,089
Longitud axial difusor	1,737

Tabla 44 Carcasa cámara de combustión

η total de la combustion	0,85
m gas (kg/s)	1416,14832
Poder calorifico del gas Hv (Kj/Kg)	20420,2133
Intensidad termica Kw/m ³ atm	9250
Presión de Operación (psig)	18
Presión de Operación (Pa)	1,224
Radio salida difusor (m)	2,04466056

Volumen camara de combustion (m ³)	2171,025
Longitud camara de combustion (m)	165,300

6. ESTUDIO FINANCIERO

Con respecto a la parte complementaria del estudio técnico, en este capítulo vamos a desarrollar un estudio económico, que compromete la instalación de la facilidad para así poder suministrar gas bajo parámetros óptimos a la generación eléctrica del área de variadores de frecuencia del sistema de bombeo electro sumergible. Además, los principales objetivos del estudio es determinar el monto total de recursos económicos, que serán indispensables para que el proyecto entre en funcionamiento y determinar la factibilidad del proyecto. Por ende, utilizaremos tres criterios de evaluación financiera que son el valor presente neto (VPN), la tasa interna de rentabilidad (TIR) y el periodo de restitución (PR).

6.1 FLUJO DE CAJA

El análisis de flujo de caja es uno de los puntos más principales a la hora de valorar un proyecto de inversión. La construcción del flujo de caja es el impulso del comportamiento de los ingresos y egresos de un proyecto a lo largo del tiempo.

El objetivo importante de la proyección del flujo de caja es calcular la rentabilidad económica de un proyecto, y la capacidad de pago frente a los probables préstamos que se requieran para el financiamiento.

Es así que el flujo de caja se puede valorar para cualquier etapa, para el tema de estudio se dedicara un periodo de 2 años.

6.1.1 COSTO DEL PROYECTO⁷⁸. Se comprende por costos todos los recursos y sacrificios que se inviertan para realizar un bien o servicio, categorizados primordialmente como:

- Costos de inversión: son los costos que se adquieren a la hora de invertir.
- Costos corrientes: su cálculo se basa en las cantidades producidas.

El proyecto desde su comienzo hasta su final comprende cierta cantidad de tiempo, por lo tanto los costos del ciclo de vida del proyecto implica:

⁷⁸ SPAG, Nassir. 2011. *Proyectos de inversión Formulación y Evaluación*. Santiago de Chile : Pearson, 2011.

Costos y desarrollo:

- Costos de adquisición⁷⁹
- Costos de operación⁸⁰
- Costos de fabricación y pruebas⁸¹
- Costos de mantenimiento⁸²
- Costos de recuperación⁸³

6.1.1.1 COSTOS DE INVERSION. Para definir el costo total de inversión que solicita el proyecto para entrar en operaciones, será indispensable examinar el costo conveniente a la construcción de las comodidades correspondientes para proveer gas residual a los generadores.

Los costos tienen, también como objetivo mantener el excelente funcionamiento del proceso de producción energética una vez que se ha elaborado la inversión correspondiente.

En la tabla 45, se sintetiza los costos relacionados a la construcción de la línea que llevará el gas residual desde el Scrubber hasta los generadores de electricidad.

Tabla 45 Costo de la construcción línea gas residual

ÍTEM	DESCRIPCIÓN MATERIALES	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1	CODO 90°, ASTM A234 WPB, SCH 40 DE DIAM 2"	10 UND	\$ 45.030	\$ 450.300
2	ESPARRAGO DE DIAM 5/8" X 4 1/2", A193 GR B7 W/2 TUERC	40 UND	\$ 2.052	\$ 82.080
3	BRIDA W.N DE DIAM 2", ANSI 150, RF, A105, SCH 40,	10 UND	\$ 30.609	\$ 306.090
4	FLEXITALIC GASKET DE 2" X 150#	10 UND	\$ 2.567	\$ 25.673

⁷⁹ QUESADA, Francisco. 2009. Criterios de valoración. [En línea] 10 de 02 de 2009. https://www.uclm.es/area/aef_TO/pdf/publicaciones/FranciscoJavierQuesada_CriteriosValoracion.pdf.p.13

⁸⁰ REYES, Yolanda. 2012. Clasificación de Costos. [En línea] 4 de diciembre de 2012. <http://www.ingcomercial.ucv.cl/sitio/assets/publicaciones/Apuntes-Docentes/ApunteDocenteClasificaciondeCostosYR.pdf>. p.10

⁸¹ REYES, Yolanda. 2012. Clasificación de Costos. [En línea] 4 de diciembre de 2012. <http://www.ingcomercial.ucv.cl/sitio/assets/publicaciones/Apuntes-Docentes/ApunteDocenteClasificaciondeCostosYR.pdf>. p.5

⁸² UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE CAMPECHE . 2016. *Costos y presupuestos*. 2016.

