

**DESARROLLO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA EL ESTUDIO DE LA
VIABILIDAD DE UN PROYECTO DE COGENERACIÓN EN UN CAMPO
PETROLERO**

**SERGIO ARMANDO GARCÍA PRADA
MARLY JHOULY OSORIO JAIMES**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2017

**DESARROLLO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA EL ESTUDIO DE LA
VIABILIDAD DE UN PROYECTO DE COGENERACIÓN EN UN CAMPO
PETROLERO**

**SERGIO ARMANDO GARCÍA PRADA
MARLY JHOULY OSORIO JAIMES**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos
Ingeniero Químico.**

**Director:
Carlos Eduardo García Sánchez
Ingeniero Químico Ph.D.**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A mi mamá, quien siempre estuvo ahí para despertarme cuando no escuchaba la alarma y que estuvo pendiente en todo momento de mí.

A mi papá, quien siempre se interesó por mis actividades y fue una excelente fuente de consulta para cualquier duda que tuviese.

A mi hermana Laura, porque siempre estuvo molestando con sus problemas coches.

A mi primo Oscar Humberto, porque siempre me buscó oficio cuando estaba desocupado y porque nunca faltaron sus comentarios y dichos.

A la señora María, quien me recibió con los brazos abiertos en su casa la cual fue un segundo centro de estudios.

A Eduardo, pues gracias a su disciplina ninja aprendí a ser un mejor estudiante.

A Oscar, que fue mi gran amigo y compañero durante toda la carrera.

A luna y estrellita, que siempre estaban ahí para recibirme cuando llegaba a la casa.

A mi compañera de proyecto Jhouly por su compromiso con el trabajo, por su calma y serenidad para afrontar los problemas que tuvimos en el desarrollo del mismo y por aguantarme todo este tiempo.

A mi familia en general, que de una u otra manera estuvieron presentes durante toda mi vida universitaria.

A Satoshi Tajiri y a Game Freak, que hicieron posible la creación del universo pokémon con el que pasaba mis ratos de ocio.

DEDICATORIA

A mi tía Ana Julia Hernández Mantilla por acompañarme durante este largo proceso, por siempre estar ahí y hacer posible esta importante parte de mi vida.

A la señora María del Carmen quien me brindó su cariño y apoyo desinteresado durante estos casi cinco años, mil gracias por hacer esto posible y hacerme parte de su linda familia.

A Doña María por ser mi segunda mamá en este proceso, por abrirme las puertas de su casa y siempre tener una palabra de aliento cuando más lo necesitaba y por supuesto por su rica lasaña los domingos que animaba mis jornadas de estudio.

A Sergio Armando, más que ser mi compañero de tesis, se convirtió en esa persona que siempre estuvo ahí en los momentos difíciles para decirme que sí se podía aunque yo me empeñara en lo contrario, por todo su cariño y paciencia, por enseñarme lo valioso del trabajo en grupo, de la perseverancia, la responsabilidad, la puntualidad y la nobleza.

A mi hermanito ninja, Eduardo, por aparecer aquél día en aquella clase de cálculo y desde ahí hacer parte de mi familia.

A mis padres por alentarme siempre a ser una mejor persona.

A mi hermanita por ser mi compañera todos estos años, por animarme a ser un buen ejemplo para ella y por su eterna fe en mí a pesar de la distancia.

A mi tía Maricruz por siempre tener el consejo correcto en el momento correcto, por escuchar mis largas historias y nunca aburrirse, por enseñarme a hacer las cosas con amor.

A mi nonita que aunque está en el cielo, le hubiese encantado estar aquí para verme culminar esta etapa, nunca olvidaré aquellos días en su casa.

A mis tías Isamar, Karina y Mariela por ser más que mis tías, mis cómplices durante estos años y brindarme todo su cariño y apoyo.

A Fabian y a Edith, me los llevo en el corazón mis futuros colegas.

A Yulisa bebé por siempre recibirme con todo su amor y alegrar nuestros días con sus lindas travesuras.

Jhouly

AGRADECIMIENTOS

A la universidad Industrial de Santander, la escuela de Ingeniería de Petróleos y la escuela de Ingeniería Química y todos sus docentes, por hacer posible toda nuestra formación integral.

Al profesor Carlos Eduardo García Sánchez por toda su guía y apoyo durante el desarrollo de este proyecto.

Al Centro de Desarrollo Tecnológico de Gas (CDT de Gas) por brindarnos la oportunidad de hacer parte de su equipo y por hacer de ésta una etapa de gran crecimiento profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. OBJETIVOS.....	21
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	21
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
2. SISTEMAS DE COGENERACIÓN	22
2.1 TIPOS DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN.....	22
2.1.1 Sistemas Superiores (<i>Topping Cycles</i>)	22
2.1.2 Sistemas Inferiores (<i>Bottoming Cycles</i>).....	22
2.1.3 Cogeneración con motor alternativo.....	22
2.1.4 Cogeneración con turbina de gas.....	23
2.1.5 Cogeneración con turbina de vapor.....	23
2.1.6 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas	23
2.1.7 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo	24
3. METODOLOGÍA	26
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	26
3.2 DISEÑO DEL ALGORITMO DE COMPARACIÓN.....	27
3.3 IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DE COMPARACIÓN	28
3.4 APLICACIÓN DEL ALGORITMO APLICADO A CASOS DE ESTUDIO	29
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	30
4.1 ESTUDIO PRELIMINAR	30
4.1.1 Cogeneración con turbina de gas.....	30
4.1.2 Cogeneración con turbina de vapor.....	32
4.1.3 Cogeneración con motor de combustión interna	35
4.1.4 Cogeneración con microturbina.....	37
4.1.5 Cogeneración ciclo combinado con turbina de gas	39
4.1.6 Cogeneración ciclo combinado con motor de combustión	42

4.1.7 Método convencional.....	44
4.2. FORMULACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO	45
4.3 ANÁLISIS DE VIABILIDAD	50
4.4 CASOS DE ESTUDIO	51
4.4.1 Caso de estudio: Manifa Central Power Facility	51
4.4.2 Caso de estudio: Kern River Oil Field.....	54
4.4.3 Caso de estudio: Rumaila Oilfield.....	57
5. CONCLUSIONES	60
6. RECOMENDACIONES.....	61
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62
BIBLIOGRAFÍA.....	65
ANEXOS.....	68

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.Funciones de costos para cada sistema de cogeneración.....	47

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de diferentes configuraciones para sistemas de cogeneración.	24
Figura 2. Esquema de metodología	26
Figura 3. Costo de instalación vs Requerimiento total neto de energía para una Turbina de Gas	31
Figura 4. Costo de mantenimiento vs Requerimiento total neto de energía para turbina de gas.	31
Figura 5. Costo de combustible vs Requerimiento total neto de energía para turbina de gas.	32
Figura 6. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para una Turbina de Vapor.	33
Figura 7. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para turbina de vapor	34
Figura 8. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para turbina de vapor.	34
Figura 9. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para un motor de combustión interna.....	36
Figura 10. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para un motor de combustión interna.....	36
Figura 11. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para un motor de combustión interna.....	37
Figura 12. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para para una microturbina.	38
Figura 13. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para un a microturbina.	38
Figura 14. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para una microturbina.	39
Figura 15. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para un sistema de ciclo combinado que usa una turbina de gas.	40
Figura 16. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para para un sistema de ciclo combinado que usa una turbina de gas.....	41
Figura 17. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para para un sistema de ciclo combinado que usa una turbina de gas.....	41
Figura 18. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para un sistema de ciclo combinado que usa un motor de combustión interna.	42

Figura 19. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para para un sistema de ciclo combinado que usa un motor de combustión interna	43
Figura 20. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para para un sistema de ciclo combinado que usa un motor de combustión interna.	43
Figura 21. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía <i>para el método convencional</i>	44
Figura 22. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía <i>para el método convencional</i>	45
Figura 23. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía <i>para el método convencional</i>	45
Figura 24. Interfaz de la herramienta	48
Figura 25. Instrucciones de uso de la herramienta	49
Figura 26. Ventana para el ingreso de datos requeridos por la herramienta	50
Figura 27. Datos de entrada de la necesidad eléctrica del campo en la herramienta software.	52
Figura 28. Comportamiento de los sistemas de cogeneración escogidos para evaluación del campo Manifa.....	53
Figura 29. Sistemas de cogeneración más adecuados para la generación energética del campo Manifa.	54
Figura 30. Datos de entrada de la necesidad eléctrica del campo en la herramienta software.	55
Figura 31. Comportamiento de los sistemas de cogeneración planteados para evaluación del campo Kern River	56
Figura 32. Sistemas de cogeneración más adecuados para la generación energética del campo Kern River.....	57
Figura 33. Datos de entrada de la necesidad eléctrica del campo en la herramienta software.	58
Figura 34. Comportamiento de los sistemas de cogeneración escogidos para evaluación del campo Rumaila Oilfield	59

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A: TABLAS DE CARÁCTERÍSTICAS DE LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES DE COGENERACIÓN	69

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA EL ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO DE COGENERACIÓN EN UN CAMPO PETROLERO*.

AUTORES: SERGIO ARMANDO GARCÍA PRADA, MARLY JHOULY OSORIO JAIMES**

PALABRAS CLAVE: Cogeneración, caldera de recuperación, eficiencia energética

DESCRIPCIÓN

La explotación de un campo petrolero es un proceso con gran requerimiento energético; desde los taladros de perforación hasta los sistemas de levantamiento artificial la energía eléctrica es necesaria en altas cantidades. Del mismo modo, las técnicas de recobro para crudos catalogados como pesados requieren altas cantidades de energía térmica. Usualmente, los campos petroleros están ubicados en locaciones alejadas de la red eléctrica nacional, por lo cual es necesario generar dicha energía en el sitio utilizando combustibles, diésel en su gran mayoría, o gas natural, en menor medida. Cuando existen necesidades térmicas se utilizan generadores de vapor en la misma locación. En situaciones donde la energía eléctrica y la energía térmica son requeridas simultáneamente, éstas son generadas independientemente, generando altos costos operacionales y teniendo un alto impacto ambiental.

El objetivo del presente trabajo es establecer un modelo matemático que ponga en consideración un proyecto de cogeneración en un campo petrolero mediante el uso de una herramienta software, con el fin de tomar decisiones con respecto a su viabilidad económica y técnica. Se recopilieron datos suministrados por diferentes fabricantes con el fin de generar tendencias que pudiesen ser representadas mediante ecuaciones, para posteriormente unificarlas en una sola dependiente del tiempo y de las necesidades energéticas propias de cada locación. En conclusión, la herramienta desarrollada muestra el comportamiento económico con respecto al tiempo de las diferentes tecnologías que utilizan cogeneración, así como también los métodos convencionales de autogeneración, para su posterior comparación y toma de decisiones.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Escuela de ingeniería química. Director. Carlos Eduardo García Sánchez. Ingeniero Químico Ph.D.

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A MATHEMATICAL MODEL FOR STUDYING THE VIABILITY OF A COGENERATION PROJECT IN AN OILFIELD.*

AUTORS: SERGIO ARMANDO GARCÍA PRADA,
MARLY JHOULY OSORIO JAIMES**

KEYWORDS: Cogeneration, turbine, Heat recovery steam generator

DESCRIPTION:

Oil exploitation is a process that demands a lot of energy, since perforation drills to artificial lift systems. Similarly, heavy oil recovery techniques requires thermal energy. Commonly, oilfields are located far away from the national electricity grid, so is necessary to generate these energy using fuels, diesel mostly, or natural gas, to a lesser extent. When thermal energy is required, steam generators are used on the same location. In situations where both thermal and electric energy are required, these are generated separately, causing high operational costs and high environmental impact.

