

**EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS TÉCNICO-ECONÓMICAS PARA LA
CONEXIÓN AL STR DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN A GAS EN UN
CAMPO PETROLERO**

ING. JEFFERSON PERALTA BONILLA



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2024

**EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS TÉCNICO-ECONÓMICAS PARA LA
CONEXIÓN AL STR DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN A GAS EN UN
CAMPO PETROLERO**

ING. JEFFERSON PERALTA BONILLA

Monografía presentada como requisito para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2024

DEDICATORIA

A mi compañera de vida, pilar fundamental en cada paso que doy, siempre apoyándome cuando más lo necesito para no desfallecer. A mi hijo, por ser inspiración y siendo el mejor ejemplo para su vida. A mis padres que, con su tenacidad y lucha, son apoyo incondicional en todo momento. A mi familia, que con sus voces de aliento me animan en cada proyecto que emprendo.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos a:

Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones por la formación brindada.

Mi Director de Proyecto de Grado, Ing. Julio Cesar Chacón Velasco por su orientación y colaboración.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
1. METODOLOGÍA	15
Etapa 1: Revisión bibliográfica	15
Etapa 2: Tipos de plantas de generación a gas	16
Etapa 3: Determinación de la capacidad de energía eléctrica a partir de gas residual.....	16
Etapa 4: Selección de nivel de tensión y topología de la red de una planta generadora a gas en campos petroleros.....	16
2. CAPÍTULO I.....	17
2.1 TIPOS DE PLANTAS GENERADORAS A GAS	17
2.1.1 Gas Asociado al Petróleo (GAP)	17
2.1.2 Plantas de generación basadas en el ciclo Brayton	21
2.1.3 Turbinas de gas y ciclos combinados (CCGV: Ciclo combinado de gas y vapor).....	22
2.1.4 Potencia de la planta de generación.....	26
3. CAPÍTULO II.....	31
3.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE UNA PLANTA EN COLOMBIA	31
3.1.1 Pozos petroleros en Colombia	33
3.1.2 Punto de conexión a la red	33
3.1.3 Niveles de tensión	34
3.1.4 Metodología para determinar el nivel de tensión para conexión al STR	34
3.1.5 Cargabilidad de la red de media tensión:.....	36
3.1.6 Estimación de la transferencia de energía mensual	37
3.1.7 Cálculo de regulación de tensión.....	38

3.1.8 Selección del nivel de tensión para la conexión de la planta generadora al STR	39
CONCLUSIONES	41
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	42

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de aprovechamiento de GAP mediante CCGV, quema y hervidores por Sm^3	32
Tabla 2. Conductor, capacidad corriente, MVA operación	37
Tabla 3. Cálculo de regulación.....	39
Tabla 4. Clasificación nivel de tensión	39

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Quema de GAP en campos petrolíferos	11
Figura 2. Cogeneración en campos petroleros partir de GAP	12
Figura 3. Metodología aplicada para el desarrollo de este trabajo.....	15
Figura 4. Reservorios de petróleo, gas asociado y gas no asociado	18
Figura 5. GAP como combustible en plantas de energía con turbinas a gas.....	20
Figura 6 Esquema ciclo Brayton. C1: Compresor. T1, T2: Turbinas. HTR: Intercambiador de calor. Cal, Recal.....	21
Figura 7 Esquema de proceso de una turbina CCGV	22
Figura 8. Diagrama de flujo de energía en el sistema energético con ciclo binario	24
Figura 9. Efecto de la temperatura de entrada en la eficiencia de las plantas combinadas.....	25
Figura 10. Efecto de la degradación de la turbina de gas en la eficiencia del ciclo CCGV	27
Figura 11. Configuración en anillo abierto. Tomado de Likinormas.	36

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS TÉCNICO-ECONÓMICAS PARA LA CONEXIÓN AL STR DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN A GAS EN UN CAMPO PETROLERO*

AUTOR: ING. JEFFERSON PERALTA BONILLA**

PALABRAS CLAVE: Gases Asociados al Petróleo (GAP), Producción de Energía, Campos Petroleros, Generación de Energía a Gas, Emisiones

DESCRIPCIÓN:

El uso y aprovechamiento de los gases asociados al petróleo (GAP) es un tema de gran interés en el campo de la investigación y de los hidrocarburos. Su uso racional durante la operación de los campos petroleros es importante desde el punto de vista ecológico y tecnológico. La industria del petróleo registra altos costos de energía, representando más del 50% del costo de producción, además, teniendo en cuenta que una gran cantidad de pozos petroleros se encuentran en áreas de difícil acceso, el uso de fuentes autónomas de electricidad suele ser el único método económicamente viable de suministro de energía. Con el fin de evaluar el uso de los GAP para la producción de energía eléctrica y calórica en un pozo petrolero, se realizó una monografía dividida en 4 etapas: 1) Recopilación bibliográfica, 2) Identificación de los diferentes tipos de plantas a gas, 3) Determinación de la capacidad de energía eléctrica a partir de gas residual con datos reales, y 4) Selección del nivel de tensión y topología de la red más adecuados para la conexión de una planta generadora a gas en un campo petrolero de Colombia. Existen diferentes tipos de plantas generadoras, entre ellas: i) Plantas de generación basadas en el ciclo Rankine el cual emplea la compresión adiabática y el enfriamiento a presión constante para generar trabajo mecánico y producir energía. ii) Turbinas de gas y ciclos combinados (CCGV), planta que combina turbinas de gas y vapor en una sola central eléctrica, proporcionando una unidad de generación económica, de alta capacidad, alta eficiencia y con bajas emisiones ambientales.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Director: Julio César Chacón Velasco

SUMMARY

TITLE: EVALUATION OF TECHNICAL-ECONOMIA ALTERNATIVES FOR THE CONNECTION TO THE POWER GRID OF A GAS POWER GENERATION PLANT IN AN OIL FIELD*

AUTHOR: ENG. JEFFERSON PERALTA BONILLA**

KEYWORDS: Associated Petroleum Gases (APG), Energy Production, Oil Fields, Gas Power Generation, Environmental Emissions.

DESCRIPTION:

The use and utilization of associated petroleum gases (APG) is a topic of great interest in the field of research and hydrocarbons. Their rational use during the operation of oil fields is important from both ecological and technological perspectives. The oil industry records high energy costs, accounting for over 50% of the production cost. Moreover, considering that a large number of oil wells are situated in hard-to-reach areas, the use of autonomous sources of electricity often proves to be the only economically viable method of energy supply. In order to assess the utilization of APG for the production of electrical and thermal energy in an oil well, a monograph was conducted in four stages: 1) Literature review, 2) Identification of different types of gas plants, 3) Determination of electric power capacity from residual gas using real data, and 4) Selection of the most suitable voltage level and network topology for connecting a gas power generation plant in a Colombian oil field. Different types of power generation plants exist, including: i) Rankine cycle-based generation plants, which employ adiabatic compression and constant-pressure cooling to generate mechanical work and produce energy, and ii) Gas turbines and combined cycles (CCGT), a plant that combines gas and steam turbines in a single power station, providing an economically efficient, high-capacity, highly efficient unit with low environmental emissions.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Specialization in Electric Power Distribution Systems. Director: Julio César Chacón Velasco

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, las políticas medioambientales son cada vez más rigurosas en un contexto de aumento constante de la demanda energética a nivel mundial. La creciente preocupación por el cambio climático, producido por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), ha llevado a las industrias del sector petrolero a buscar alternativas innovadoras para la reestructuración, producción y consumo de energía sostenible [1], [2].

Uno de los desafíos más apremiantes en esta búsqueda de sostenibilidad es el problema global relacionado con la quema de gas residual en los campos petrolíferos. Esta práctica, aunque común, representa aproximadamente el 2% del total de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) de las fuentes de energía [3]. Además de contribuir al calentamiento global, la quema de gas residual también genera una disminución de la eficiencia al desaprovechar un componente valioso de los hidrocarburos [4]. En la Figura 1 se ilustra el proceso de quema de GAP en los campos petrolíferos y cómo el GAP es liberado a la atmósfera contribuyendo a las emisiones de CO_2 y otras sustancias perjudiciales al ambiente [5].



Figura 1. Quema de GAP en campos petrolíferos

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con datos de la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, se estima que anualmente se queman más de 150 mil millones de metros cúbicos de GAP (gas asociado al petróleo), lo que resulta en la liberación de más de 350 millones de toneladas de CO₂, así como la emisión de otras sustancias nocivas para el medio ambiente [6].

Las razones subyacentes a esta práctica perjudicial son múltiples, y una de las más reelevantes es el elevado costo asociado con la implementación de tuberías de gas natural que permitan conectar la central de producción con posibles consumidores. Esta barrera económica ha llevado a que la generación eléctrica sea una opción atractiva, especialmente al considerar las líneas de transmisión existentes: en los últimos años, se ha observado un incremento en el uso de los GAP en sistemas de cogeneración en campos petroleros [7]. Estos sistemas permiten la producción simultánea de energía eléctrica y calor, lo que aumenta significativamente la eficiencia de la planta y, al mismo tiempo, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), esto se esquematiza en la Figura 2 [8].