⁸³ UNOPS. 2015. RECUPERACIÓN DE COSTOS PARA LA EFICACIA DEL DESARROLLO. [En línea] 5 de enero de 2015. https://www.unops.org/SiteCollectionDocuments/Pricing/Pricing/External_pricing_ES.pdf.

5	CINTA TEFLON INDUSTRIAL ROLLO GRANDE	2	UND	\$ 2.850	\$ 5.700
6	ANGULO 3" x 1/4" x 6 MTS	1	UND	\$ 115.140	\$ 115.140
7	TUBERIA A106 GRB, SCH 40, DE DIAM 16"	3	M	\$ 285.773	\$ 857.319
8	TUBERIA A106 GR B, SCH 40, DE DIAM 2"	290	M	\$ 21.647	\$ 6.277.763
9	INDICADOR DE TEMPERATURA DE 3/4" (0 - 200 °F)	2	UND	\$ 259.578	\$ 519.156
10	VALVULA CHEQUE DE 3", ANSI 150	2	UND	\$ 591.513	\$ 1.183.026
11	VALVULA BOLA DE 3", ANSI 150 RF, A216 WCB FLOAT,	3	UND	\$ 1.047.230	\$ 3.141.690
12	MANOMETRO DE 0-100 PSI, GLIS DE 1/2 NPT X 2 1/2	4	UND	\$ 69.540	\$ 278.160
13	THREDOLET DE 3/4" X 1/2" X 3000 PSI, CS, ASTM	3	UND	\$ 7.820	\$ 23.461
14	VALVULA DE 1/2" * 150 Psi	6	UND	\$ 33.060	\$ 198.360
15	VALVULA ADIABATICA DE 3" ANSI 150	1	UND	\$ 2.280.000	\$ 2.280.000
16	VALVULA COMPUERTA DE 2", ANSI 150 RF	7	UND	\$ 470.921	\$ 3.296.449
17	MEDIDOR DE FLUJO ROTARY METER MARCA DRESSER SERIE C	1	UND	\$ 4.788.000	\$ 4.788.000
	EQUIPOS	CANTIDAD		VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1	CAMIÓN GRÚA	2	Días	\$ 1.368.000	\$ 2.736.000
2	INTERCAMBIADOR ANSI 150	1	UND	\$ 68.400.000	\$ 68.400.000
3	SCRUBBER (1 MMSCFD)	1	UND	\$ 22.800.000	\$ 22.800.000
	DESCRIPCIÓN PERSONAL	CANTIDAD		VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1	BRIGADA DE SOLDADURA	10	Días	\$ 2.758.800	\$ 27.588.000
	SUB TOTAL			\$	145.352.367
	IMPREVISTOS (10%)			\$	14.708.417
	TOTAL			\$	160.060.183

En la tabla 46, se sintetizan los costos comprendidos en automatización del Scrubber.

Tabla 46 Costo de automatización del Scrubber

ÍTEM	DESCRIPCIÓN MATERIALES	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1	ELECTRO VALVULA DE 1"	1 UND	\$ 399.000	\$ 399.000

2	VALVULA CONTROLADORA DE 3", ANSI 150 (INCLUYE CONTROLADOR)	1 UND	\$ 6.840.000	\$ 6.840.000
3	VALVULA DE 3/8" * 150 Psi	4 UND	\$ 28.500	\$ 114.000
4	VALVULA DE 2" NEUMATICA CON ACTUADOR	1 UND	\$ 2.736.000	\$ 2.736.000
5	SENSOR DE NIVEL LSH - LSL MAGNETROL	2 UND	\$ 1.653.000	\$ 3.306.000
6	CORAZA METALICA NEMA 7 DE 1/2" x 16" (longitud)	1 UND	\$ 182.400	\$ 182.400
7	TUBING DE 3/8" * 6M	1 UND	\$ 125.400	\$ 125.400
8	CONSUMIBLES Y ACCESORIOS (, TEE, CODOS, RACORES, NIPPLES, ENTRE OTROS)	1 GL	\$ 342.000	\$ 342.000
Ítem	Descripción Personal	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
1	TÉCNICO INSTRUMENTISTA	3 Días	\$ 333.450	\$ 1.000.350
SUB TOTAL				\$ 15.045.150
IMPREVISTOS (10%)				\$ 1.504.515
TOTAL				\$ 16.549.665