This project's goal is establishing a mathematical model which put on consideration a cogeneration project in an oilfield, this is intent to be done using software, in order to evaluate its technical and economic viability. Data were collected from different manufacturers in order to generate trend lines which could be represented through equations, afterwards, join them together to one equation that depends on time and on the location's energy requirements. In conclusion, the developed tool shows the economic behavior of the different cogeneration technologies, also shows the conventional auto generation methods, in order to compare them to make the best decision.

* Grade Work

** Faculty of physicochemical engineering. Engineering School of Petroleos. School of Chemical Engineering. Director. Carlos Eduardo García Sánchez. Chemical Engineer Ph.D.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la población, el desarrollo económico y el aumento de consumo de energía en los últimos siglos, han llevado al mundo a una situación en la cual los combustibles fósiles representan alrededor del 80% de la canasta energética mundial [1] y su obtención ha sido parte del desarrollo de muchos países; dichos hidrocarburos se encuentran en el sub-suelo, en estructuras geológicas conocidas como yacimientos. Dado que los yacimientos se encuentran a profundidades considerables, que varían desde los más someros, como es el caso del campo Kern River, ubicado cerca de Bakersfield, California, donde se encontró petróleo a 43 pies de profundidad [2], hasta los más profundos que superan los 12000 pies, es necesario realizar actividades de perforación, que tienen como finalidad la producción de este recurso. Cuando se identifica mediante análisis geológicos que existe un potencial de hidrocarburos en el sub suelo de una región y se decide realizar actividades de perforación, esta zona recibe el nombre de campo petrolero. La perforación de un campo consiste en crear pozos utilizando un equipo especializado, que consiste de forma general en una barrena o broca de perforación, un sistema rotativo que genera el efecto taladro, y un sistema de bombeo de lodo que limpia los recortes de roca generados en el pozo [3].

Realizar perforaciones no es tarea fácil y es un proceso que requiere grandes cantidades de energía. El taladro de perforación debe trabajar a altas potencias para poder vencer la dureza de las formaciones de rocas en el sub suelo, y el sistema de bombeo del lodo de perforación debe trabajar a presiones lo suficientemente grandes para poder levantar todos los recortes generados en el sub suelo y llevarlos a la superficie. En reiteradas ocasiones, los campos petroleros se encuentran en locaciones bastante alejadas de las ciudades, y por lo tanto, dicha energía no es fácil de obtener de la red eléctrica.

Para obtener la energía necesaria para los procesos de operación de un campo petrolero, las compañías generalmente optan por utilizar plantas de generación que utilizan combustibles, como el diésel, para generar electricidad. Si bien esta solución les ha dado resultado, este proceso tiene una baja eficiencia y por lo tanto, genera emisiones atmosféricas considerables.

La industria petrolera genera gran impacto ambiental. Durante el proceso de producción de hidrocarburos, se incorporan al ambiente gases y partículas, se derraman o se fugan hidrocarburos, y se emiten a la atmósfera gases de efecto invernadero [4]. De este modo, se hace necesario implementar metodologías que permitan suplir las necesidades de los campos pero que a su vez ayuden a mitigar el daño ambiental que se hace, con el fin de hacer más sostenible la operación.

La cogeneración es una solución alternativa a la generación de energías eléctrica y térmica independientemente, que partiendo del mismo principio básico propone arreglos en las operaciones del sistema de generación con el fin de incrementar la eficiencia del proceso, pudiendo disminuir las emisiones atmosféricas y los costos de combustible. La cogeneración constituye una tecnología que permite el aprovechamiento combinado de calor y electricidad [5]. Es una forma de obtención de energía con elevado rendimiento que resulta una solución atractiva en diferentes sectores de la industria cuando la necesidad de estas dos formas de energía son prácticamente continuas. Las instalaciones de cogeneración están diseñadas de forma que el calor residual del proceso de combustión, además de ser enviado a los turbogeneradores para producir electricidad, pueda ser extraído en determinados puntos de las turbinas o de su escape para suministrar calor en otros procesos. Los sistemas de cogeneración permiten la obtención de rendimientos mayores a los conseguidos con producciones separadas de electricidad y calor, llegando en algunos casos al 80 por ciento, y tienen un menor impacto ambiental en comparación con los procesos convencionales debido al alto rendimiento del

proceso, especialmente aquellas instalaciones que utilizan gas natural como combustible [6].

Un sistema de cogeneración requiere una serie de componentes que deben ser acoplados correctamente para obtener un mayor rendimiento, el de mayor relevancia es una turbomáquina encargada de la conversión del combustible en energía mecánica (generalmente son usados las turbinas de gas, de vapor y motores de combustión interna). El segundo componente es el equipo encargado de recuperar el calor residual proveniente de los gases de combustión y producción de fluidos calientes, los componentes restantes son equipos para el acoplamiento, operación y optimización del ciclo escogido.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar e implementar un algoritmo de comparación económica entre diferentes alternativas de generación y cogeneración de energías térmica y eléctrica que satisfagan los requerimientos de un campo petrolero.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Formular un modelo matemático que permita calcular las capacidades de generación de energía eléctrica y térmica de cada sistema de cogeneración.
- Modelar los costos de implementación y operación de los sistemas de cogeneración propuestos.
- Desarrollar un algoritmo de comparación que permita llevar a cabo los cálculos necesarios para evaluar las diferentes tecnologías de generación y cogeneración consideradas.
- Aplicar el modelo desarrollado a algunos campos petroleros con potencial de aprovechamiento de energía por medio de cogeneración.

2. SISTEMAS DE COGENERACIÓN

2.1 TIPOS DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Según el turbogenerador empleado, el combustible y las condiciones del proceso, existen diferentes tecnologías de cogeneración. Partiendo de la producción de energía eléctrica y térmica, estas tecnologías se clasifican en:

2.1.1 Sistemas Superiores (*Topping Cycles*). Aquellos en los que el combustible primario (diésel, gas natural u otro) se utiliza para generar energía eléctrica a través de la transformación de su energía química, y el calor residual del proceso anterior se aprovecha en otros procesos industriales.

2.1.2 Sistemas Inferiores (*Bottoming Cycles*). Donde la energía primaria es usada directamente para satisfacer las necesidades térmicas del proceso en la primera fase, y energía eléctrica en la segunda.

Los sistemas superiores están asociados a las industrias alimentarias, petroleras y otras donde los requerimientos de calor son bajos, mientras que los inferiores son preferibles en los procesos industriales con requerimiento de altas temperaturas, como la siderúrgica, vidriera y química [7].

Los sistemas de cogeneración son usualmente clasificados según la máquina generadora empleada, de la siguiente manera:

2.1.3 Cogeneración con motor alternativo. Este sistema tiene como turbomáquina principal un motor de combustión interna que utiliza como combustible diésel o gas natural. El motor genera energía eléctrica dejando como

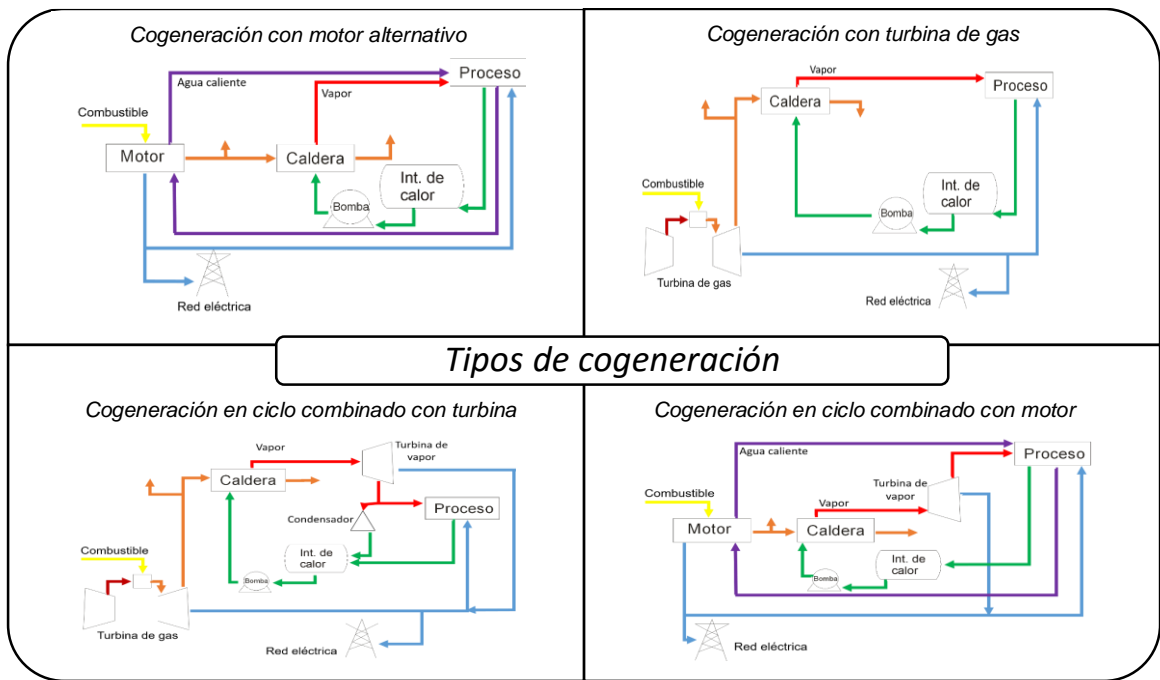
subproductos vapor a baja presión, agua a alta temperatura y aceite térmico, que pueden ser aprovechados en procesos secundarios.

2.1.4 Cogeneración con turbina de gas. En este tipo de configuración, se genera energía eléctrica mediante el movimiento rotatorio de los álabes de una turbina como consecuencia de la expansión de gas natural en el equipo. Los gases de combustión generados son ricos en oxígeno y están a una temperatura alta (aproximadamente 500°C) dando condiciones ideales para la posterior producción de vapor empleando una caldera o en sistemas secundarios. El rendimiento eléctrico de una turbina de gas es menor al de un motor de combustión pero su rendimiento global alcanza un mayor valor [8].

2.1.5 Cogeneración con turbina de vapor. En este tipo de arreglo se genera electricidad mediante la expansión de vapor que previamente fue generado en una caldera. El ciclo con turbina de vapor fue de los pioneros en cogeneración aunque actualmente ha sido relegado a complemento para ciclos combinados [8].

2.1.6 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas. El calor residual de la combustión generada en la turbina de gas es enviado a una caldera de recuperación para generar vapor de alta presión que será expandido en una turbina de vapor, produciendo energía eléctrica extra. El residuo de este proceso es vapor de baja presión que puede aprovecharse como vapor o para producir agua caliente que puede ser empleada en necesidades adicionales.

Figura 1. Diagrama de diferentes configuraciones para sistemas de cogeneración.



2.1.7 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo. En la cogeneración en ciclo combinado usando un motor alternativo, el principio de funcionamiento es similar al descrito en el ciclo combinado con turbina de gas. Se recupera el calor residual de los gases de escape del motor para producir vapor que será utilizado para generar más energía eléctrica en una turbina de vapor. Una de las ventajas de este ciclo combinado es que el agua de refrigeración del motor puede ser utilizada para la recuperación de una mayor cantidad de energía térmica. Su rendimiento eléctrico es más alto que en el arreglo descrito en el apartado anterior, pero su rendimiento térmico es menor.