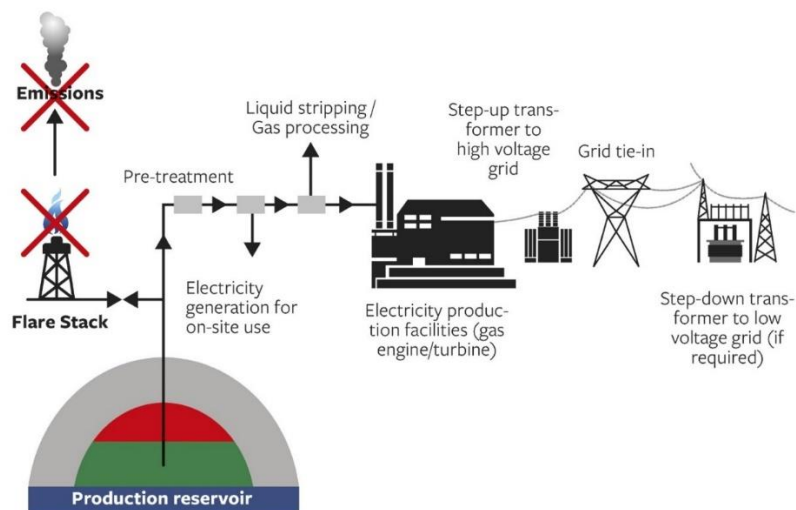


Figura 2. Cogeneración en campos petroleros partir de GAP

Fuente: Elaboración propia

Cabe destacar que, durante el proceso de extracción de una tonelada de crudo, se obtienen entre 25 y 800 metros cúbicos de GAP, los cuales pueden ser almacenados o quemados. Este gas suele encontrarse en su estado natural junto con otros hidrocarburos, como etano, propano, butano y pentano, así como algunas impurezas que dificultan su transporte sin previa limpieza.

Otro motivo para la quema de GAP radica en la seguridad, donde se ejecutan incineraciones durante períodos cortos después de la conexión de tuberías. Sin embargo, este enfoque en la seguridad conlleva un desperdicio anual estimado de 750 TWh [9] [6].

En este contexto, se plantea la necesidad de explorar estrategias y soluciones que permitan un uso más eficiente y sostenible del GAP en la industria petrolera, contribuyendo así a la reducción de emisiones de CO₂ y al fomento de prácticas energéticas más responsables con el medio ambiente.

Con base en lo anteriormente expuesto, es importante destacar la necesidad de la colaboración intersectorial para hacer frente a este desafío: la cooperación entre la industria petrolera, el gobierno, la academia y otras partes interesadas resulta esencial para abordar de forma integral la transformación de un problema ambiental en una solución sostenible.

En este sentido, la participación activa de la academia desempeña un papel fundamental al poner el conocimiento científico y tecnológico a disposición del desarrollo de soluciones efectivas y la evaluación de su impacto a nivel técnico, económico y ambiental, en conjunto, esta colaboración permite abordar esta problemática relacionada con el GAP en la industria petrolera desde un enfoque multidisciplinario que tiene el potencial de generar un cambio significativo en la industria y al mismo tiempo contribuir al logro de objetivos medioambientales a nivel global.

A partir de lo anterior, la monografía presentada en este trabajo tiene como objetivo evaluar el aprovechamiento del GAP para la generación de energía eléctrica y térmica en pozos petroleros. Este análisis se fundamentará en una revisión de la literatura existente, con el propósito de contextualizar la aplicación de la información encontrada en un contexto nacional. Así, esta monografía busca contribuir al fortalecimiento de la sostenibilidad energética al mismo tiempo que se promueve la eficiencia en la industria petrolera considerando las particularidades de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

1. METODOLOGÍA

En el contexto de la evaluación del aprovechamiento de los gases asociados al petróleo (GAP) para la generación de energía eléctrica y térmica en pozos petroleros, se ha estructurado una metodología en cuatro etapas clave, las cuales se presentan en la Figura 3. Estas etapas abordan desde la recopilación de información bibliográfica sobre el uso del GAP en plantas generadoras a nivel mundial, hasta la selección de infraestructura y normativas adecuadas para su implementación en campos petroleros de Colombia. De esta forma se espera llevar a cabo una evaluación que permita identificar las oportunidades y desafíos en el aprovechamiento de GAP en el contexto específico de los sistemas de distribución eléctrica.

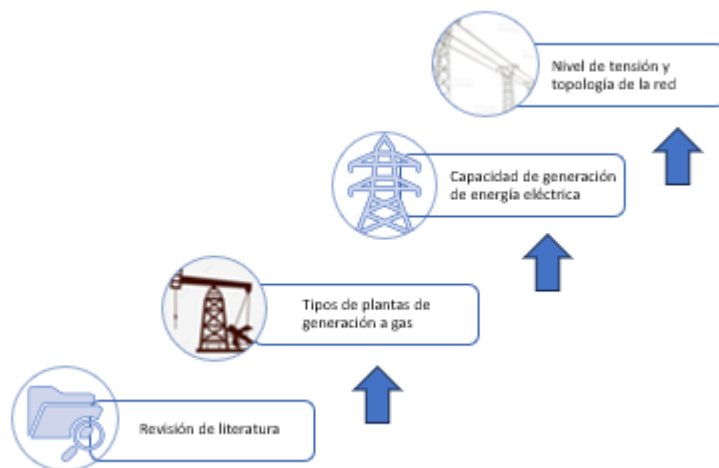


Figura 3. Metodología aplicada para el desarrollo de este trabajo.
Fuente: Elaboración propia

Etapas 1: Revisión bibliográfica

Se realizó una revisión de la literatura científica con el fin de conocer las problemáticas ambientales que el mundo enfrenta y cuáles son los retos que representan para el sector Oil and Gas. Además del entendimiento de las

implicaciones de la implementación de plantas a gas en campos petroleros en Colombia, ya que cada campo tiene particularidades y es necesario contextualizar las características y necesidades de cada uno.

Etapa 2: Tipos de plantas de generación a gas

Se determinaron los tipos de plantas de generación a gas usadas actualmente, sus características más importantes y con qué tipos de gas deben operar para obtener su mayor rendimiento.

Etapa 3: Determinación de la capacidad de energía eléctrica a partir de gas residual

Se estimó la generación eléctrica de un pozo petrolero colombiano a partir de valores promedio de GAP derivados de la producción de petróleo.

Etapa 4: Selección de nivel de tensión y topología de la red de una planta generadora a gas en campos petroleros

La topología y nivel de tensión de la red se condicionó por el uso de un tipo específico de planta de generación y la ubicación del proyecto.

2. CAPÍTULO I

2.1 TIPOS DE PLANTAS GENERADORAS A GAS

2.1.1 Gas Asociado al Petróleo (GAP)

El petróleo es una sustancia orgánica compuesta principalmente por hidrocarburos que se encuentra en estado líquido, es viscoso y de color oscuro en formaciones rocosas porosas subterráneas. Este recurso es no renovable, ya que depende de recursos fósiles, y desempeña un papel fundamental en la producción de una amplia variedad de productos utilizados a nivel mundial. Entre estos productos se incluyen la gasolina, el diésel, diversos tipos de plásticos, lubricantes y otros productos y subproductos que se emplean tanto como materias primas para la fabricación de otros productos como en su forma final de uso.

Los depósitos de petróleo por lo general se encuentran acompañados de gas natural, lo que se denomina GAP, el cual puede encontrarse de diferentes formas como estar disuelto en el petróleo crudo formando una solución gaseosa, presentarse como una fase independiente en contacto con el petróleo crudo o una combinación de estas formas, esto se presenta en la Figura 4.

Por otro lado, gas que no se encuentra asociado corresponde a gas natural que se produce por los pozos de gas natural, la diferencia entre un pozo de petróleo y uno de gas natural radica en su contenido. La administración de Información Energética de Estados Unidos utiliza una relación gas-petróleo de 6000 pies cúbicos (cb) de gas natural por cada barril de petróleo, si esta relación es igual o menor a 6000 cb entonces el pozo se define como de petróleo y cualquier gas natural producido se denomina gas asociado.