6.1.1.2 COSTO DE OPERACIÓN. Los costes propios a la operación serían aquellos generados por cuenta del alquiler del Bi-fuel. Ver tabla 47, se expone el valor mencionado del coste para los dos generadores por los cuales se les instalara.

Tabla 47 Coste de la operación

COSTO DE OPERACIÓN	VALOR	DESCRIPCIÓN
ALQUILER DE DOS BI-FUEL	\$ 7.980.000	COP/MENSUAL

Fuente: Valor suministrado por Bristol

6.1.2 INGRESOS. En este punto vamos a examinar los probables ingresos que el proyecto tendría al utilizar el gas residual como combustible para la generación de electricidad. Por ende, es probable obtener ahorro relacionado a la sustitución del diésel, para tener en cuenta el consumo promedio bajo parámetros normales de operación de cada generador es de 445 galones al día y el costo del diésel es de 7990 COP/galón (incluido transporte). En la tabla 48, se resumen los productos obtenidos al idear las condiciones que podríamos tener por medio de la implementación del Bi-fuel en dos de los generadores, teniendo en cuenta las

características del gas producido (poder calorífico = 1000 BTU/SCFD), para tener en cuenta se elaboró el estudio para dos escenarios en los que se varia el porcentaje de sustitución de diésel, uno del 30% (Optimista) y otro del 15% (Pesimista).

Tabla 48 Ingresos por cuenta de ahorro de la sustitución del diésel

CONDICIÓN DE OPERACIÓN	UNIDAD	100% DIÉSEL	MODO BI-FUEL (% DE SUSTITUCIÓN)	
PORCENTAJE DE DIÉSEL UTILIZADO	%	100	15	30
POTENCIA ELÉCTRICA UTILIZADA	KW	545	540	540
POTENCIA ELÉCTRICA NOMINAL	KW	1000	1000	1000
CONSUMO DE DIÉSEL	GALONES/DÍA	865	737	602
AHORRO DE DIÉSEL	GALONES/DÍA	0	131	261
CONSUMO DE GAS	PC/DÍA	0	18700	35403
COSTO DIÉSEL	COP/DIA	\$ 7.787.853	\$ 6.619.676	\$ 5.451.497
AHORRO OPERANDO 2 GENERADORES CON BI-FUEL	COP/DÍA		\$ 1.168.179	\$ 2.336.356
	COP/MES		\$ 35.045.339	\$ 70.090.677
	COP/AÑO		\$ 426.384.952	\$ 852.769.904

6.2 CRITERIOS DE EVALUACION

Con referencia, de las diferentes unidades de negocio y de los proyectos procedentes de estas, las inversiones en gran manera son flujos básicos de efectivo que harán realidad y de esta manera poner en marcha el proyecto en cuestión. El inversionista espera, también tener devuelta lo más pronto el dinero generado por aquella inversión, siendo el tiempo muy limitante de dicho propósito. Por lo tanto, el inversionista se ve obligado a emplear indicadores económicos para evaluar la utilidad de dicha inversión; para un tiempo definido, con la seguridad de obtener la mejor respuesta al adaptar estos conceptos económicos que son propios de todo proyecto en la evaluación económica.⁸⁴

⁸⁴ UNIVERSIDAD JAVERIANA. 2000. *Construcción de los flujos de caja en un proyecto*. Bogotá. Bogotá : s.n., 2000.

A continuación se utilizarán indicadores como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y Periodo de Recuperación (PR), para hacer el análisis económico del proyecto.

6.2.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN). El valor presente neto de un proyecto de inversión no es otra cosa que la diferencia de hoy de los dineros invertidos y recibidos en este, o manifestando esta idea de otra manera, es el equivalente en pesos actuales de la diferencia entre todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.⁸⁵

La fórmula:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{BNt}{(1+i)^t} - I_0$$

BNt = Representa el beneficio neto del flujo en el periodo t y puede tomar valores positivos o negativos.

i = Tasa de descuento

n = Representa el número de periodos sobre el cual se quiere capitalizar la inversión inicial.