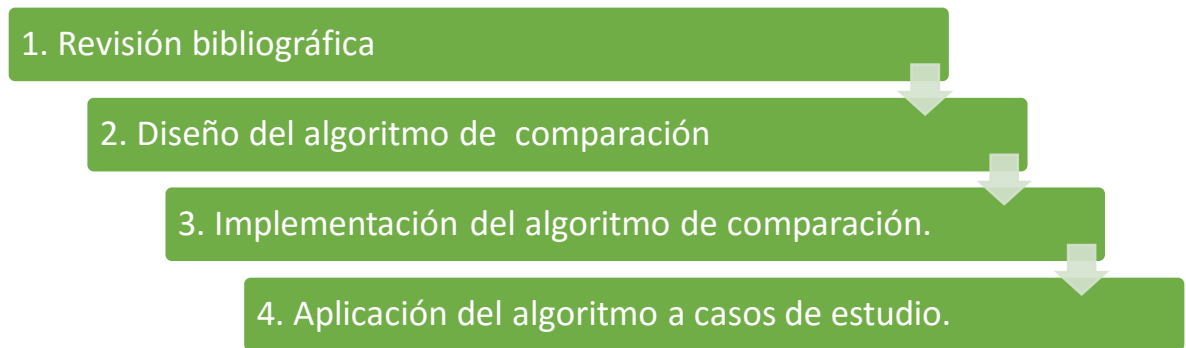
Cada una de las anteriores configuraciones son aplicadas en función de la necesidad eléctrica o térmica de la industria que la desee implementar. El presente trabajo de investigación busca desarrollar una metodología para evaluar, comparar

y seleccionar sistemas de cogeneración para suplir las necesidades energéticas de un campo petrolero, utilizando como combustible la producción propia del campo cuando sea posible, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y buscando mejorar la rentabilidad a mediano o largo plazo.

3. METODOLOGÍA

El desarrollo de este proyecto se llevó a cabo completando las etapas mostradas en la figura 2.

Figura 2. Esquema de metodología



3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Se recopiló información acerca de casos de estudio similares al tema del presente proyecto y situaciones donde fue solucionada la necesidad energética mediante cogeneración. Se encontraron casos en diferentes industrias como la hotelera o la cárnica, donde la cogeneración fue la solución más eficiente para suplir las necesidades eléctricas o térmicas. También se realizó una revisión para estudiar el funcionamiento mecánico y termodinámico de las diferentes máquinas generadoras involucradas en la cogeneración.

Como paso siguiente se realizó una búsqueda de datos de los costos necesarios para la puesta en marcha de los diferentes sistemas de cogeneración, así como también los métodos convencionales de generación de electricidad y calor.

3.2 DISEÑO DEL ALGORITMO DE COMPARACIÓN

Partiendo de la recopilación de datos económicos y operacionales de los sistemas de cogeneración y autogeneración, se estableció una ecuación que presenta los costos totales de implementar uno de estos sistemas partiendo de los costos de instalación, de combustible, de operación y mantenimiento para cada uno de ellos.

La ecuación de costos de instalación se genera a partir de la tendencia obtenida al ajustar los datos de los valores de instalar un sistema según la potencia que éste genere, esto se logró a partir de la información suministrada por diferentes fabricantes. Los costos del combustible son calculados según la eficiencia de cada sistema, luego de obtener la tendencia del importe energético suministrado por el combustible según la capacidad de la planta, se hace el respectivo análisis dimensional para disponer de la ecuación en unidades correspondientes, pues dicha ecuación depende del costo del combustible y su poder calorífico.

Por último en el diseño del algoritmo, son considerados los costos de operación y mantenimiento que representa el gasto que supone tener un operario a cargo de la planta así como también mantenimientos preventivos parciales y el mantenimiento mayor conocido como *overhaul*. Para representar estos costos en una función de dependiente del tiempo, se hicieron las respectivas operaciones para obtener valores diarios (aunque en la realidad este valor es uno solo después de determinado tiempo de operación del equipo).

Una vez obtenidas todas las ecuaciones, fueron unificadas para dar lugar a la ecuación final de costos de implementación de un sistema de cogeneración o de autogeneración dependiente del tiempo.

3.3 IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DE COMPARACIÓN

La creación del software planteado se realizó haciendo uso de la herramienta Microsoft Excel 2013. Se introdujo toda la información obtenida en la etapa anterior, y se utilizó el editor VisualBasic incluido en Excel para programar todos los módulos, procedimientos, funciones y subfunciones que fueron necesarios.

Inicialmente se tabularon los distintos requerimientos funcionales que formaban parte del proceso para traducirlos en la correspondiente entrada al sistema. Se ingresaron las ecuaciones que describen el comportamiento económico de cada uno de los métodos de cogeneración en función de la demanda de energía eléctrica y del tiempo, con el fin de obtener las gráficas que muestran las tendencias al definir estos datos; se escogieron tiempos determinados (2, 5 y 10 años) con el fin de que solo fuese necesario ingresar la cantidad de energía eléctrica demandada por el usuario.

Posteriormente fueron creadas diferentes estructuras computacionales en la herramienta Microsoft Excel 2013 con el fin de automatizar la creación de las gráficas de cada tecnología CHP (*Combined Heat and Power*) en cada uno de los tiempos escogidos. Para culminar con esta fase del software, se combinaron los procedimientos creados mediante un formulario (*user form*; interfaz gráfica que integra distintos controles de comando) que recoge toda la información de entrada para facilitar el análisis de viabilidad en la implementación de la cogeneración.

Para hacerla una herramienta de fácil uso para el usuario, se crea una interfaz que permite la elección de cada una de las configuraciones estudiadas, pero que además permite compararlas entre ellas en el tiempo que se elija. El usuario también podrá obtener información adicional de cada una de las tecnologías por si no está familiarizado con el tema de la generación energética.

3.4 APLICACIÓN DEL ALGORITMO APLICADO A CASOS DE ESTUDIO

Partiendo de casos reales donde fueron aplicados con éxito sistemas de cogeneración, se empleó la herramienta software “Cogeneración GO” para determinar si los resultados que esta arroja son acordes a las soluciones empleadas a la realidad.

Fueron escogidas locaciones en diferentes regiones del mundo con necesidades eléctricas y térmicas que no resultaban viables económicamente empleando métodos convencionales de autogeneración. Cada caso será expuesto en detalle en la sección de resultados y análisis.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 ESTUDIO PRELIMINAR

Finalizado el proceso de investigación sobre los equipos de cogeneración y basados en los catálogos entregados por los fabricantes, se presentan las tablas y descripciones específicas (Anexo A) de las cuales fueron obtenidas las gráficas: compra y costo de instalación vs requerimiento de energía eléctrica (E), costos de mantenimiento vs. E y costos de combustible vs. E; las cuales servirán como principio en el diseño y modelamiento de la situación problema.

4.1.1 Cogeneración con turbina de gas. Las turbinas son equipos generadores que poseen rangos de operación que abarcan potencias desde 30 kW hasta 500 MW, su relación peso-potencia y volumen-potencia constituyen características favorables, además de que son equipos fácilmente operables. Para el presente proyecto se tomaron las características de rendimiento de una turbina de gas típica usada en un sistema de cogeneración disponible en el mercado con rangos de generación entre 3 a 45 MW, estos datos son mostradas en la tabla A1 [9].

Los datos de la tabla muestran que la eficiencia eléctrica aumenta generalmente en las turbinas de combustión haciéndose mayor que la térmica. A medida que aumenta la eficiencia eléctrica, la cantidad absoluta de la energía térmica disponible para producir vapor de agua disminuye por unidad de producción de energía, y la relación entre electricidad y calor para el sistema de cogeneración o CPH (*Combined Heat and Power*) aumenta. La relación entre electricidad y calor producidos en un sistema CHP constituye uno de los factores más relevante para el dimensionamiento de una planta de cogeneración por lo que se considerará para la elección e implementación de una de estas tecnologías.

Para la descripción de la generación de energía eléctrica y térmica usando una turbina de gas como turbomáquina, se dará relevancia a los costos que generan los trabajos de: instalación, combustible y mantenimiento en función del requerimiento total neto de energía demandada.

Figura 3. Costo de instalación vs Requerimiento total neto de energía para una Turbina de Gas

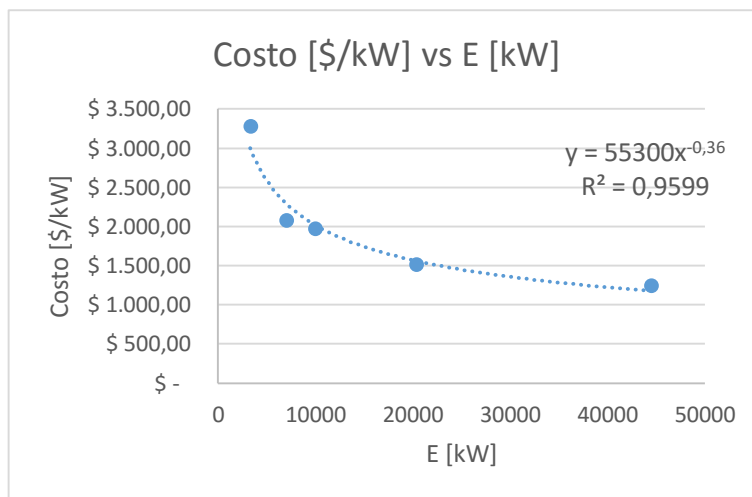


Figura 4. Costo de mantenimiento vs Requerimiento total neto de energía para turbina de gas.

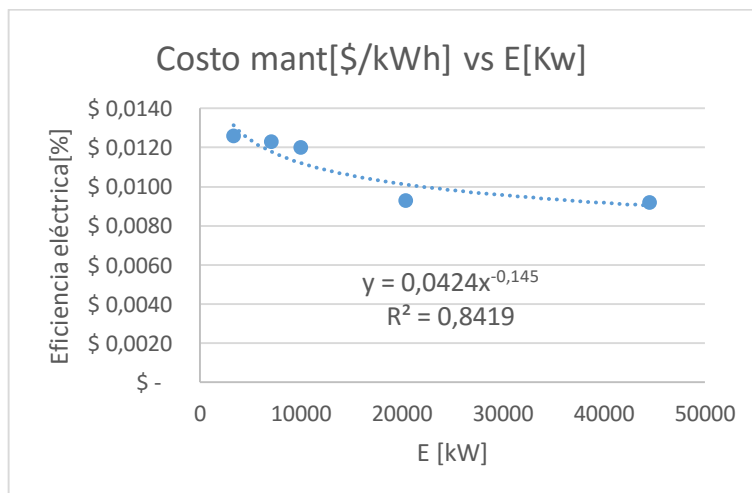
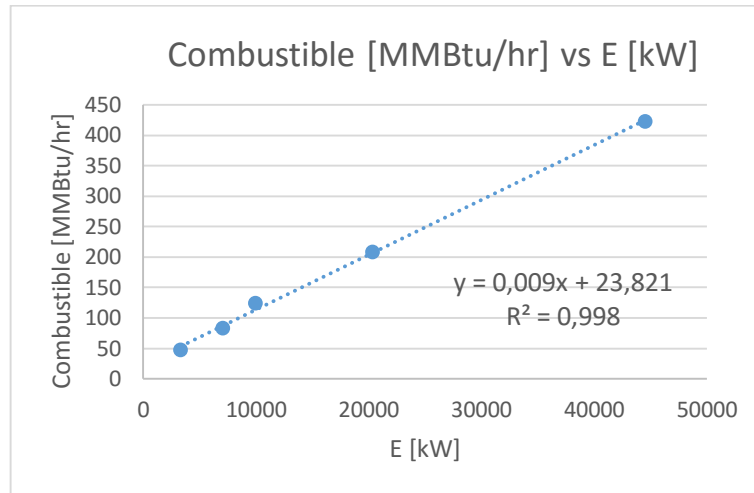


Figura 5. Costo de combustible vs Requerimiento total neto de energía para turbina de gas.