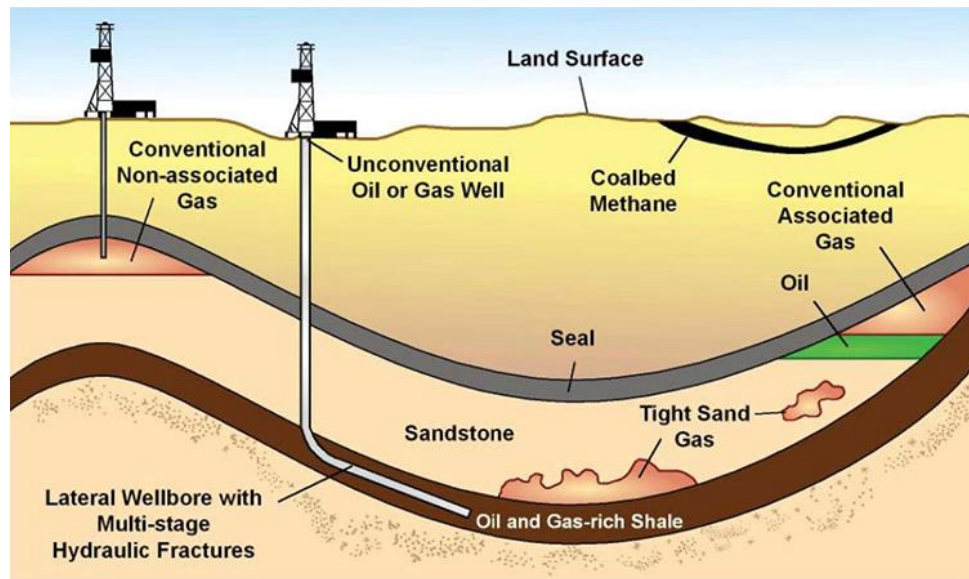


Figura 4. Reservorios de petróleo, gas asociado y gas no asociado

Fuente: Elaboración propia

La producción de petróleo generalmente va acompañada de la extracción de GAP, el uso racional de este gas durante la operación de los campos petroleros es importante desde el punto de vista ecológico y tecnológico. En la industria del petróleo se registran altos costos de energía, representando más del 50% del costo de producción [10]. Además, teniendo en cuenta que una gran cantidad de pozos petroleros se encuentran en áreas de difícil acceso, el uso de fuentes autónomas de electricidad suele ser el único método económicamente viable de suministro de energía. La utilización del gas combustible gaseoso, como el GAP en estas plantas de energía, es considerado como el método más factible económicamente [11].

Muchas empresas de petróleo a nivel mundial están tomando medidas para aumentar el volumen y la eficiencia energética de la utilización de GAP con el fin de prevenir cambios climáticos globales y reducir las emisiones de GEI [12]. Medidas que se llevan a cabo bajo requisitos de documentos de seguridad ambiental adoptados por las Naciones Unidas y ratificados por muchos países en el mundo [13].

El aumento drástico de los cargos por contaminación debido a la quema de gas residual (GAP) ha motivado en gran medida la búsqueda de formas más racionales y eficientes de utilizar este recurso. Esta creciente preocupación ambiental ha impulsado la formulación de políticas y prácticas orientadas al uso prudente y cuidadoso de los recursos energéticos, especialmente aquellos que se han estado agotando de manera constante.

En la actualidad, se han desarrollado diversas alternativas para el aprovechamiento del GAP, y algunas de las más destacadas incluyen:

- Uso del GAP como combustible en plantas de energía con turbinas de gas: Esta tecnología se ha convertido en una de las más avanzadas y eficientes para aprovechar el GAP. Las plantas de energía con turbinas de gas utilizan este gas como combustible para generar electricidad y satisfacer la demanda energética de las operaciones en los yacimientos petrolíferos [14]. Esta práctica no solo reduce las emisiones contaminantes, sino que también optimiza el uso de este recurso.
- Procesamiento del GAP para la industria petroquímica: Otra alternativa importante es el procesamiento del GAP para convertirlo en materia prima utilizada en la industria petroquímica. Este enfoque permite obtener productos químicos valiosos a partir del gas residual, lo que contribuye a la maximización de su valor económico.
- Inyección de gas en el yacimiento petrolífero: Algunas operaciones optan por inyectar el gas directamente en el yacimiento petrolífero. Esta práctica tiene el propósito de mejorar la extracción de petróleo al mantener la presión adecuada en el reservorio, lo que puede aumentar la producción de crudo.
- Procesamiento del GAP mediante tecnología GTL basada en el método Fischer-Tropsch: Otra opción avanzada implica el uso de tecnología de conversión de gas a líquidos (GTL) basada en el método Fischer-Tropsch. Esta tecnología permite la conversión del GAP en líquidos aprovechables, como combustibles o productos químicos.

La tecnología más avanzada y eficiente en el uso de GAP es utilizarlo como combustible en plantas de energía de turbina de gas [4], cuyo proceso se presenta en la Figura 5. El proceso de conversión del GAP en electricidad en plantas de energía con turbinas de gas es relativamente directo. Comienza con su captura, luego el GAP pasa a un proceso de compresión para aumentar su presión y eliminar contaminantes que pueden afectar los equipos aguas abajo del proceso como azufre y gas. A continuación, el GAP tratado se introduce a una turbina de gas, cuando el GAP es quemado en la turbina, produce calor y energía térmica que hace girar las aspas de la turbina a alta velocidad, la turbina está conectada a un generador que convierte este movimiento en electricidad, la cual puede ser utilizada para abastecer las necesidades energéticas de las instalaciones petroleras, comunidades cercanas o incluso integrarse a la red eléctrica.

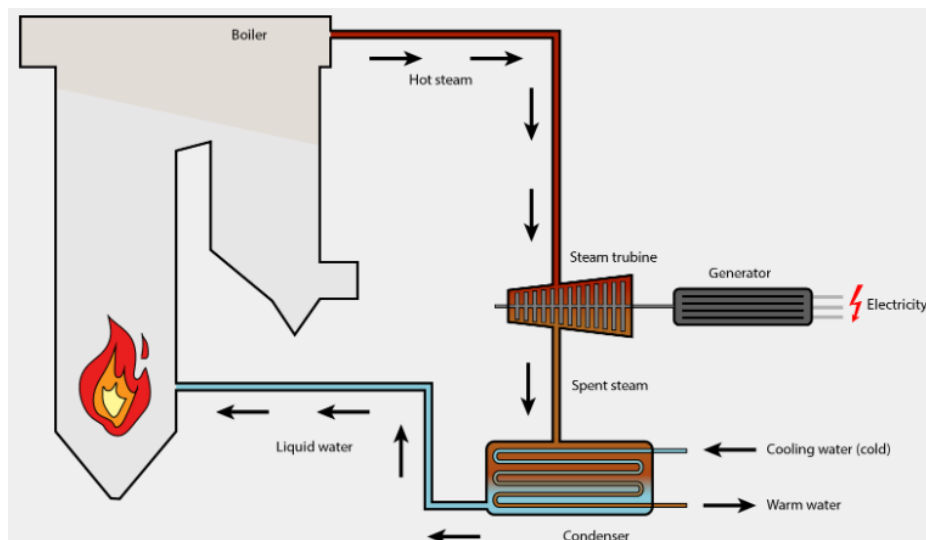


Figura 5. GAP como combustible en plantas de energía con turbinas a gas

Fuente: Elaboración propia

En la siguiente sección se describirán algunos tipos de plantas de generación de electricidad que utilizan GAP.

2.1.2 Plantas de generación basadas en el ciclo Brayton

El ciclo de Brayton es un ciclo termodinámico utilizado en la generación de energía y en turbinas de gas. emplea la compresión adiabática, el calentamiento a presión constante, la expansión adiabática y el enfriamiento a presión constante para generar trabajo mecánico y producir energía. En los ciclos de Brayton, la exergía térmica del gas natural licuado se utiliza para enfriar el gas en la entrada del compresor, lo que provoca una disminución abrupta en el trabajo específico de compresión [13].

Sin embargo, para este ciclo es necesario que el gas natural sea licuado, algo que aumentaría costos operativos y técnicos dentro de las operaciones habituales del pozo. En la Figura 6 se presenta un esquema del ciclo Brayton.