I_0 = Inversión inicial en el momento cero.

Norma:

Si $VPN > 0$. Se acepta el proyecto

Si $VPN = 0$. La aceptación o rechazo del proyecto es opcional

Si $VPN < 0$. Se rechaza el proyecto

⁸⁵ PYMES FUTURO. 2013. El Valor Presente Neto - vpn. [En línea] 29 de marzo de 2013. <http://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm>.

Concepto:

Si $VPN > 0$, quiere decir que se ha cumplido con dicha tasa de descuento y se ha generado una ganancia o beneficio agregado.

Si $VPN = 0$, quiere decir que se ha cumplido con dicha tasa de descuento e indica que el proyecto renta justo lo que el inversionista exige a la inversión.

Si $VPN < 0$ quiere decir que no se ha logrado satisfacer dicha tasa de descuento y se interpreta como la cantidad que falta para que el proyecto rente lo exigido por el inversionista.

6.2.2 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR). Es la tasa de interés que produce un VPN igual a cero, es una medida de rentabilidad apropiada. Como se trata del interés que gana los dineros que continúan invertidos en el proyecto, se le da el nombre de tasa interna de rentabilidad.⁸⁶

Fórmula:

$$\sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

BN_t = Representa el beneficio neto del flujo en el periodo t y puede tomar valores positivos o negativos.

r = Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

n = Representa el número de periodos sobre el cual se quiere capitalizar la inversión inicial.

I_0 = Inversión inicial en el momento cero.

⁸⁶ BARGSTED, Cristián., & KETTLUN, Andrés. 2004. Indicadores evaluación de proyectos. [En línea] 29 de junio de 2004. <https://users.dcc.uchile.cl/~anpereir/evaluacion/08IndicadoresFinancierosDetalladoParte1.pdf>.

Los criterios tomados en cuenta para aceptar o rechazar el proyecto después de haber calculado la TIR son los siguientes:

Si $r \geq i$ (tasa de descuento), se acepta el proyecto.

Si $r < i$ (tasa de descuento), se rechaza el proyecto.

6.2.3 PERIODO DE RESTITUCION (PR). Este calcula la bondad de un proyecto de inversión en términos del tiempo que se demora en recuperar la inversión.

Formula:

$$PR \longrightarrow \sum_{t=1}^n \frac{BNt}{(1+i)^t} = I_0$$

BNt = Representa el beneficio neto del flujo en el periodo t y puede tomar valores positivos o negativos.

i = Tasa de descuento

n = Representa el número de periodos en el cual la sumatoria de los flujos netos igualo a I_0 .

I_0 = Inversión inicial en el momento cero.

La etapa de recuperación del capital necesitara mucho del tipo y la magnitud del proyecto, de igual manera, se tiene un rango de relaciones muy frecuentes como los que se exponen a continuación:

- $PR \leq 1$ año (gran rentabilidad)
- PR entre 1 y 6 años (rentabilidad media)
- $PR > 6$ años (pequeña rentabilidad)

Si se emplea este método para admitir o rechazar un proyecto, entonces se seleccionara proyectos cuyo periodo de recuperación del capital sea menor o igual

que el periodo recuperación fundada como política de la empresa, de lo contrario se rechazará.

6.3 RESULTADOS

Luego de haber definido los flujos de caja mensuales para un periodo de 1 año, se procedió a calcular el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Rentabilidad y el Periodo de Recuperación, para los dos escenarios de sustitución de diésel que se proponen 15 y 30%, lográndose así los siguientes resultados:

Tabla 49 Resultados del análisis económico

CRITERIO DE EVALUACIÓN	ESCENARIOS PROPUESTOS (% SUSTITUCIÓN DIÉSEL)	
	15	30
VPN (I = 12%)	\$ 1.723.356	\$ 246.426.121
TIR	12,7%	33,8%
PR (MESES)	7	3

Nota: para efectuar los cálculos se empleó la tasa de descuento del (12%)⁸⁷

En la tabla 49, se pueden ver los resultados tanto para el escenario de 15% como para el de 30%, se demuestra que se obtuvo el $VPN > 0$, $TIR >$ tasa de descuento del (12%), el tiempo de restablecimiento menor a un año, con respecto a las condiciones preliminarmente establecidas:

- Si $VPN > 0$. Se admite el proyecto
- Si $TIR \geq i$ (tasa de descuento), se admite el proyecto.