La ecuación de la Figura 3: $y = 55300 * x^{-0.36}$; fue obtenida interpolando datos con base en los iniciales tomados de la tabla 1 del anexo A y usando los métodos de análisis numérico de los cuales dispone la herramienta informática Microsoft Excel 2013. También son mostradas en la figura 4 y 5 las gráficas para el costo de mantenimiento y costo de combustible versus el requerimiento eléctrico total del equipo con sus respectivas tendencias obtenidas de la manera mencionada en la primera gráfica.

4.1.2 Cogeneración con turbina de vapor. Las turbinas de vapor más usadas son las turbinas de contrapresión y las turbinas de extracción, siendo estas últimas las principales debido a que las pueden ponerse de manera independiente las necesidades de calor y electricidad. La eficiencia de un arreglo de cogeneración con turbina de vapor oscila entre 80 % y 85 %, pero presenta bajos valores de rendimiento en cuanto a generación de electricidad (15 % a 30 %).

Las características de este equipo, disponible comercialmente para procesos de generación de calor y electricidad con una capacidad de producción entre los 0,5 y 1,5 MW, son mostradas en la tabla A2.

Para este equipo son mostradas las gráficas correspondientes a los costos de instalación, mantenimiento y combustible (Figura 6, 7 y 8) en función del requerimiento de energía eléctrica del usuario.

Figura 6. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para una Turbina de Vapor.

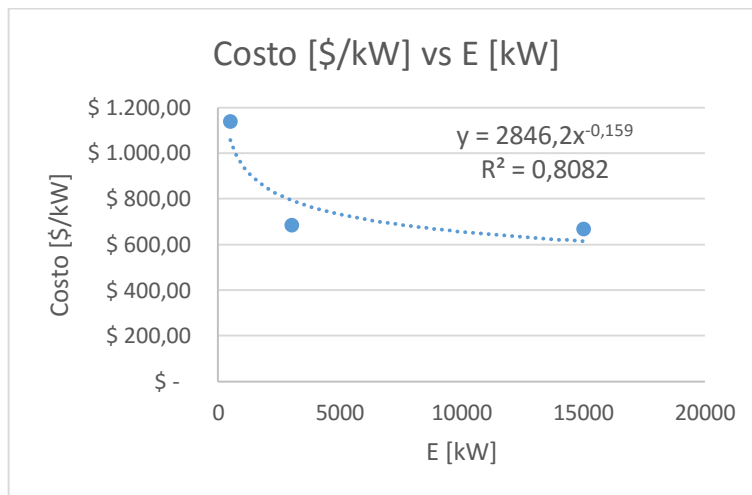


Figura 7. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para turbina de vapor

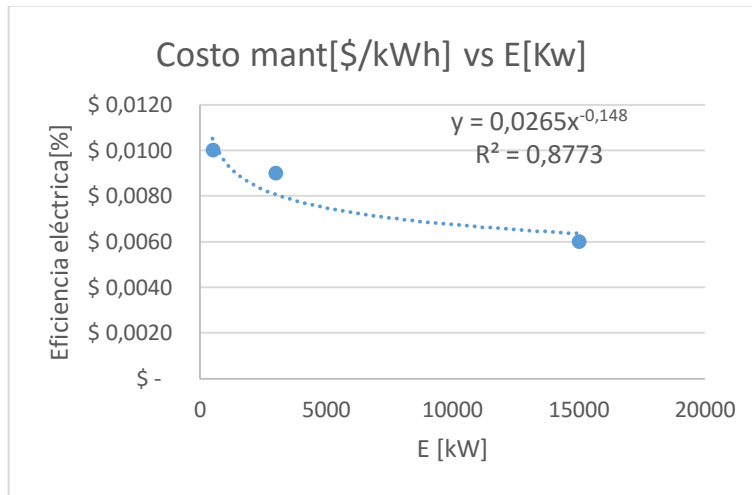
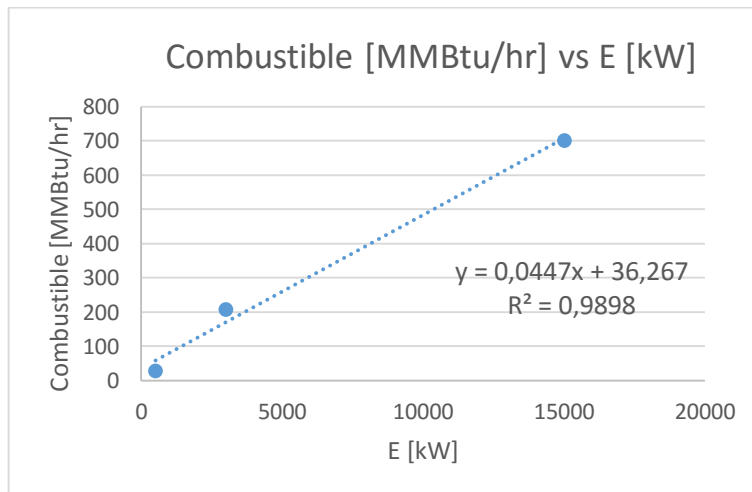


Figura 8. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para turbina de vapor.



4.1.3 Cogeneración con motor de combustión interna. En esta máquina se convierte la energía química del combustible en energía mecánica. Dentro de la cámara de combustión existe un sistema cilindro pistón en el cual el movimiento lineal se convierte en movimiento rotatorio. Comercialmente hablando, el motor más utilizado es el motor Otto, que consiste en un proceso de cuatro tiempos (admisión, compresión, expansión y escape); para causar la ignición, se utiliza una bujía que produce una chispa. También son utilizados motores diésel, que aunque al igual que el motor Otto son de cuatro tiempos, no utilizan bujías pues todo el proceso se basa en el autoencendido del combustible. El motor diésel será el utilizado para el análisis de viabilidad dado que es uno de los escogidos para este proyecto (combustibles como la gasolina elevan los costos y salen del rango de viabilidad).

Se muestra tabulado el resumen de las características del comportamiento para un motor de combustión interna que usa diésel como combustible (tabla A3) normalmente disponible en el mercado para sistemas de producción de energía eléctrica y térmica en un rango de 10 kW a 9 MW. Este rango cubre la mayoría de motores usados con este fin en la industria. Las razones de energía térmica y eficiencias fueron tomadas de las especificaciones de los fabricantes y publicaciones en este campo. La energía térmica disponible fue tomada de las especificaciones de los vendedores de los equipos y parte de ella no fue suministrada, por lo que fue calculada de datos publicados para estos motores como temperaturas de operación, sistema de lubricación y sistema de refrigeración. La recuperación térmica para los sistemas de cogeneración es estimada con la producción de agua caliente para el proceso.

Fueron graficados los datos de los costos de instalación, mantenimiento y combustible como una función del requerimiento de energía eléctrica del sistema. Los resultados se presentan en la Figura 9,10 y 11.

Figura 9. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para un motor de combustión interna.

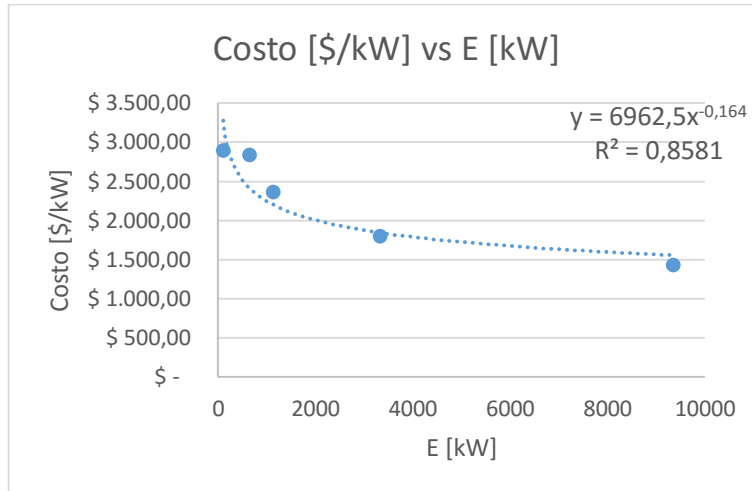


Figura 10. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para un motor de combustión interna

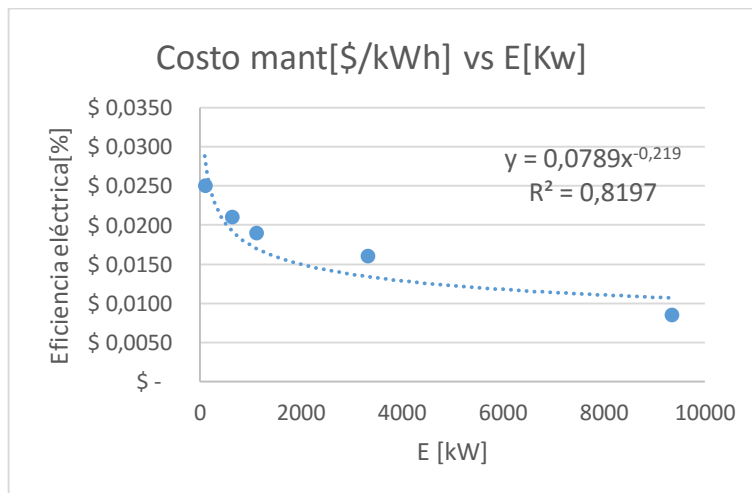
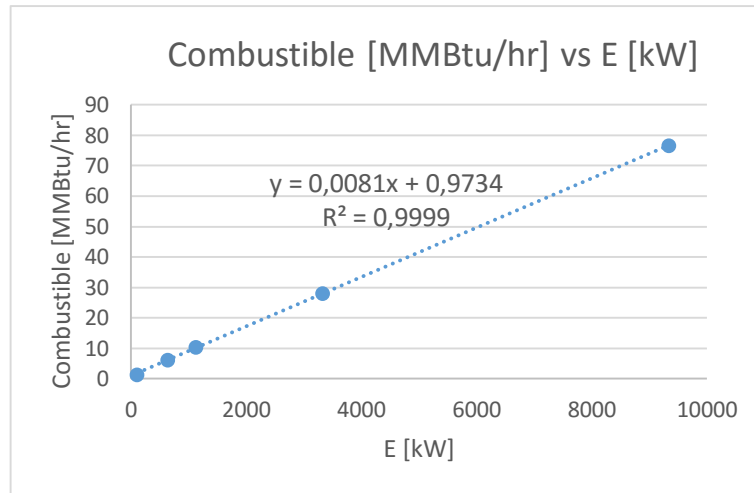


Figura 11. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para un motor de combustión interna.