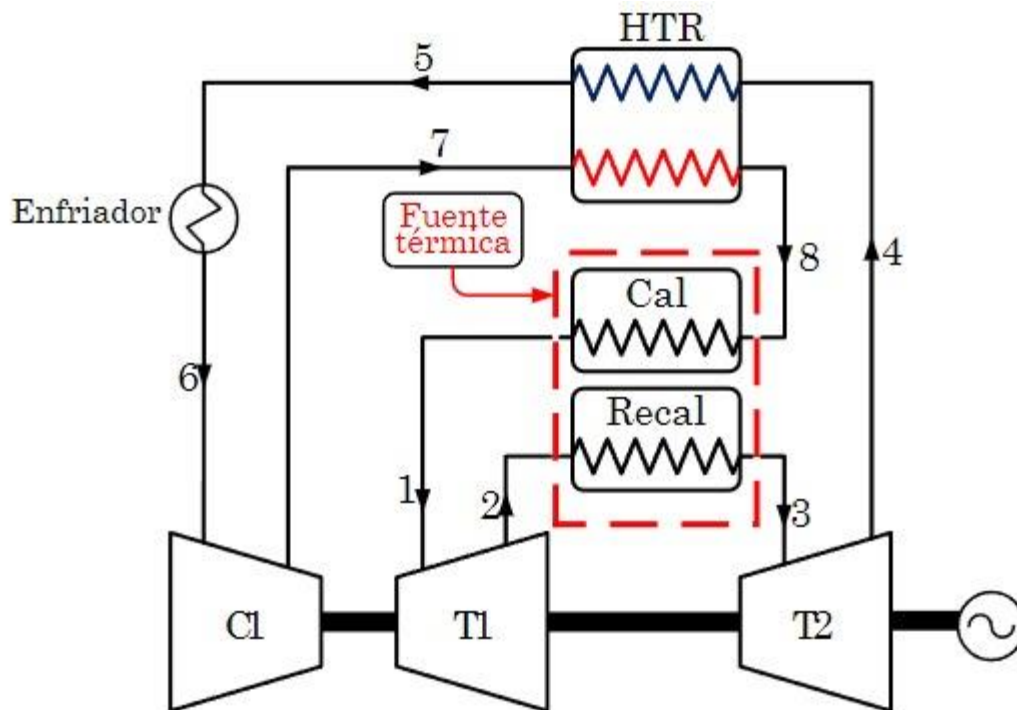


Figura 6 Esquema ciclo Brayton. C1: Compresor. T1, T2: Turbinas. HTR: Intercambiador de calor. Cal, Recal.

Fuente: Elaboración propia

2.1.3 Turbinas de gas y ciclos combinados (CCGV: Ciclo combinado de gas y vapor)

Las turbinas de gas han tenido un reciente aumento de popularidad dentro de la industria de generación de energía. Hasta finales de la década de los 60's, las turbinas de gas eran exclusivamente utilizadas en la industria de la aviación.

Durante las décadas de los 70's y 80's comenzaron a ser conocidas como unidades de reserva debido a su capacidad de rápido arranque. Sin embargo, fue durante la década de 1990 cuando se establecieron definitivamente. Para finales del siglo XX la turbina de gas se había convertido en uno de los motores principales, ampliamente utilizados para nuevas aplicaciones de generación de energía, tanto de carga base como de seguimiento de la demanda.

Se ha sugerido que las turbinas de gas pueden representar cerca del 90% de la nueva capacidad en Estados Unidos en los próximos años, en la imagen de la Figura 7 se presenta el esquema del proceso de una turbina CCGV [5].

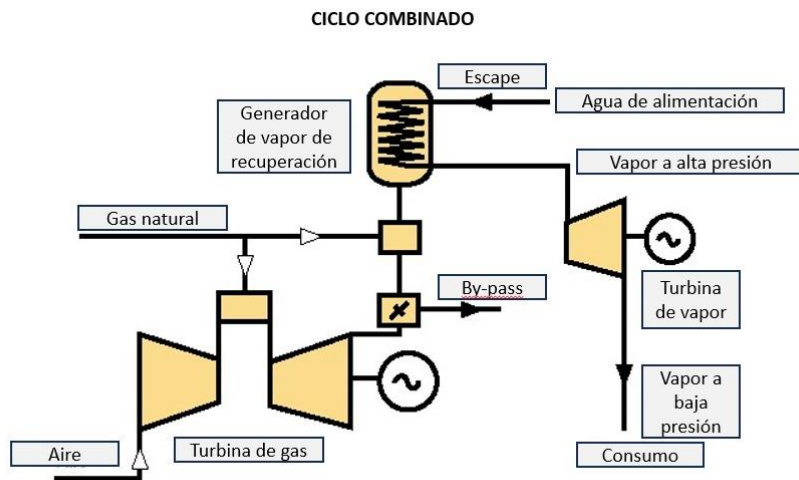


Figura 7 Esquema de proceso de una turbina CCGV

Fuente: Elaboración propia

Diversos factores contribuyeron al cambio de tendencia, la desregulación de los suministros de gas, especialmente en Europa y Los Estados Unidos y la rápida expansión de las redes de gas natural aumentaron la disponibilidad de gas permitiendo que los precios del gas natural se mantuvieran bajos.

Además, las regulaciones de control de emisiones cada vez más estrictas han elevado el costo de las plantas de energía a base de carbón, provocando de esta manera que el uso del gas natural sea más atractivo. Las estaciones de energía basadas en turbinas de gas se pueden construir y poner en funcionamiento de manera rápida, pues se basan en unidades estandarizadas y a menudo empaquetadas, además, el costo de capital de las turbinas de gas ha disminuido constantemente, lo que las hace económicamente atractivas para las compañías [16].

El factor más importante ha sido el desarrollo de la planta de ciclo combinado. Esta configuración combina turbinas de gas y vapor en una sola central eléctrica, proporcionando una unidad de generación económica, de alta capacidad, alta eficiencia y con bajas emisiones ambientales.

Con eficiencias de conversión netas de las plantas más grandes cerca del 50 %, la planta de ciclo combinado ofrece a las compañías generadoras un producto que promete lo mejor en rendimiento económico y ambiental.

En [17] se estudió un sistema de utilización integral de energía eficiente del gas asociado a petróleo con una huella de carbono reducida en condiciones de campo. El estudio buscó el aprovechamiento de los GAP a partir de la producción de energía eléctrica, y el GAP no utilizado se procesó como hidrocarburos sintéticos líquidos, de esta forma se garantizó un aprovechamiento del 100%. Los autores recomiendan operar el sistema en un ciclo binario de generación eléctrica. El ciclo binario más utilizado en la producción de energía geotérmica contempla la aplicación de dos unidades de turbinas de potencia con dos medios de trabajo separados.

El sistema de energía binaria permitió el aprovechamiento del potencial del gas de

combustible en la producción de energía eléctrica y térmica, reduciendo las componentes armónicas superiores de tensión y corriente al suministrar energía ininterrumpida a los consumidores en las unidades de producción de petróleo en áreas remotas sin conexión al Sistema Interconectado Nacional, al mismo tiempo se alcanzó una eficiencia eléctrica del 55% y se generó un mayor aprovechamiento del GAP como se presenta en la Figura 8 [17].

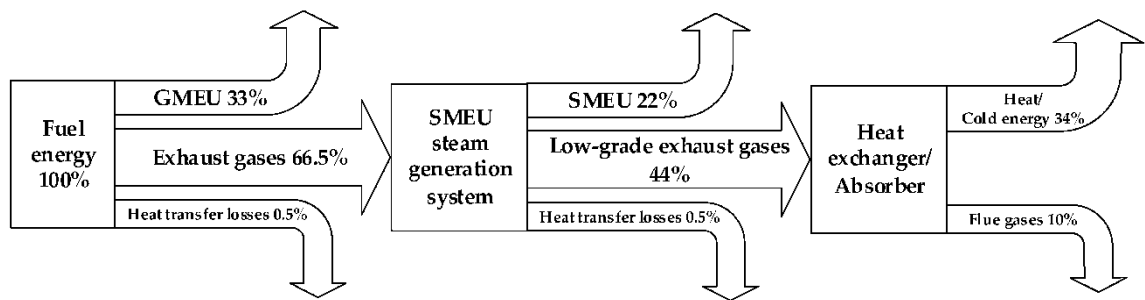


Figura 8. Diagrama de flujo de energía en el sistema energético con ciclo binario

Fuente: Elaboración propia

Las turbinas a escala industrial y de servicios públicos utilizan una designación de letras para identificar la clase de tecnología de la máquina, diferenciadas por el flujo volumétrico, la relación de presión del compresor y la temperatura de entrada de la turbina [18]. Durante los años 80's, las turbinas de clase D y E dominaron con temperaturas de entrada alrededor de 1100°C. Las turbinas de clase F con temperaturas de entrada alrededor de 1300 °C estuvieron disponibles a principios de la década de 1990 y rápidamente se convirtieron en líderes del mercado durante los siguientes 20 años [19]. Actualmente se pueden encontrar turbinas de gas más recientes y avanzadas (G, H y J) con temperaturas de entrada de hasta 1600 °C [20], según se observa en la Figura 9.