⁸⁷ BENITEZ, Elizabeth. 2016. INFORME DE VALORACION EMPRESARIAL ECOPETROL 2016. 2016. p.16

- El periodo de restitución igual a 1 año “genera renta” y se puede ultimar que el proyecto es viable económicamente.

7. CONCLUSIONES

Mediante esta investigación se detallaron conceptos, procedimientos, implicaciones de la generación eléctrica por gas residual manifestando su utilidad en la industria. Ya que representa una importante alternativa para el aprovechamiento de dicho recurso. De igual manera, esta opción podrá mostrar costes unitarios de producción, atractivos e igualmente competitivos frente a las tarifas de la energía adquirida.

De otra parte, con respecto a la calidad y el volumen del gas de Tea, se identifica la cromatografía de estudio con respecto a los datos, estableciendo los requerimientos de su ejecución en la generación eléctrica en el análisis técnico económico del aprovechamiento del gas residual, para la generación eléctrica basada en el costo kilowatt/hora. Es así que se establecieron dos casos específicos de gases y con su respectiva cromatografía para analizarlos de forma apropiada en su implementación.

Mediante un escenario se estableció la calidad del gas de Tea en el cumplimiento de la normatividad vigente, con esta investigación se realizaron datos de casos de estudios para poder identificar el gas más viable para la generación eléctrica. Se tomó muestra del gas en TEA, y estos datos de los dos gas se tomaron en similares puntos y cercanos a TEA estableciéndose los estudios pertinentes.

De otra parte, con esta investigación se logra constituir un escenario, donde el volumen de gas es constante, se demostró la calidad del gas, alternativas de uso. A este respecto se utilizaron datos de estudio empleándose metodologías de cálculo disponibles para el esquema de los equipos involucrados para la reutilización del gas. Elementos como, la turbina de gas y la cámara de combustión. Se implantaron algunos valores de eficiencias en la mecánica y la de combustión, así como condiciones de presión, volumen y temperatura.

Finalmente se efectuó el análisis técnico-económico con respecto al aprovechamiento de gas residual para la generación eléctrica basado en el costo kilowatt/hora, y así establecer un mejor escenario para su ejecución a través de un estudio financiero, teniendo en cuenta: flujo de caja, costo del proyecto, costos de inversión, costo de operación, ingresos, criterios de evaluación, VPN, TIR, PR y resultados.

8. RECOMENDACIONES

Dada la importancia del tema de la presente investigación, es importante que la misma sirva de referencia a futuras investigaciones, y los lectores que se documentan acerca del tema se concienticen y concienticen a las personas por medio de charlas, foros, seminarios y conferencia de la importancia de este tipo de proyectos para el beneficio del medio ambiente en pro de este hábitat que es nuestro planeta tierra, que día a día sufre el calentamiento global a causa de la contaminación ambiental.

Es de saber, que el gas residual es un recurso que se puede utilizar en la generación eléctrica con el propósito de ahorro de la misma, y se recomendable que las industrias utilicen e implemente este tipo de sistemas como beneficio ambiental. Teniendo en cuenta que el nivel de los costes del crudo en los últimos 3 años es favorable, y las reservas de gas que antes no eran económicamente factibles, como las de gas asociado y las reservas que se están lejos de los mercados, pueden ser factiblemente exploradas para la monetización de considerables reservas de gas, serian ampliamente empleadas en los próximos años estas tecnologías.

A este respecto, es recomendable planear un desarrollo energético, y se debe tener en cuenta el ahorro y el medio ambiente, es por esto el valor de implementar nuevas fuentes de energía que ayuden al cambio y mejoramiento del país, empleando gas residual como ahorro e implementación del recurso.

De otra parte, esta tecnología se halla dentro de la política legal medioambiental en un importante número de países, ya que brinda amplias ventajas con diferencia a otras tecnologías de la producción eléctrica. Se afirmar que es un combustible limpio y ecológico y suministra energía, es de saber que la gran mayoría de los depósitos petrolíferos poseen cantidades diversas de hidrocarburos parafínicos disueltos en el petróleo y son extraídos.