4.1.4 Cogeneración con microturbina. La microturbina es una máquina que presenta las mismas características que una turbina convencional pero son usadas en procesos que requieren menores potencias. La Tabla A4 resume las características de costo y rendimiento para los sistemas de cogeneración típica de microturbinas que varían en tamaño desde 30 kW a 1 MW. Las tasas de calor y la eficiencia se basan en las especificaciones de los fabricantes para sistemas que funcionan con gas natural, el combustible predominante en las aplicaciones de cogeneración. A continuación son mostradas las gráficas de los costos de operación para un sistema de cogeneración (Figuras 12,13 y 14) usando una microturbina en función del requerimiento total de energía eléctrica y las regresiones para cada una de ellas.

Figura 12. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para para una microturbina.

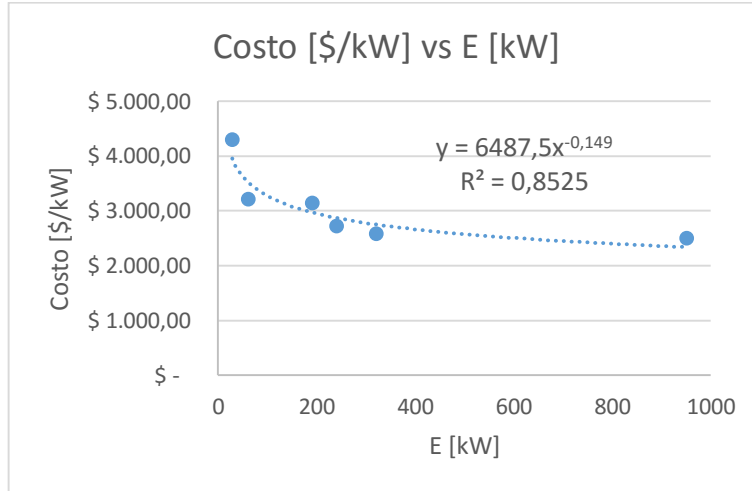


Figura 13. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para un a microturbina.

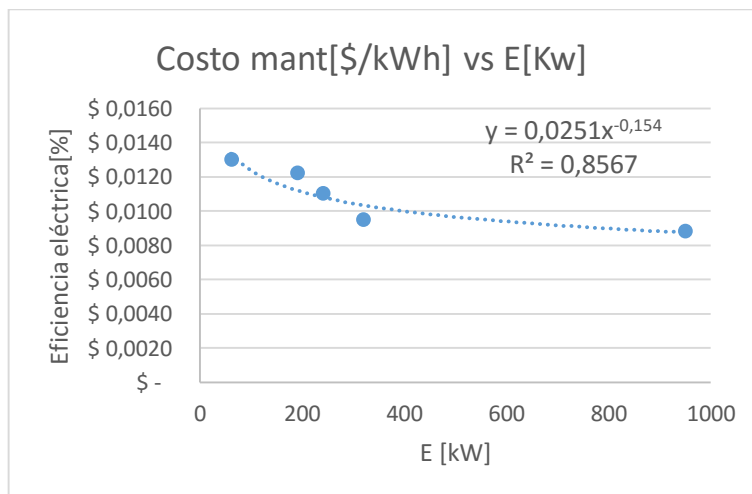
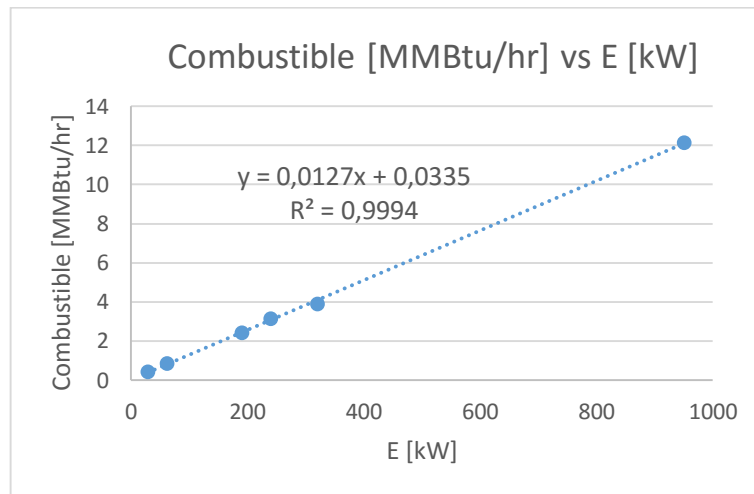


Figura 14. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para una microturbina.



4.1.5 Cogeneración ciclo combinado con turbina de gas. Al hablar de ciclo combinado se hace referencia a la generación simultánea de energía eléctrica y energía térmica utilizando dos tipos de turbina, una de gas y una de vapor. Se utilizan los gases de escape de la turbina de gas, los cuales salen ricos en oxígeno y a una alta temperatura para generar vapor en una caldera, el cual será enviado a una turbina de vapor. El ciclo combinado posee una alta eficiencia y por lo tanto, tiene un impacto considerablemente menor al medio ambiente.

Para obtener la información correspondiente al ciclo combinado con turbina de gas, se tomaron los datos del comportamiento de este último equipo (tabla A5) y se realizaron una serie de interpolaciones para lograr relacionar la producción eléctrica del proceso y la cantidad de calor de salida en el equipo una vez generada la cantidad de electricidad requerida. El flujo de calor a la salida de esta turbina, a su vez fue relacionado con una turbina de vapor capaz de recibir la cantidad de calor mencionada a la salida del proceso; este proceso fue repetido usando múltiples

flujos para así generar una tendencia que describiera el comportamiento del ciclo combinado con turbina de gas, los datos obtenidos son presentados en la tabla 5 del anexo A. De igual manera que para cada uno de los anteriores sistemas, fueron obtenidas en las figuras 15,16 y 17 para los costos en función de la capacidad eléctrica de los mismos, obteniendo las gráficas y las interpolaciones:

Figura 15. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para un sistema de ciclo combinado que usa una turbina de gas.

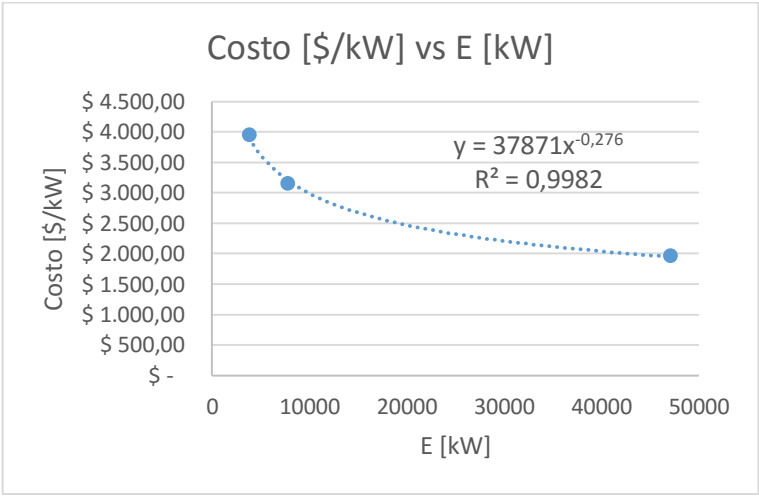


Figura 16. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para para un sistema de ciclo combinado que usa una turbina de gas.

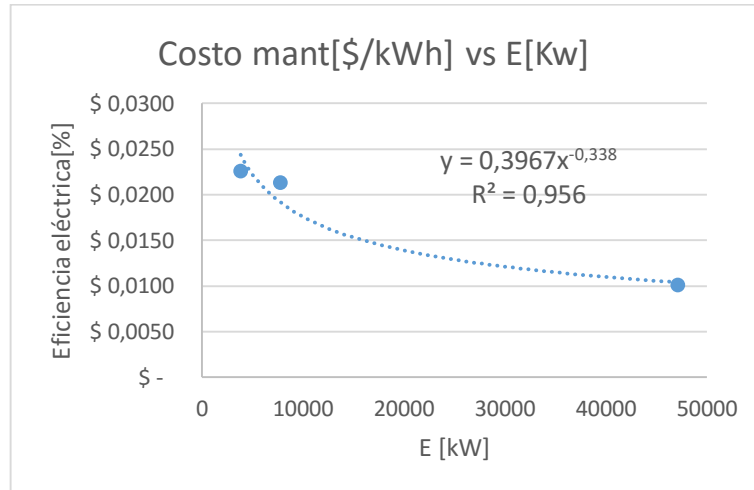
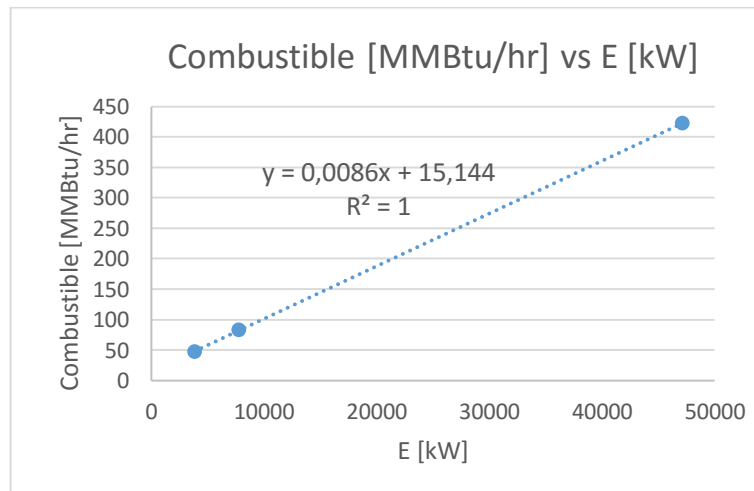


Figura 17. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para para un sistema de ciclo combinado que usa una turbina de gas.



4.1.6 Cogeneración ciclo combinado con motor de combustión. La descripción del ciclo combinado con motor de combustión se realizó de manera similar que en el ciclo combinado usando una turbina de gas: se tomaron los datos del comportamiento del motor de combustión y se hizo coincidir la corriente de salida de calor con la de entrada para una turbina de vapor repetidas ocasiones, para llegar a la tabla A6.

A continuación son presentadas las gráficas correspondientes a los costos involucrados en este sistema de cogeneración junto con las respectivas ecuaciones que describen cada tendencia (figura 18,19 y 20).

Figura 18. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía para un sistema de ciclo combinado que usa un motor de combustión interna.