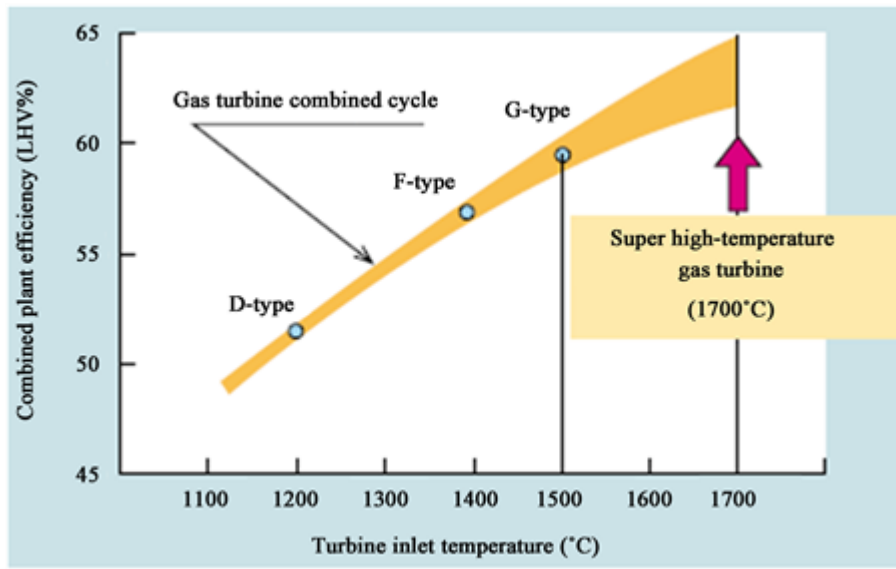


Figura 9. Efecto de la temperatura de entrada en la eficiencia de las plantas combinadas.

Fuente: Elaboración propia

Diversas turbinas de gas industriales son utilizadas con fines comerciales en diferentes configuraciones. Estas van desde unidades de tipo aeroderivado con una capacidad de salida de hasta 100 MW, pasando por unidades de clase E con una capacidad de alrededor de 200 MW, hasta las máquinas más grandes de clase F con una capacidad cercana a 300 MW y, finalmente, las máquinas de clase H con salidas de potencia de más de 400 MW. En el mercado de la industria de ciclos combinados, las máquinas de clase F son líderes en la actualidad. Las máquinas de clase E, también se consideran ampliamente utilizadas, especialmente cuando se requieren potencias bajas. En [21] se realizó un análisis técnico económico de tres tecnologías de ciclo combinado (Tipo E, F y H) en Emiratos Árabes Unidos, asumiendo la misma configuración de planta de energía con dos turbinas a gas y una turbina de vapor en una disposición de eje múltiple, ya que es la disposición más común en el mercado del país.

Esta configuración es preferida porque permite utilizar colectores de vapor combinados para la producción de vapor de agua en plantas de destilación y, además, las turbinas a gas pueden ser instaladas y operadas en modo de ciclo simple antes de finalizar el ciclo de vapor en una configuración temprana de generación de energía. El estudio económico se realizó teniendo en cuenta el rendimiento de la planta, la potencia de salida, la disposición, la eficiencia, el factor de capacidad, entre otras.

2.1.4 Potencia de la planta de generación

La potencia es determinada según la tecnología y disposición de la planta, para el contexto en el que se desarrolla la investigación, la capacidad de generación adicional de ciclo combinado requerida calculada en 2030 es de 10394 MW, sin embargo, el rango más probable de salida para las futuras plantas de ciclo combinado en los Emiratos Árabes estaría entre 500 y 1600 MW. El rendimiento promedio de este tipo de plantas es de aproximadamente 50%, lo cual puede variar ampliamente al cambiar la tecnología de la turbina de gas y los parámetros regionales [22]. El récord mundial de eficiencia para una planta de ciclo combinado fue registrado por una planta de clase H con un 62,2% de eficiencia y una producción eléctrica de 605 MW [23].

2.1.4.1 Degradación

El decaimiento en la eficiencia de las plantas de energía de ciclo combinado de gas y vapor (CCGV) se ve acentuado con el paso del tiempo al someter los componentes a calor constante. La eficiencia de la turbina de gas es el parámetro más importante y se ve reducida por factores como suciedad, erosión, corrosión, entre otros, en la que se presenta la disminución de la eficiencia del ciclo CCGV en función del deterioro de los componentes de la turbina de gas [24]. Típicamente, se asumen

tasas de entre 1,9 % y 3 % de degradación a lo largo de la vida útil de cada planta [25].

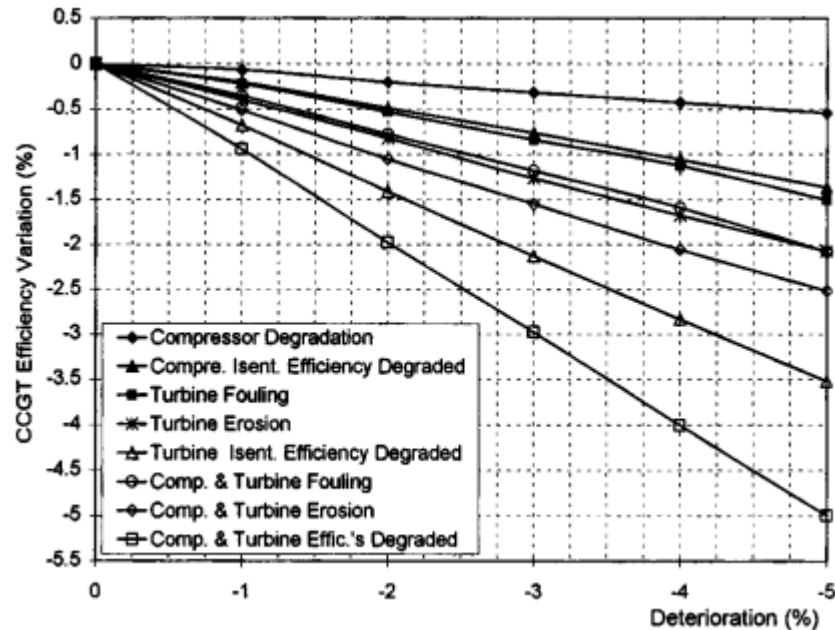


Figura 10. Efecto de la degradación de la turbina de gas en la eficiencia del ciclo CCGV

Fuente: Elaboración propia

2.1.4.2 Factor de capacidad

Este factor está relacionado con la producción de energía real y la producción máxima durante un tiempo definido. Se puede ver alterado con las variaciones de temperatura debido a los cambios en el clima por las estaciones, por lo que es de esperarse que no varíe bajo condiciones climáticas del territorio colombiano. Este factor es mínimo en temporada de invierno, siendo de aproximadamente el 40%, mientras que el promedio en el año es de 49,3 % para plantas en el territorio árabe [25], [26].

2.1.4.3 Factor de disponibilidad

Se define como la cantidad de energía que una planta puede suministrar respecto a aquella que proporcionaría si funcionara continuamente a plena capacidad. Este factor incluye las pérdidas causadas por las paradas forzadas como fallas o avería en la planta, al igual que las paradas programadas para revisión o mantenimiento, en el "Modelo de Costo de Generación de Electricidad-2012" [37]. se detallan factores de disponibilidad para estas plantas, siendo la clase H de mayor disponibilidad ya que es la tecnología más reciente y avanzada de las tres.

2.1.4.4 Parámetros económicos

El costo es el elemento central de cualquier cálculo del costo nivelado de la electricidad (CNE). Los parámetros económicos que influyen en el CNE son los costos de combustible, costos de operación y mantenimiento, costos de capital y la tasa de descuento. En [27] se muestra que, para el cálculo del costo nivelado de energía de una planta de ciclo combinado, los costos totales generalmente pueden estar compuestos por costos de capital (14-31%); costos del combustible (61-80%) y costos de O&M (2-11%).

2.1.4.5 Costos de Capital

Para una planta de ciclo combinado, los costos de capital son aquellos costos considerados en el precio de ingeniería, procura y construcción e incluyen los equipos principales (turbinas de gas, calderas de recuperación de calor, turbinas de vapor, condensadores y sistema de enfriamiento), los costos de construcción y puesta en marcha, transporte, tarifas del contratista y contingencia.

El equipo principal de los fabricantes de equipos originales (turbinas de gas, turbinas de vapor y generadores) es el componente de costo más grande de un precio EPC y generalmente representa alrededor del 40-50% del precio total. La caldera de recuperación de calor, el condensador y el sistema de enfriamiento suelen representar alrededor del 20%, el resto de la planta y los equipos eléctricos

alrededor del 15% [21]. El esquema de contratación para la adquisición de servicios EPC para proyectos de generación de energía en los Emiratos Árabes Unidos generalmente se implementa con una entidad de contratación única a un precio fijo y global.

Los costos de capital no incluyen otros costos, como costos de desarrollo, costos de financiamiento, seguros o honorarios legales, costos de terrenos o interconexiones de gas y electricidad.

Para las plantas de energía de ciclo combinado, los costos de capital pueden variar entre 400 y 1300 US\$/kW. Determinar los costos de capital de nuevas plantas de ciclo combinado es desafiante, ya que depende de diferentes variables, como la tecnología y la escala, el número de unidades solicitadas, los proveedores seleccionados, las condiciones del mercado (precios de las materias primas, cuellos de botella en la cadena de suministro, etc.) y la capacidad del propietario para gestionar eficazmente los costos [21].