En este entorno, se debe concientizar que la quema de gas residual desperdicia una importante fuente de energía, y que puede ser utilizada para ayudar con el crecimiento y progreso económico, que asimismo favorece al cambio climático al dejar escapar millones y millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera.

Así mismo, los proyectos efectuados para la optimización del gas asociado de petróleo deberían estimarse en distintos usos para sus remanentes quemados, por ejemplo en del uso del parque automotor. Y tener en cuenta en los futuros proyectos de optimización de este gas para ser comercializado para las reducciones de CO₂ en mercados del Carbono.

BIBLIOGRAFÍA

BAQUERO, Myriam. 2006. Principios y aplicaciones de la cromatografía de gases. San José : s.n., 2006.

BARGSTED, Cristián., & KETTLUN, Andrés. 2004. Indicadores evaluación de proyectos. [En línea] 29 de junio de 2004. <https://users.dcc.uchile.cl/~anpereir/evaluacion/08IndicadoresFinancierosDetalladoParte1.pdf>.

BENITEZ, Elizabeth. 2016. INFORME DE VALORACION EMPRESARIAL ECOPETROL 2016. 2016.

CABALLERO, Luis. Javier. 2013. CROMATOGRAFIA DE GASES. 2013.
ENDESA. 2016. Centrales térmicas de ciclo Combinado. [En línea] 2016. [Citado el: 11 de septiembre de 2016.] http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado.

FÉLIZ, Natanael. 2012. Analisis de factibilidad de un sistema de bombeo de agua con energía solar como propuesta de adaptación para riego en Rayón, Sonora. 2012.

FERNANDEZ, Inmaculada. y ROBLES, Arsenio. 2015. Centrales de generación de energía eléctrica. Cntabria : s.n., 2015, pág. 5.

FERNÁNDEZ, Ladreda. 2008. Manual para la información en medio ambiente. s.l. : Lex Nova, 2008, pág. 45.

FERNANDEZ, Pedro. 2015. Turbinas de Vapor. [En línea] 2015. [Citado el: 11 de septiembre de 2016.] <http://es.pfernandezdiez.es/?pageID=20>.

GAS NATURAL FENOSA. 2016. Generación Eléctrica. [En línea] 2016. [Citado el: 11 de septiembre de 2016.] <http://www.gasnaturalfenosa.com/es/actividades/nuestras+energias/1285338592218/tecnologias+de+generacion.html>.

GUERRERO, Fernando. 2002. GAS NATURAL EN COLOMBIA - GAS e.s.p. *GAS NATURAL EN COLOMBIA*. Bogotá : Estudios gerenciales, 2002, pág. 123.

—. 2003. Gas natural en Colombia. [En línea] abril de 2003. [Citado el: 13 de septiembre de 2016.] https://www.icesi.edu.co/revistas/index.php/estudios_gerenciales/article/view/110/html.

HERNÁNDEZ, Carmen. y RODRÍGUEZ, Oscar. 2014. ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO PARA EL APROVECHAMIENTO DEL. Bucaramanga, Colombia : s.n., 2014. pág. 33.

HERNANDEZ, Nelson. 2010. Tratamientos del gas. 2010.

HESPERIAN. 2016. Quema de Gas Residual. [En línea] 2016. [Citado el: 16 de 10 de 2016.] http://es.hesperian.org/hhg/A_Community_Guide_to_Environmental_Health:Quema_de_gas_residual.
Ibíd.

ISAGEN. 2015. Día de analista . [En línea] 2015. [Citado el: 30 de octubre de 2016.] https://www.isagen.com.co/comunicados/Presentacion_dia_del_analista_Gas_Natural_V2.pdf.

LÓPEZ, Juan y RUIZ, Carlos. 2002. "INSPECCION DE INTEGRIDAD PARA TURBINAS DE VAPOR EN CENTRALES TERMOELECTRICAS". Veracruz, México : s.n., 2002.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. 2015. Memorias al congreso de la república. Bogotá : s.n., 2015.

MORENO, M. Guadalupe. 2000. Introducción a la metodología de la investigación educativo II. s.l. : Cempro, 2000, pág. 128.

MUÑOZ, Juan. 2012. Modelo para determinar viabilidad financiera en proyectos de autogeneración de energía eléctrica a gas en las estaciones del sistema de transporte de ecopetrol s.a. Bicaramanga, Colombia : s.n., 2012.