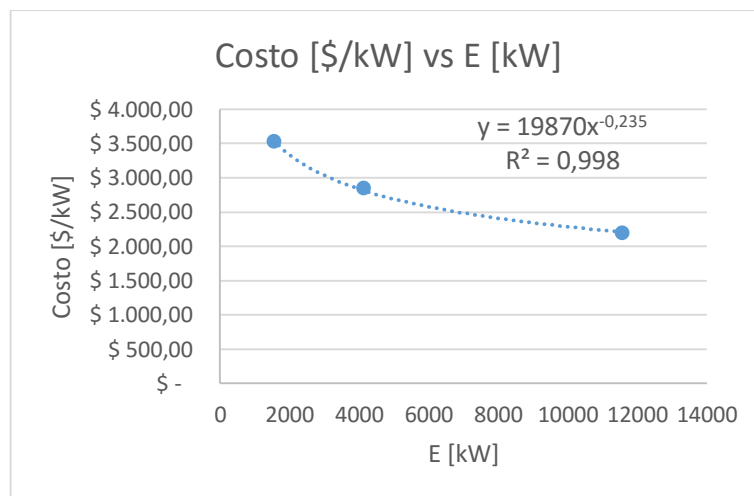


Figura 19. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía para para un sistema de ciclo combinado que usa un motor de combustión interna

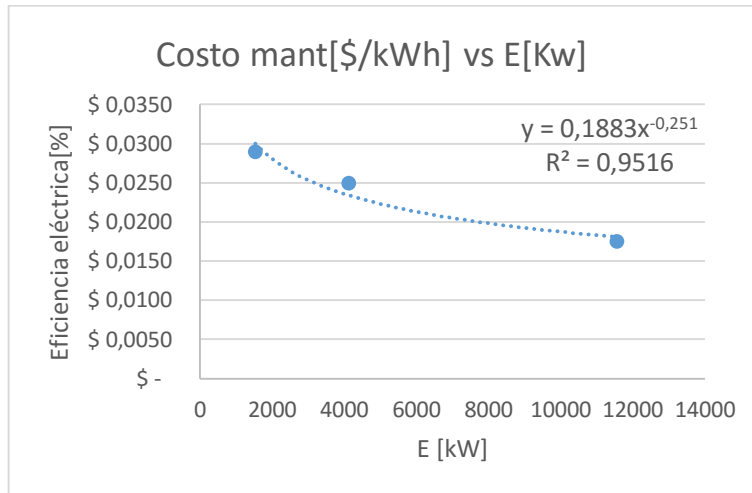
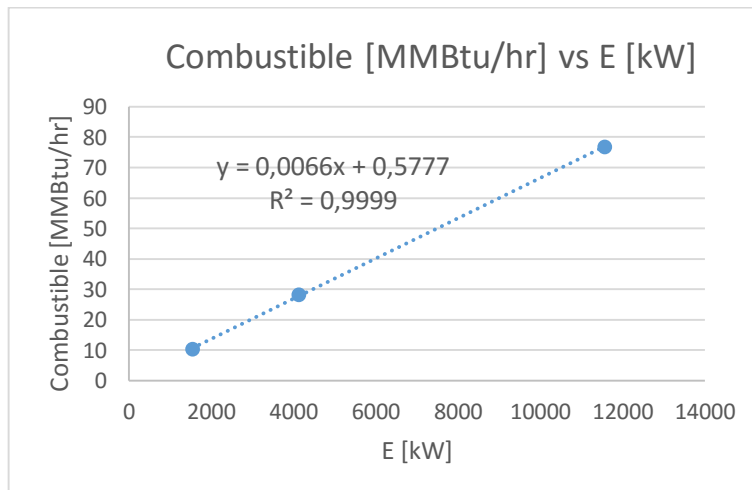


Figura 20. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía para para un sistema de ciclo combinado que usa un motor de combustión interna.



4.1.7 Método convencional. El método convencional o autogeneración, hace referencia a la producción de energía eléctrica para suplir total o parcialmente las necesidades de determinado proceso o establecimiento. Para este caso, la energía eléctrica y térmica es generada en procesos separados, lo cual disminuye dramáticamente la eficiencia global para el sistema. Los datos fueron tomados de catálogos de proveedores de equipos de generación de energía y vapor, y se reportan en las tablas A7 y A8.

Figura 21. Costo de instalación vs. Requerimiento total neto de energía *para el método convencional.*

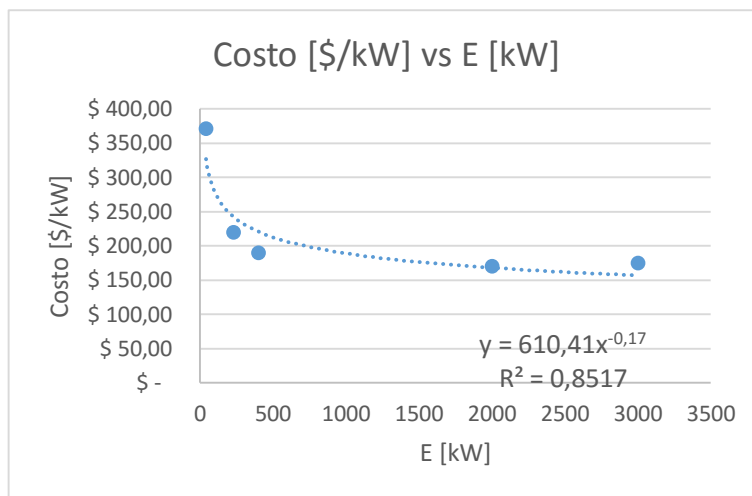


Figura 22. Costo de mantenimiento vs. Requerimiento total neto de energía *para el método convencional.*

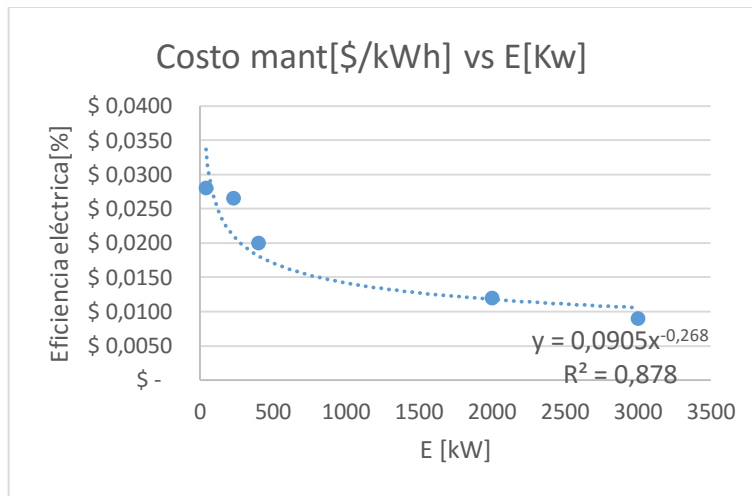
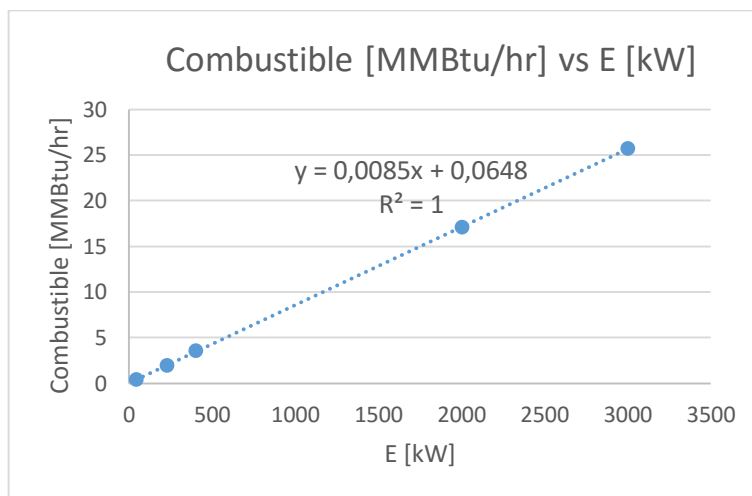


Figura 23. Costo de combustible vs. Requerimiento total neto de energía *para el método convencional.*



4.2. FORMULACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO

Una vez recopilada la información y obtenidas todas las regresiones para los diferentes sistemas, fueron aunadas para la elaboración de una ecuación final que describe el comportamiento de cada una de las configuraciones de generación de energía. En la tabla 1 se muestran todas las ecuaciones obtenidas anteriormente

para los costos asociados al proceso de importancia en el presente proyecto de investigación.

Tabla 1. Funciones de costos para cada sistema de cogeneración

PROCESO	TIPOS DE COSTOS		
	Instalación	Combustible	Mantenimiento
Turbina de Gas	$C(E) = (55300 * E^{-0,36}) * E$	$Comb(t) = \frac{(0,009E + 23,821) * Costo\ gas * 10^6 * t}{PCgas}$	$Mant(t) = (0,0424 * E^{-0,145}) * E * t$
Motor de combustión	$C(E) = (6962,5 * E^{-0,164}) * E$	$Comb(t) = \frac{(0,0081E + 0,9734) * Costo\ gas * 10^6 * t}{PCgas}$	$Mant(t) = (0,0789 * E^{-0,219}) * E * t$
Turbina de Vapor	$C(E) = (2846,2 * E^{-0,159}) * E$	$Comb(t) = \frac{(0,0447E + 36,267) * Costo\ gas * 10^6 * t}{PCgas}$	$Mant(t) = (0,0265 * E^{-0,148}) * E * t$
Microturbina	$C(E) = (6487,5 * E^{-0,149}) * E$	$Comb(t) = \frac{(0,0127E + 0,0335) * Costo\ gas * 10^6 * t}{PCgas}$	$Mant(t) = (0,0173 * E^{-0,066}) * E * t$
Ciclo combinado-Turbina	$C(E) = (37871 * E^{-0,276}) * E$	$Comb(t) = \frac{(0,0086E + 15,144) * Costo\ gas * 10^6 * t}{PCgas}$	$Mant(t) = (0,3967 * E^{0,338}) * E * t$
Ciclo combinado-Motor	$C(E) = (19870 * E^{-0,235}) * E$	$Comb(t) = \frac{(0,0066E + 0,5777) * Costo\ gas * 10^6 * t}{PCgas}$	$Mant(t) = (0,1883 * E^{-0,251}) * E * t$
Método convencional	$C(E) = (610,41 * E^{-0,17}) * E$	$Comb(t) = \frac{(0,0085E + 0,0648) * Costo\ gas * 10^6 * t}{PCgas}$	$Mant(t) = (0,0905 * E^{-0,268}) * E * t$

Para finalizar el modelado matemático, se creó una función que muestra la totalidad de los costos para la posterior creación del software, además de ser el criterio para la evaluación de la viabilidad económica de la implementación de la cogeneración como alternativa energética. Dicho modelo se presenta a continuación:

$$C(t) = C(E) + Comb(t) + Mant(t)$$

Finalizado el proceso de recolección de datos, organización e ingreso de los mismos en la herramienta Microsoft Excel, se obtuvo “Cogeneración GO”, esta herramienta está diseñada para evaluar la viabilidad de cualquier proyecto que requiera optimizar el uso de energía en determinado proceso empleando un sistema de cogeneración y a su vez, se buscó hacerla simple para el usuario que desee utilizarla. Para iniciar, se creó una interfaz que contiene la lista de los métodos de cogeneración elegidos para este proyecto, al seleccionar cada uno de ellos, se puede obtener información general, también la eficiencia térmica y eléctrica, esto permitirá dar una idea global al usuario de qué método será el más adecuado para su caso, también se incluyó una pestaña que contiene las instrucciones para el uso del software.