Se espera que a medida que la economía de los Emiratos Árabes se estabilice e invierta en infraestructuras importantes, los costos específicos vuelvan a niveles más normales de alrededor de 600-700 US\$/kW. Se asume que los costos de capital mostrarán economías de escala y que las plantas más pequeñas de Clase E tendrán un costo de capital más alto que las plantas mucho más grandes de Clase H. Los costos de capital específicos para las tecnologías de ciclo combinado utilizadas para el análisis del costo nivelado de energía se muestran en la tabla 5. Dado que los datos de los costos de capital se proporcionan en función de los costos específicos por capacidad unitaria o como costos totales redondeados al dólar más cercano, se pueden considerar un margen de error de hasta el 5%.

Debido a la variabilidad de los costos de capital y el impacto que tiene un cálculo del costo nivelado de energía, cualquier costo de capital asumido para una planta de ciclo combinado debe ser justificable. Un enfoque prudente es analizar una variedad de estimaciones de costos en lugar de una sola estimación. Por lo tanto,

se lleva a cabo un análisis de sensibilidad que investiga los posibles cambios e impactos de los costos de capital en el cálculo del costo nivelado de energía.

2.1.4.6 Costos del combustible

Los costos de combustible son uno de los factores más importantes en el costo nivelado de energía de una planta de ciclo combinado, ya que pueden representar hasta el 80% de los costos totales. Los altos costos del combustible se compensan en un cálculo del costo nivelado de energía con bajos costos de capital, en comparación con tecnologías de energía renovable como la hidroeléctrica, solar y eólica, que tienen costos de capital muy altos, pero sin costos de combustible [27].

En este estudio, solo se considera el gas natural como fuente de combustible y no hay combustible respaldo como destilado o fuel oil pesado. El costo del gas se expresa en AED (Dirham de los Emiratos Árabes Unidos) por millón de unidades térmicas británicas métricas (MMBTU). Hasta febrero de 2016, el precio del gas natural era de alrededor de 8 AED/MMBTU [28]. Sin embargo, en febrero de 2014, precio era casi tres veces mayor, alrededor de 22 AED/MMBTU. La producción de gas en el ciclo combinado históricamente ha costado entre 4 y 11 AED/MMBTU.

3. CAPÍTULO II

3.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE UNA PLANTA EN COLOMBIA

Como se mencionó en el capítulo anterior, la capacidad de generación de una planta está directamente relacionada con la cantidad de gas disponible durante el proceso de extracción en el pozo petrolero, su poder calorífico y el método de aprovechamiento.

En los últimos años, la eficiencia total de los sistemas de aprovechamiento energético ha aumentado significativamente, al igual que la proporción de eficiencia eléctrica en la eficiencia total [29]. Se considera la plata CCGV como el método más apropiado para el aprovechamiento de GAP en campos petroleros [29]. Con dicho método, se introduce el GAP en un motor de combustión interna de cuatro tiempos que entrega el par producido al generador eléctrico mediante un acople mecánico. Dicho generador se compone de una máquina síncrona que opera bajo condiciones controladas de velocidad y torque, entregando energía a la red a través de un transformador de potencia, cuyo dimensionamiento depende directamente de los GAP residuales.

La importancia del método de CCGV radica en el aprovechamiento de los recursos asociados a la quema del GAP: el calor liberado en la combustión se aprovecha mediante intercambiadores de calor para llevar dicha energía a procesos asociados al tratamiento del crudo, obteniendo una eficiencia del 42% del total de la energía calórica [30]. Respecto a la energía eléctrica aprovechable, en los casos presentados en [30] se analiza la eficiencia eléctrica de las unidades CCGV de cuatro campos petroleros, en los que se obtiene rendimiento promedio de 45%. Parte de la energía eléctrica generada se emplea en las instalaciones y se considera un adicional de pérdidas del 3% en los conductores y transformador de potencia.

De esta manera, los valores de eficiencia general de las plantas CCGV alcanza el 80% como la suma de la eficiencia térmica (40%) y la eficiencia eléctrica (42%).

En la tabla 1 se presenta un resumen de la comparación de la planta CCGV, quema de GAP sin aprovechamiento y hervidores de los campos petroleros estudiados en [24] para un metro cúbico estándar de GAP.

Tabla 1. Comparación de aprovechamiento de GAP mediante CCGV, quema y hervidores por Sm³

		Unidades	Planta CCGV	Quema	Hervidores
Salida	Electricidad	kWh	4,125	0	0
	Calor	MJ	14,15	0	30,06
	Calor desperdiciado	MJ	0	35,36	0
Entrada	GAP	MJ	35,36	35,36	35,36
	Emisiones totales	g(CO ₂)	2015	1975	2279

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior se presenta el total neto generado de energía eléctrica, calor o calor desperdiciado a partir de un metro cúbico estándar (Sm³) de GAP. En la quema directa de GAP se aprecia una menor emisión de CO₂ ya que una parte se convierte en CH₄. En los otros dos casos se observa una combustión completa de hidrocarburos del GAP. A partir de esta información, se extrae que por cada 35.36 MJ contenidos en 1 (Sm³) de GAP, se generan 4,125 kWh.

3.1.1 Pozos petroleros en Colombia

En el año 2015 en Colombia se quemaron mensualmente 821 millones de m³ de GAP [33], [34], desaprovechando, según el estimado en el cuadro 1, el equivalente a 3,38 TWh de energía eléctrica cada mes, cuyo valor fue de aproximadamente 507 mil millones de pesos colombianos, considerando \$150/kWh como costo de generación en dicho año [35].

En el anexo E del trabajo presentado por [14], se presentan campos colombianos con producción de gas, volúmenes de quema durante el 2015 y su método de estimación. Tomando en cuenta el pozo Dorotea B para el caso de estudio de la estimación, se extrae que el volumen promedio de gas quemado fue de 5776 mil pies cúbicos por mes (KPCM) o 163 mil m³ por mes.

3.1.2 Punto de conexión a la red

Uno de los pilares regulatorios de mayor relevancia en el ámbito de la energía eléctrica es el principio de acceso abierto a las infraestructuras de red. En virtud de este principio, los Operadores de Red (OR), asumen la responsabilidad de designar un punto de conexión que habilite al cliente a disponer de la red del SIN, que se adapte a sus requisitos específicos.

En el primer párrafo del Artículo 13 de la Resolución CREG 097 de 2008 se establece que los OR deben llevar a cabo un análisis técnico para la conexión al STR o SDL de un usuario que lo solicite. Este análisis debe abordar diversos aspectos, como las pérdidas y la regulación, con el propósito de determinar, en función de la capacidad de conexión requerida por un usuario, el nivel de tensión al que debería conectarse. Esta determinación está sujeta a la disponibilidad de capacidad en el punto de conexión solicitado.

El Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, establecido en la Resolución CREG 070 de 1998, regula la actividad de Transmisión Regional y Distribución Local de Energía Eléctrica. Su objetivo principal es definir los criterios y procedimientos

que rigen la ejecución y operación de las conexiones de los usuarios, a continuación, se listan los aspectos más relevantes de dicha resolución:

- **Obligación de Ofrecer un Punto de Conexión:** El Operador de Red tiene la obligación de proporcionar al usuario un punto de conexión viable y libre a su sistema cuando este lo solicite. El usuario debe proporcionar información como la ubicación, y máxima transferencia de energía.
- **Posibilidad de Especificar un Nivel de Tensión Diferente:** El Operador de Red tiene la facultad de especificar un nivel de tensión de conexión distinto al solicitado por el usuario, siempre que esta decisión esté respaldada por razones técnicas adecuadamente fundamentadas.

3.1.3 Niveles de tensión

Los sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local se categorizan en distintos niveles en función de su tensión nominal de operación (V_n), de acuerdo con la siguiente clasificación:

Nivel 4: $57.5 \text{ kV} < V_n < 220 \text{ kV}$.

Nivel 3: $30 \text{ kV} < V_n < 57.5 \text{ kV}$.

Nivel 2: $1 \text{ kV} < V_n < 30 \text{ kV}$.

Nivel 1: $V_n < 1 \text{ kV}$.

3.1.4 Metodología para determinar el nivel de tensión para conexión al STR

Se deben tener en cuenta aspectos regulatorios, criterios técnicos, criterios de inversión y otros factores relevantes sobre el sistema eléctrico, como el nivel de tensión, tipos de conductores, unidades constructivas, entre otros, así como datos sobre la transferencia de potencia, el factor de potencia y el factor de carga.

A través del uso de un modelo de la red eléctrica y el análisis de flujos sucesivos, se determinan tanto las potencias máximas que pueden ser transferidas como las pérdidas técnicas de energía en el sistema. Esto se hace asegurando que los valores de las variables eléctricas se mantengan dentro de los límites permitidos.

Además de la viabilidad técnica, se tienen en cuenta los costos típicos de la conexión, buscando garantizar la eficiencia económica de la misma.