PETROECUADOR. 2003. Proyectos de captación de gas asociado en el Ecuador. [En línea] 2003. http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/578068-1170260830334/petroecuador_lopez_foro.pdf.

PINO, Fernando. 2016. ¿Qué causa el efecto invernadero? [En línea] 2016. <http://www.vix.com/es/btg/curiosidades/2010/11/08/%C2%BFque-cause-el-efecto-invernadero>.

PYMES FUTURO. 2013. El Valor Presente Neto - vpn. [En línea] 29 de marzo de 2013. <http://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm>.

QUESADA, Francisco. 2009. Criterios de valoración. [En línea] 10 de 02 de 2009. https://www.uclm.es/area/aef_TO/pdf/publicaciones/FranciscoJavierQuesada_CriteriosValoracion.pdf.

REYES, Yolanda. 2012. Clasificación de Costos. [En línea] 4 de diciembre de 2012. <http://www.ingcomercial.ucv.cl/sitio/assets/publicaciones/ApuntesDocentes/ApunteDocenteClasificaciondeCostosYR.pdf>.

SOLAR TURBINES. 2016. Turbina de Gas. [En línea] 2016. [Citado el: 10 de septiembre de 2016.] https://mysolar.cat.com/es_MX/products/gas-turbine-overview.html.

SPAG, Nassir. 2011. *Proyectos de inversión Formulación y Evaluación*. Santiago de Chile : Pearson, 2011.

TENARIS. 2003. Gas Fired Power Plants. [En línea] 2003. [Citado el: 1 de octubre de 2016.] <http://www.tenaris.com/es-ES/Products/PowerGeneration/GasFiredPowerPlants.aspx>.

THE WORLD BANK IBRD - IDA. 2015. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). [En línea] 9 de octubre de 2015. <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>.

UNIVERSIDAD JAVERIANA. 2000. *Construcción de los flujos de caja en un proyecto*. Bogotá. Bogotá : s.n., 2000.

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE CAMPECHE . 2016. *Costos y presupuestos*. 2016.

UNOPS. 2015. RECUPERACIÓN DE COSTOS PARA LA EFICACIA DEL DESARROLLO. [En línea] 5 de enero de 2015. https://www.unops.org/SiteCollectionDocuments/Pricing/Pricing/External_pricing_ES.pdf.

UPNE. 2015. Plan energético nacional Colombia: ideario energético 2050. Bogotá : s.n., 2015, pág. 6.

VALDERRAMA, José. 1994. INFORMACIÓN TECNOLÓGICA. La Serena : s.n., 1994.

VEGA, V. 2010. Sustentabilidad Energética. [En línea] 2010. [Citado el: 1 de 10 de 2016.] <http://www.invdes.com.mx/suplemento-noticias/1085-apuestan-a-proyectos-desustentabilidad-energetica>.

VILELA, D., ARAÚJO, P. 2006. Contribuições das câmaras setoriais e temáticas à formulação de políticas públicas e privadas para o agronegócio. Brasília : s.n., 2006.

YANOVICH, D. 2015. Mitología y tarifas de electricidad. [En línea] 06 de octubre de 2015. [Citado el: 04 de octubre de 2016.] <http://www.dinero.com/edicion-impres/opinion/articulo/competitividad-tarifas-energia-colombia-2015/209383>.

ANEXOS

ANEXO A. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

CRONOGRAMA						
TAREA CONCRETA / FASE	MESES					
	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT.	OCT.	NOV.
Describir los procedimientos, implicaciones y conceptos de la generación eléctrica por gas residual explicando su utilidad en la industria.	■	■				
Caracterizar y definir la calidad y el volumen del gas de Tea, usando cromatografía de casos de estudio, para identificar los requerimientos necesarios de su implementación en la generación eléctrica.		■	■			
Establecer un escenario en donde la calidad del gas de Tea cumpla la normatividad vigente, usando datos de casos de estudios para poder identificar el gas más viable para la generación eléctrica.			■	■		
Establecer un escenario en donde el volumen de gas sea constante, usando datos de casos de estudio, en donde sea necesario deshidratar el gas para cumplir con la normatividad vigente.				■	■	
Realizar un análisis técnico económico del aprovechamiento de gas residual para generación eléctrica basado en el costo kilowatt/hora para determinar el mejor escenario para su implementación.					■	■