Figura 24. Interfaz de la herramienta

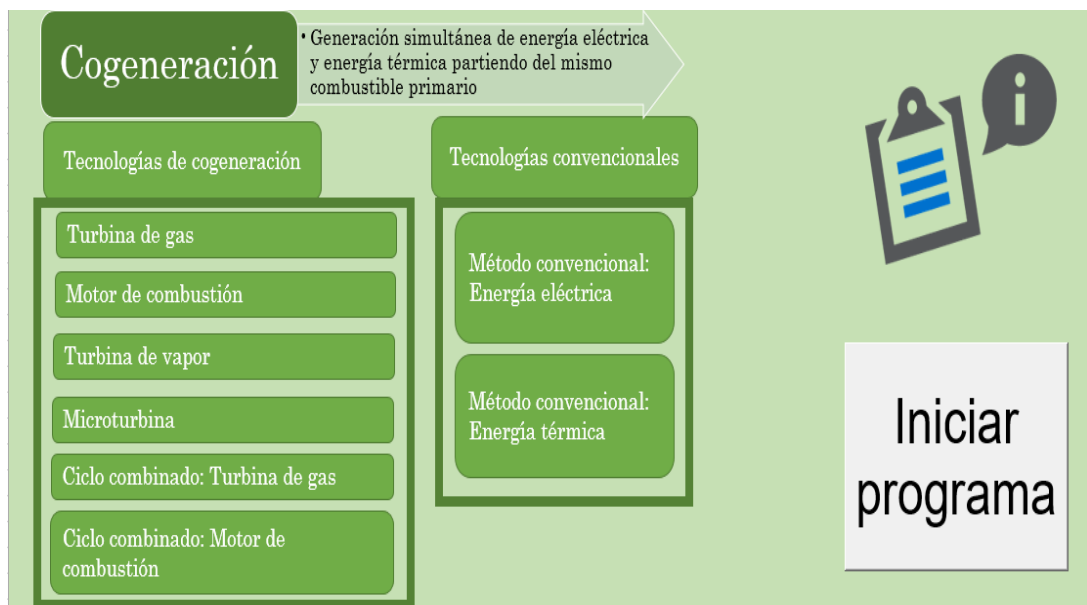



Figura 25. Instrucciones de uso de la herramienta

Instrucciones de uso

En la primer parte del formulario, introduzca las necesidades eléctricas y térmicas de su locación en las unidades correspondientes, si conoce los valores del costo de los combustibles y los poderes caloríficos de los mismos introduzca los, si no los conoce, los valores por defecto son una buena estimación.

Datos de entrada

Necesidad eléctrica [kW]	<input type="text"/>
Necesidad térmica [Btu/h]	<input type="text"/>
Costo del gas [\$/ft ³]	<input type="text"/>
Costo del diesel [\$/gal]	<input type="text"/>
PC del gas [Btu/ft ³]	<input type="text"/>
PC del diésel [Btu/gal]	<input type="text"/>



Una vez se tengan los datos de entrada requeridos para usar la herramienta, se escoge la opción “iniciar programa”, allí se desplegará una nueva ventana donde se ingresan los datos del proyecto a evaluar, se debe ingresar la necesidad eléctrica o térmica del mismo, se tienen otras cuatro casillas con los valores del costo de gas, del diesel, y los poderes caloríficos de estos combustibles; para estas variables se incluyen valores por defecto, pero pueden ser modificados si el usuario así lo requiere. Adicionalmente se tiene en la misma ventana la lista de los métodos de cogeneración mencionados en el estudio preliminar y los tiempos determinados para su implementación (2, 5 y 10 años), cada una de estas opciones posee una casilla para seleccionar todas las opciones que se quieran comparar.

Figura 26. Ventana para el ingreso de datos requeridos por la herramienta

Datos de entrada

Necesidad eléctrica [kW] 0

Necesidad térmica [Btu/h] 0

Costo del gas [\$/MMBtu] 3

Costo del diesel [\$/gal] 2

PC del gas [Btu/ft³] 1000

PC del diésel [Btu/gal] 7800

Listo

	Dos años	Cinco años	Diez años
Turbina de gas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Motor de combustión interna	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Turbina de vapor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Microturbina	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ciclo combinado con turbina de gas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ciclo combinado con motor de combustión	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Método convencional con diésel	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Método convencional con gas natural	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Al completarse la selección e ingreso de los datos se selecciona la pestaña “Listo”, una vez hecho esto, la herramienta generará una ventana adicional donde son mostradas las tendencias de los costos de los métodos seleccionados en función del tiempo de implementación de los mismos. Las gráficas obtenidas serán analizadas para determinar cuál es la opción que mejor se ajusta a las necesidades del proyecto evaluado.

4.3 ANÁLISIS DE VIABILIDAD

El software arroja un conjunto de gráficas que permite visualizar el comportamiento en el tiempo del costo de cada una de las alternativas evaluadas. Esto permite identificar fácilmente cuáles métodos representan costos mayores en comparación a los demás, facilitando el proceso de toma de decisiones. Los métodos de mayor costo pueden ser descartados, omitiéndose su selección para repetir el proceso de graficación, lo cual permite realizar una comparación más detallada entre unas

pocas opciones (dos o tres) de cogeneración o método convencional y una adecuada evaluación técnica de viabilidad.

El programa ha sido construido de manera amigable con el usuario, incluso con aquellas personas que no tienen conocimiento sobre el tema. Sin embargo, un usuario conocedor de la generación y la cogeneración sabrá que de acuerdo a las necesidades energéticas de calor y/o electricidad que se tengan, existen ciertos métodos que presentan ventajas sobre otros, y esto puede permitirle considerar un menor número de posibilidades en la comparación disminuyendo el tiempo del proceso de toma de decisiones. Para ayudar a la toma de esta decisión, se ingresó la información de los rangos operacionales correspondientes a cada uno de los métodos de tal manera que no puedan ser elegidos aquellos métodos que estén fuera del intervalo de operación también solo pueden ser ingresados a la herramienta información con necesidades reales de energía térmica y eléctrica.

La herramienta creada en Microsoft Excel puede aplicarse a diversas industrias que deseen evaluar la posibilidad de implementar cogeneración. Sin embargo, el objetivo del presente proyecto fue evaluar qué tan rentable resulta la implementación de uno de estos sistemas en un campo petrolero, y por consiguiente los casos de estudio que se utilizaron corresponden exclusivamente a pozos petroleros con necesidades energéticas diversas.

4.4 CASOS DE ESTUDIO

4.4.1 Caso de estudio: Manifa Central Power Facility. La CPF Manifa cuenta con una producción de 500000 barriles por día de crudo pesado, y la capacidad máxima de producción de la planta es de 900000 barriles por día. La planta consta de dos turbinas de gas y de dos sistemas de recuperación de calor, que proveen vapor a dos turbinas de vapor, la capacidad total de generación es cercana a los 500 MW.

Para llegar a dicha capacidad se emplean dos plantas de cogeneración de ciclo combinado con turbina de gas. La primera planta tiene una capacidad de generación de 224 MW y la segunda de 194 MW. Cuando se genera energía en exceso, ésta es enviada a la red nacional de energía.

Para determinar la viabilidad del sistema de cogeneración, utilizamos la herramienta software introduciendo la necesidad energética de la locación, al no especificarse la necesidad térmica, se asume que es cubierta al cumplirse la necesidad eléctrica.

Para el análisis de la primera planta de cogeneración con ciclo combinado [224 MW]:

Figura 27. Datos de entrada de la necesidad eléctrica del campo en la herramienta software.

Datos de entrada

Necesidad eléctrica [kW] 154000

Necesidad térmica [Btu/h] 0

Costo del gas [\$/MMBtu] 3.4

Costo del diesel [\$/gal] 2.5

PC del gas [Btu/ft³] 1000

PC del diésel [Btu/gal] 7800

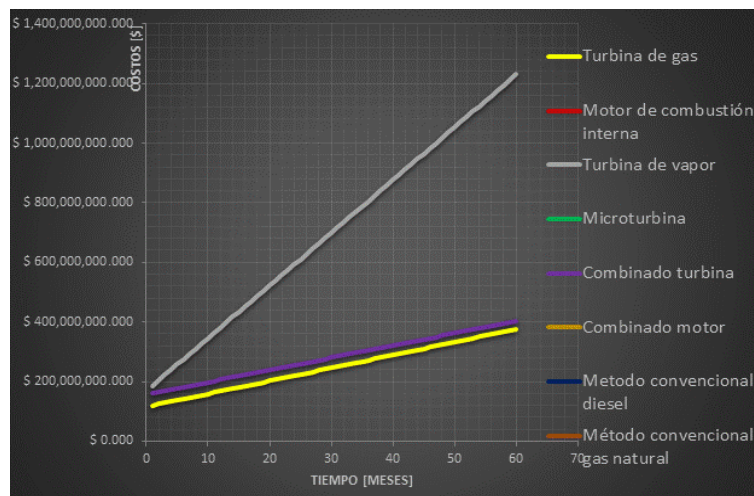
Listo

	Dos años	Cinco años	Diez años
Turbina de gas	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Motor de combustión interna	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Turbina de vapor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Microturbina	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ciclo combinado con turbina de gas	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ciclo combinado con motor de combustión	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Método convencional con diésel	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Método convencional con gas natural	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Se escoge un tiempo de cinco años para determinar el comportamiento de los diferentes sistemas de cogeneración, en la herramienta solo pueden ser

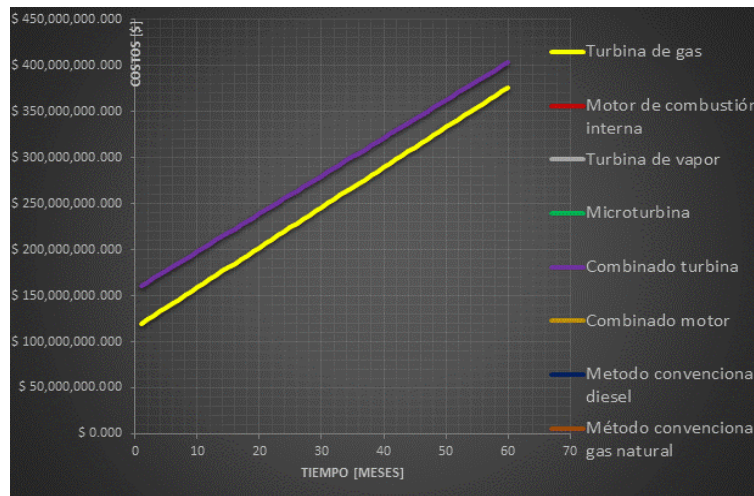
seleccionados los sistemas con turbina de gas, turbina de vapor y el ciclo combinado con turbina de gas debido a que las necesidades eléctricas de este caso no se ajustan a los rangos operacionales de los sistemas que utilizan motores de combustión y microturbina, al graficar obtenemos:

Figura 28. Comportamiento de los sistemas de cogeneración escogidos para evaluación del campo Manifa



Las tendencias nos muestra que el ciclo con turbina de vapor no se ajusta a este caso de estudio por lo que es descartado y se grafica nuevamente los métodos restantes.

Figura 29. Sistemas de cogeneración más adecuados para la generación energética del campo Manifa.



Como se observa en la tendencia, aunque la inversión inicial de una planta de ciclo combinado es mayor, con el tiempo los costos operacionales serán menores.

Para la segunda planta de cogeneración con ciclo combinado [194 MW] se aplica el mismo análisis de la primer planta y se determina la viabilidad de la planta de ciclo combinado, la decisión de instalar dos plantas en lugar de una sola se basa en garantizar el suministro parcial de energía en caso de que alguna falle, así como también para realizar los mantenimientos preventivos sin detener toda la operación. Al implementar cogeneración en esta situación se genera un beneficio mayor en comparación con generar tanto la energía térmica como energía eléctrica independientemente, en términos económicos y ambientales, pues una mayor eficiencia del proceso garantiza un menor impacto ambiental y costos operacionales bajos.

4.4.2 Caso de estudio: Kern River Oil Field. El campo petrolero Kern River cuenta con plantas de cogeneración, generando vapor y energía eléctrica. El consumo de este campo, corresponde a 62 millones de Btu (energía equivalente aproximadamente a 11 barriles de crudo) por hora cuando está en operación, las plantas de cogeneración están en capacidad de generar 1321 MW de energía

eléctrica (equivalente a dos plantas de tamaño medio de producción de energía a partir de carbón). Este campo petrolero sólo consume cerca de 550 MW, por lo que el exceso de energía se vende a la red, pero su objetivo principal es generar vapor para suplir las necesidades del campo, esta generación representa la mayoría de los gastos de producción del campo. Solo una de las plantas anteriormente mencionadas produce 18800 kW y 40 millones de Btu/h.