Los circuitos primarios de distribución se diseñan siguiendo un enfoque de anillo abierto, lo que implica la incorporación de mecanismos de suplencia con equipos capaces de operar bajo carga, junto con capacidades de telecontrol. Además, se considera la posibilidad de utilizar otros circuitos en situaciones de contingencia, mantenimiento o necesidades operativas específicas.

En aquellos casos en los que sea pertinente, en la red principal del circuito se instalarán al menos dos (2) equipos de operación bajo carga, conocidos como Reconectores normalmente cerrados, que dividen esta red en tres (3) tramos. Esto se realiza con el propósito de garantizar la selectividad y el funcionamiento óptimo de la red en caso de fallos o para llevar a cabo tareas de mantenimiento.

En línea con el criterio de cargabilidad utilizado para cargas uniformes, el primer punto de seccionamiento (Reconector) se ubica en el 66% de la carga total del circuito y estará equipado con protección y control, así como capacidades de comunicación con el Centro de Control. El segundo punto de seccionamiento se posiciona en el 33% restante de la carga total del circuito, siguiendo el mismo concepto mencionado anteriormente.

En lo que respecta a la disposición de los circuitos de Nivel de Tensión II, estos deben ser de tipo radial en anillo abierto. Por otro lado, en cuanto a la configuración de los circuitos de Nivel de Tensión III, se orientan hacia la atención de clientes industriales y subestaciones MT/MT, y su esquema puede ser de tipo anillo abierto o abierto con capacidades de transferencia según sea necesario.

La configuración en anillo implica que dos circuitos pueden operar de manera no simultánea en caso de eventos inesperados en cualquiera de ellos. El principio fundamental de esta operación es la capacidad de aislar la zona afectada o en intervención de forma automática. Esto se logra mediante la activación automática de equipos de maniobra como interruptores, reconectores y/o seccionalizadores.

El objetivo es que la zona afectada no exceda una tercera parte de la carga total del circuito en cualquier situación de contingencia.

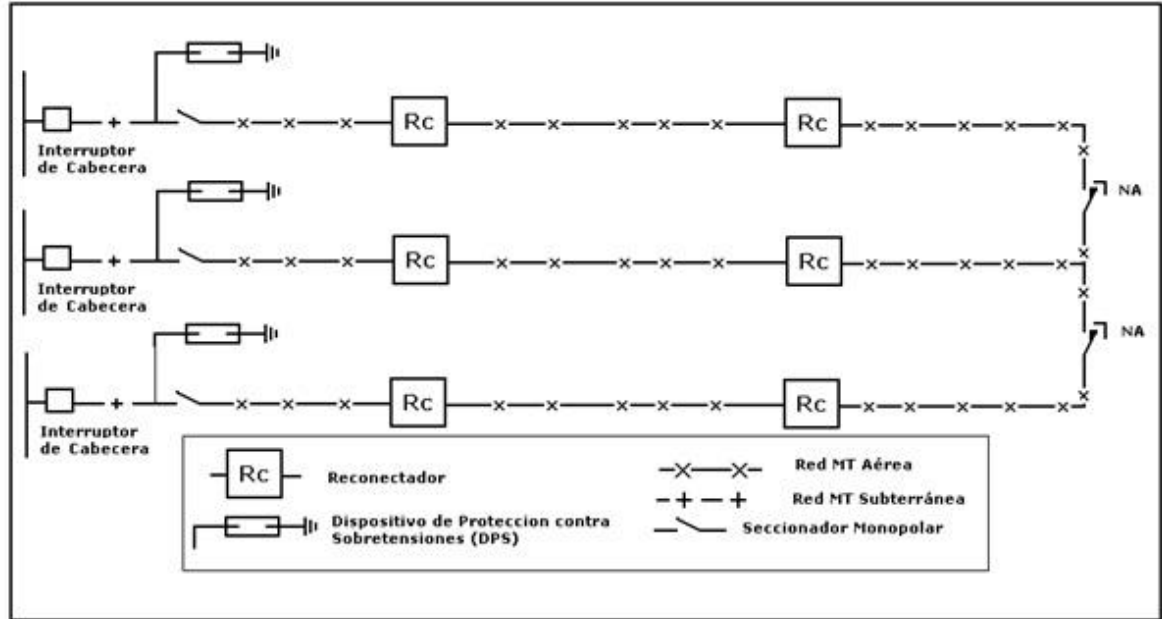


Figura 11. Configuración en anillo abierto. Tomado de Likinormas.

<https://likinormas.micodensa.com/>

Fuente: Elaboración propia

3.1.5 Cargabilidad de la red de media tensión:

Con el objetivo de asegurar la confiabilidad del servicio y mejorar la eficiencia operativa de los circuitos de media tensión existentes, se ha establecido que la capacidad de carga de los circuitos radiales en condiciones normales de operación será de hasta el 70% de la capacidad nominal del conductor de salida. En situaciones de contingencia que afecten a configuraciones radiales, un alimentador debe estar en condiciones de asumir hasta un tercio de la carga real de otro alimentador a través de la suplencia. En este caso, su capacidad de carga máxima debe alcanzar el 100% de la capacidad nominal de la red principal.

Para redes aéreas al 70% de su capacidad máxima, la potencia en MVA se presenta en la siguiente tabla 2:

Tabla 2. Conductor, capacidad corriente, MVA operación

CONDUCTOR	CAPACIDAD CORRIENTE [A]	MVA OPERACIÓN (70 %)		
		11,4 kV	13,2 kV	34,5 kV
266,8 MCM ACSR	448	6,19	7,17	18,74
4/0 AWG ACSR	357	4,93	5,71	14,93
2/0 AGW ACSR	273	3,77	4,37	11,42

Fuente: Elaboración propia

3.1.6 Estimación de la transferencia de energía mensual

Al tratarse de una central de generación constante, la transferencia energética anual se considera como el producto entre la potencia estimada promedio de generación y las horas del año, así:

$$TE = S_{prom} * 720 \text{ [kWh-mes]}$$

Donde:

TE: Transferencia energética mensual

S_{prom} = Potencia aparente promedio estimada de generación.

Considerando 4,125 kWh generados por cada metro cúbico de gas y 163 mil m³ de gas quemado mensualmente (o 226 metros cúbicos por hora), la energía

equivalente de la planta generadora CCGV a partir del gas residual es de 672,4 MWh-mes con potencia de 932 kW o 1035 kVA con factor de potencia de 0,9.

3.1.7 Cálculo de regulación de tensión

La regulación de tensión se refiere a la pérdida de voltaje en una red eléctrica debido a la resistencia inherente de los conductores, que se opone al flujo de corriente eléctrica. Dado que la resistencia total de un conductor depende de su longitud, podemos concluir que la pérdida de voltaje está relacionada con varios factores, como la configuración de la red, la longitud del alimentador, la distribución de las cargas y las propiedades eléctricas del conductor.

Para estimar esta variable y asegurar el cumplimiento de las normas de regulación de tensión, se han modelado las configuraciones típicas de red de media tensión. Esto permite establecer los límites de operación de los circuitos según los diferentes niveles de tensión, garantizando así una calidad adecuada del suministro eléctrico.

Para el cálculo de la regulación de tensión se empleó el método del momento eléctrico:

$$\%Regulación = M * K$$

$$M = S * L$$

Donde:

M: Momento eléctrico

S: Potencia en kVA. Se emplea una potencia

L: Longitud del tramo en km. Se usan 5 km para el caso de estudio, que corresponde con la distancia entre el pozo y la red eléctrica más cercana.

K: Constante de regulación. Para 13200 V, 2/0 AWG, $K = 3,92E-7$.

En la tabla 3 se presenta el cálculo de regulación.

Tabla 3. Cálculo de regulación

Cuadro de regulación en Media Tensión								
Descripción	Longitud (m)	S (kVA)	Momento (kVA*m)	I (A)	Calibre	fp	KG	Regulación (%)
Generador a STR	5000	1035	5175000	78,41	2/0 AWG	0,9	3,92E-07	2,029

Fuente: Elaboración propia

3.1.8 Selección del nivel de tensión para la conexión de la planta generadora al STR

En la tabla 4 se presenta una clasificación recomendada por CODENSA para la determinación del nivel de tensión según los requerimientos de transferencia energética o potencia de un usuario o generador.

Tabla 4. Clasificación nivel de tensión

NIVEL DE TENSIÓN	S [MVA] Máxima Demandada		E (KHW-MES)	
	DESDE	HASTA	DESDE	HASTA
NIVEL 1	MENORES A 0,240		MENORES A 141,178	
NIVEL 2	0,24	4	141,178	2,352,960
NIVEL 3	4	15	2,352,960	8,823,600
NIVEL 4	MAYORES A 15,0		MAYORES A 8,823,600	

Fuente: Elaboración propia

Estos valores representan una combinación de diversos aspectos, como la capacidad de corriente, la regulación de tensión, los costos de operación y criterios operativos. El objetivo es evitar tanto la subutilización como la sobrecarga de la infraestructura eléctrica, sin llegar a niveles críticos que pongan en peligro su funcionamiento y la seguridad del sistema en su conjunto.