ANEXO B. PRESUPUESTO

PRESUPUESTO			
Rubro	Aclaración	Monto /mensual o por ítem (miles de pesos)	Total (miles de pesos)
1. Personal	1 estudiante / 6 meses	1 SMLV (\$690,000)	\$4,140,000
2. Material Bibliográfico	Compra de un libro	\$83,333	\$500,000
3. Recursos informáticos (equipos y licencias)	Alquiler de dos computadores - 6 meses	\$50,000	\$300,000
4. Laboratorio	-	-	-
5. Asesorías	1 experto – 1 mes	\$666,666	\$4,000,000
6. Capacitación	Cursos – 1 estudiante	\$350,000	\$2,100,000
7. Viajes	Campo - 1 estudiante	\$200,000	\$1,200,000
8. Papelería y útiles de escritorio	6 meses	\$50,000	\$300,000
MONTO TOTAL			\$12,540,000

ANEXO C. CROMATOGRAFIA GAS MORRO CASO DE ESTUDIO

Sampling Date		25-may-2016 09:33	
Sampling Location		0	
Cylinder Number		1	
Sampling Conditions		598.0 psig @ 93.0°F	
Component	Mole %	Weight %	
H ₂ Hydrogen	0,00	0,00	
H ₂ S Hydrogen Sulphide	0,00	0,00	
CO ₂ Carbon Dioxide	5,01	10,28	
N ₂ Nitrogen	0,64	0,83	
C ₁ Methane	77,92	58,33	
C ₂ Ethane	9,48	13,30	
C ₃ Propane	4,41	9,07	
iC ₄ i-Butane	0,61	1,66	
nC ₄ n-Butane	0,94	2,54	
iC ₅ i-Pentane	0,23	0,76	
nC ₅ n-Pentane	0,20	0,66	
C ₆ Hexanes	0,16	0,66	
C ₇ Heptanes	0,18	0,72	
C ₈ Octanes	0,13	0,67	
C ₉ Nonanes	0,05	0,30	
C ₁₀ Decanes	0,02	0,12	
C ₁₁ Undecanes	0,01	0,06	
C ₁₂ ⁺ Dodecanes plus	0,01	0,04	
Totals :	100,0000	100,0000	
Note: 0.00 means less than 0.005.			
Calculated Residue Properties		Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊ Heptanes plus		102,6	0,7612
C ₁₀₊ Decanes plus		141,6	0,7848
C ₁₂₊ Dodecanes plus		161,0	0,8000
Calculated Whole Gas Properties			
Gas Gravity	0,7416	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)	
Whole Sample Mole Weight	21.44	g mol ⁻¹	
Ideal Gas Density	0,9038	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F	
Ideal Gross Calorific Value	1162,0	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F	
Ideal Net Calorific Value	1053,0	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F	
Pseudo Critical Press.	683.4	psia	
Pseudo Critical Temp.	398.4	Rankine	
Gas Compressibility Factor, Z	0,996660	@ 14.65 psia & 60 °F	
GPM (C2+)	4,62		
GPM (C3+)	2,10		
Additional Information			
Real Gross Calorific Value	1165,9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F	
Real Net Calorific Value	1056,5	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F	

ANEXO D. CROMATOGRAFIA GAS MORRO 2 CASO DE ESTUDIO

	Rich Gas	Lean Gas
CO2	3.65	4.98
Nitrogen	0.56	0.52
Methane	79.23	81.53
Ethane	9.17	7.80
Propane	4.07	2.85
i-Butane	0.99	0.66
n-Butane	1.21	0.69
Ethane	9.17	7.80
Propane	4.07	2.85
i-Butane	0.99	0.66
n-Butane	1.21	0.69
i-Pentane	0.42	0.33
n-Pentane	0.26	0.19
C6*(note 2)	0.26	0.26
C7-C10* (note 2)	0.18	0.19
H2O	(note 1)	(note 1)

Note 1: Water content less than 6 lb/MMscfd.

Note 2: Pseudo components properties for C6* and C7-C10* are shown in the following table:

Component	Molecular Weight	BP (°F)	Tc (°F)	Pc (psia)	Vc (ft ³ /lbmol)	W (acen f)	Density (lb/ft ³)
C6*	84.81	144.8	459.5	466.8	5.641	0.2601	43.12
C7-C10*	117.79	267.2	598.3	410.0	7.464	0.3686	48.11