Según el código de medida [36], el punto de conexión de esta planta generadora se clasifica como frontera de generación tipo 3, la cual corresponde al punto de medida de transferencias de energía cuyo valor neto entregado por el generador al Sistema de Transmisión Regional está en el rango de 50 a 500 mWh-mes. La topología de la red se establece trifásica ya que el generador de la planta CCGV es una máquina síncrona trifásica.

Según la potencia de la instalación, la transferencia energética mensual y la regulación de tensión, se selecciona una red de 13,2 kV (MT) para la conexión de la planta de generación de CCGV al STR.

CONCLUSIONES

Los GAP tienen alto potencial energético, sin embargo, su desaprovechamiento representa un 20% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero y disminuye la eficiencia de procesos de extracción y procesamiento de crudo en campos petroleros.

Las plantas de ciclo combinado son generalmente más eficientes que las plantas de ciclo Brayton, ya que permiten el aprovechamiento de calor residual para generar energía adicional. Además, producen más energía a partir del mismo combustible.

La selección del nivel de tensión para la conexión de una central generadora a partir de GAP está determinada por variables técnicas como la regulación de tensión, la disponibilidad de la red, la potencia máxima y la transferencia energética mensual, así como factores financieros que determinen la viabilidad de la instalación. Para el caso de estudio se determinó su viabilidad técnica de conexión al STR mediante una red de MT.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Selvakkumaran, S., Limmeechokchai, B., Masui, T., Hanaoka, T., y Matsuoka, Y. (2014). Low carbon society scenario 2050 in Thai industrial sector. *Energy Conversion and Management*, 85, 663-674. Descargado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414002325> doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.03.040>
- [2] Song, J., Yang, W., Higano, Y., y Wang, X. (2015). Introducing renewable energy and industrial restructuring to reduce GHG emission: Application of a dynamic simulation model. *Energy Conversion and Management*, 96, 625-636. Descargado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415002344> doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.03.024>
- [3] Farina, M. F. (2011). Flare gas reduction: Recent global trends and policy considerations. General Electric Company.
- [4] Loe, J. S., y Ladehaug, O. (2012). Reducing gas flaring in Russia: Gloomy outlook in times of economic insecurity. *Energy Policy*, 50, 507-517. Descargado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151200643X> (Special Section: Past and Prospective Energy Transitions - Insights from History) doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.049>
- [5] Orogun, B. Natural gas to power in Nigeria, the practices and the way forward for sustainable development. (2015). University of Manitoba. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1142.2322>
- [6] Vorobev, A., y Shchesnyak, E. (2019). Associated petroleum gas flaring: the problem and possible solution. En 14th international congress for applied mineralogy (ICAM2019) belgorod state technological university named after VG Shukhov, 23–27 September 2019, belgorod, Russia 14 (pp. 227–230).

- [7] Climate, C., & Solutions, E. (2020). Cogeneration: The key to a reliable, cost-effective, and low-carbon electricity system. <https://www.c2es.org/content/turning-waste-into-a-renewable-resource/>.
- [8] Saunier, S., Begauer, M. A., and Isakova, I. (2019). Best Available Techniques Economically Achievable to Address Black Carbon from Gas Flaring. European Union. Action on Black Carbon in the Arctic, Technical Report 3. Downloaded from: <https://www.amap.no/documents/download/3827/inline>
- [9] Emam, E. (2015). Gas flaring in industry: an overview. *Petroleum and Coal*, 57, 532–555.
- [10] Yan, J., Feng, L., Steblyanskaya, A., Sokolov, A., y Iskrikskaya, N. (2019). Creating an energy analysis concept for oil and gas companies: The case of the Yakutiya company in Russia. *Energies*, 12(2), 268.
- [11] Litvinenko, V. (2020). The role of hydrocarbons in the global energy agenda: The focus on liquefied natural gas. *Resources*, 9(5), 59.
- [12] Shonin, O. B., y Salov, R. A. (2017). Improvement of energy efficiency, reliability and environmental safety of power plants based on associated petroleum gas. *Journal of Ecological Engineering*, 18(3), 91–96.
- [13] Morgan, J., y Waskow, D. (2014). A new look at climate equity in the UNFCCC. *Climate Policy*, 14(1), 17–22.
- [14] Breeze, P. *Gas-Turbine Power Generation*. (2016). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804005-8.00011-2>.
- [15] Gómez, M. R., Garcia, R. F., Gómez, J. R., y Carril, J. C. (2014). Review of thermal cycles exploiting the exergy of liquefied natural gas in the regasification process. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 781–795.
- [16] Breeze, P. (2019). *Power generation technologies*. Newnes.
- [17] Morenov, V., Leusheva, E., Buslaev, G., y Gudmestad, O. T. (2020). System of comprehensive energy-efficient utilization of associated petroleum gas with reduced carbon footprint in the field conditions. *Energies*, 13(18), 4921.
- [18] Zachary, J. (2008). Turbine technology maturity: A shifting paradigm. *Power*, 152(4), 54–54.

- [19] Palomino, M. H., Pacheco, E. C., Forero, J. D., Lascano, A. F., & Padilla, R. V. (2018). Análisis exergético de un ciclo Brayton supercrítico con dióxido de carbono como fluido de trabajo. *INGE CUC*, 14(1), 159-170.
- [20] Ai, T., Masada, J., & Ito, E. (2014). Development of the high efficiency and flexible gas turbine m701f5 by applying “j” class gas turbine technologies. *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, 51(1), 1–9.
- [21] MacDonald, M., y House, V. (2009). Technical and economic appraisal for onshore wind generation. Brighton, UK. Available at: <https://www.gov.im/media/623411>
- [22] Tamvakis, M. (2015). *Commodity trade and finance*. CRC Press.
- [23] Wilkes, J., McBain, M., Kurz, R., Goldmeer, J., Callahan, T., Wygant, K., . . . Freund, S. (2022). Power generation and mechanical drivers. En *Machinery and energy systems for the hydrogen economy* (pp. 425–473). Elsevier.
- [24] Zwebek, A., y Pilidis, P. (2001). Degradation effects on combined cycle power plant performance: Part 1—gas turbine cycle component degradation effects. En *Turbo expo: Power for land, sea, and air* (Vol. 78514, p. V002T04A022).
- [25] Authority, E. M. (2012). Review of the long run marginal cost (lrmc) parameters for setting the vesting contract price for the period 1 January 2013 to 31 December 2014 final determination paper. *Energy*.
- [26] Kovacevic, R. M., Pflug, G. C., y Vespucci, M. T. (2013). *Handbook of risk management in energy production and trading* (Vol. 199). Springer.
- [27] Narbel, P. A., Hansen, J. P., y Lien, J. R. (2014). *Energy technologies and economics*. Springer.
- [28] Mondol, J. D., y Carr, C. (2017). Techno-economic assessments of advanced combined cycle gas turbine (ccgt) technology for the new electricity market in the United Arab Emirates. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 19, 160–172.
- [29] Martens, A. (1998). The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and power. *Applied Thermal Engineering*, 18(11), 935-946.
- Descargado de

- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S135943119800026X> doi:
[https://doi.org/10.1016/S1359-4311\(98\)00026-X](https://doi.org/10.1016/S1359-4311(98)00026-X)
- [30] Rajović, V., Kiss, F., Maravić, N., y Bera, O. (2016). Environmental flows and life cycle assessment of associated petroleum gas utilization via combined heat and power plants and heat boilers at oil fields. *Energy Conversion and Management*, 118, 96-104. Descargado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416302205> doi:
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.03.084>
- [31] Rosato, A., y Sibilio, S. (2013). Energy performance of a micro-cogeneration device during transient and steady-state operation: Experiments and simulations. *Applied Thermal Engineering*, 52(2), 478-491. Descargado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431112008472> doi:
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.12.028>
- [33] Gas flaring dashboard. (s.f.). https://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboardJan_122017/GasFlaring?%3Aembed=y&%3Adisplay_count=no&%3AshowVizHome=no&%3Atoolbar=no. (Consultado el 24 de julio de 2023)
- [34] Gas flaring reduction program. (s.f.). <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>. (Consultado el 24 de julio de 2023)
- [35] CIDET. (2015). El precio de la electricidad en Colombia 2012-2015. https://cidet.org.co/sites/default/files/documentos/14._el_precio_de_la_electricidad_en_colombia_2012-2015_0.pdf. (Consultado el 23 de julio de 2023)
- [36] Resolución CREG 038. (2014). Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642192a5a205257cd800728c5e>)
- [37] Power, P. (2009). Thermal power station advice—fixed & variable O&M costs. New Zealand, PB New Zealand Ltd. Report(1).