Se hace uso de la herramienta software creada para la determinación de la viabilidad de cogeneración de energía, para tal fin, se ingresa la necesidad de vapor para este campo y la cantidad de energía eléctrica, el software garantizará la producción de las cantidades de energía ingresadas.

Figura 30. Datos de entrada de la necesidad eléctrica del campo en la herramienta software.

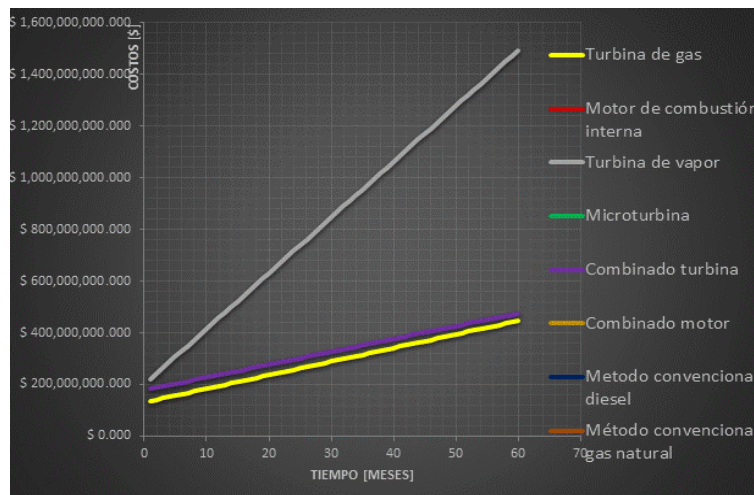
The screenshot shows a software window titled "Datos de entrada" with a close button (X) in the top right corner. It contains several input fields and a selection table.

Datos de entrada			
Necesidad eléctrica [kW]	188000		
Necesidad térmica [Btu/h]	400000000		
Costo del gas [\$/MMBtu]	3.4		
Costo del diesel [\$/gal]	2.5		
PC del gas [Btu/ft ³]	1000		
PC del diésel [Btu/gal]	7800		
		Listo	
		Dos años	Cinco años
Turbina de gas	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Motor de combustión interna	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Turbina de vapor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Microturbina	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ciclo combinado con turbina de gas	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ciclo combinado con motor de combustión	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Método convencional con diésel	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Método convencional con gas natural	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Para este caso fue escogido el tiempo de cinco años para determinar el comportamiento de los sistemas de cogeneración, para este caso no es viable implementar una planta de cogeneración que usa turbina de vapor dado que aunque la necesidad del campo es principalmente térmica, la demanda eléctrica también es

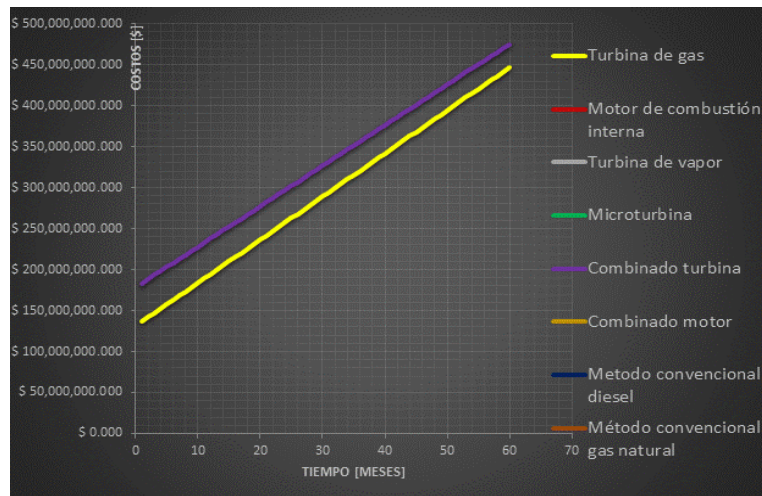
alta y este equipo presenta bajos rendimientos en cuanto a electricidad, la microturbina es usada para generar cantidades bajas de electricidad por lo que se observa que solo pueden ser seleccionadas las configuraciones de turbina de gas, turbina de vapor y ciclo combinado con turbina de gas, a graficar se obtiene:

Figura 31. Comportamiento de los sistemas de cogeneración planteados para evaluación del campo Kern River



Analizando la figura 31 , se puede concluir que el método con turbina de gas, el ciclo combinado con turbina de gas y ciclo combinado con motor de combustión resultan opciones viables para implementar en este campo, sin embargo el sistema de turbina de vapor se desfasa mucho con respecto a los otros dos, la decisión final va a depender de las condiciones de la locación y las condiciones de operación implementadas en el campo.

Figura 32. Sistemas de cogeneración más adecuados para la generación energética del campo Kern River.



El campo Kern River es el claro ejemplo de como la cogeneración puede ser una alternativa real en un campo petrolero, de haber decidido generar de forma independiente la energía eléctrica y la energía térmica los costos operacionales serían mucho mas significativos y la huella ambiental en la zona sería considerable.

4.4.3 Caso de estudio: Rumaila Oilfield. El campo Rumaila hace parte de la South Oil Company (SOC), es el campo productor de petróleo más grande en Iraq y uno de los mayores productores a nivel mundial, desde el 2010, la producción en este campo ha incrementado en más de un tercio, para el 2015, la producción era de 1351 millones de barriles por día. Cerca de 2.2 billones de barriles han sido producidos en el periodo, generando cerca de 200 billones de dólares para el estado.

Será instalada en dicha locación un grupo de 5 turbinas de gas, con el objetivo de instalar una capacidad de generar 235 MW como pico de eficiencia. El combustible para estas turbinas se obtendrá directamente de la producción del campo.

Haciendo uso de la herramienta software “Cogeneración GO”, se introducen las necesidades energéticas del campo, al no mencionarse la necesidad térmica, se asume que es cubierta al ser cumplida la necesidad eléctrica. Dado que el combustible es obtenido del mismo campo, el costo del mismo es nulo.

Figura 33. Datos de entrada de la necesidad eléctrica del campo en la herramienta software.

Datos de entrada

Necesidad eléctrica [kW] 235000

Necesidad térmica [Btu/h] 0

Costo del gas [\$/MMBtu] 3.4

Costo del diesel [\$/gal] 2.5

PC del gas [Btu/ft³] 1000

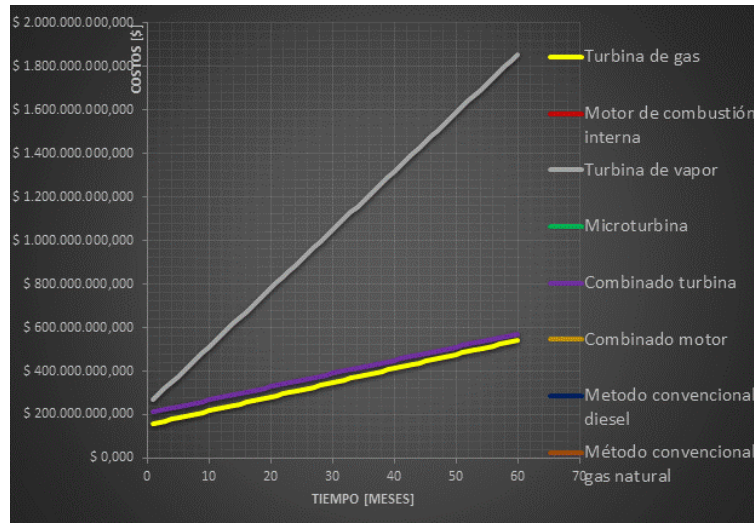
PC del diésel [Btu/gal] 7800

Listo

	Dos años	Cinco años	Diez años
Turbina de gas	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Motor de combustión interna	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Turbina de vapor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Microturbina	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ciclo combinado con turbina de gas	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ciclo combinado con motor de combustión	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Método convencional con diésel	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Método convencional con gas natural	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Se escogió un tiempo de cinco años para analizar las tendencias de los diferentes sistemas de generación de energía y se obtuvo:

Figura 34. Comportamiento de los sistemas de cogeneración escogidos para evaluación del campo Rumaila Oilfield



La herramienta descartó la microturbina, pues esta está diseñada para bajas potencias. Al hacerlo, claramente es visible la viabilidad de un sistema con turbinas de gas, pues sus costos de instalación son menores a los otros métodos y sus costes operacionales son igualmente más bajos.

La decisión tomada por los ingenieros del campo Rumaila es correcta, pues esta es viable económicamente y amigable con el medio ambiente. Las turbinas de gas utilizadas para la generación de electricidad es una tecnología que ha sido probada en diferentes situaciones alrededor del mundo, dando como resultado una alta confiabilidad.

5. CONCLUSIONES

La viabilidad de un proyecto de cogeneración en un campo petrolero depende directamente de las necesidades de energía eléctrica y térmica del mismo, así como también la disponibilidad del combustible primario para las plantas.

La generación de electricidad y/o calor utilizando gas natural es un proceso mucho más rentable y más amigable con el medio ambiente que el método convencional utilizando diésel, sin embargo, no siempre es fácil disponer de gas natural como combustible primario en la locación.

La eficiencia de una planta de cogeneración es significativamente mayor que la de una planta convencional, por lo tanto, el impacto ambiental disminuye.

Siempre existirá un exceso de algún tipo de energía en un proceso de cogeneración, ya sea eléctrica o térmica.

La viabilidad económica de un proceso de cogeneración no siempre garantiza su viabilidad técnica, pues existen diferentes factores operacionales de las plantas de cogeneración que deben analizarse según la ubicación de las mismas.

6. RECOMENDACIONES

Para continuar con la temática de investigación del presente trabajo, se recomienda:

Analizar las características del calor residual de los procesos de cogeneración para analizar la viabilidad de un proceso de trigeneración en un campo petrolero.

Incluir el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero para cada método con el fin de realizar un análisis comparativo de su posible disminución utilizando cogeneración.

Realizar una nueva revisión de los costos de instalación y operacionales de los diferentes tipos de plantas con el objetivo de optimizar las tendencias económicas debido a que los precios de los equipos cambian según las nuevas tecnologías que se desarrollen y a que los precios de los combustibles son volátiles y dependen de diferentes factores tanto económicos como geopolíticos.

Aplicar el modelo a situaciones diferentes a los campos petroleros, para determinar la viabilidad de proyectos de cogeneración en diferentes sectores productivos del país.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2015 - Executive Summary.
- [2] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Electricity generation by fuel in the reference case, 1990-204. *Annual Energy Outlook 2014*, 2014, MT-28.
- [3] MATT VARHAUG. (2012). *Un giro a la derecha: Una visión general de las operaciones de perforación*. Oilfield Review, 23, no.3, 60-63.
- [4] GARCIA-CUELLAR, J. Ángel; ARREGUIN-SANCHEZ, Francisco; HERNANDEZ VAZQUEZ, Sergio y LLUCH-COTA, Daniel B. Impacto ecológico de la industria petrolera en la sonda de Campeche, México, tras tres décadas de actividad: Una revisión. INCI. 2004, vol.29, n.6 [citado 2015-07-26], pp. 311-319. Recuperado el 22 de Agosto del 2016 en: <http://www.scielo.org.ve/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0378-18442004000600006&lng=es&nrm=iso>. ISSN 0378-1844.
- [5] DALNOKY J & A: DAVID, A. *Cogeneration Financing Issues*. Symposium on Energy, Finance and Taxation Policies. Society of Petroleum Engineers. 1986, April 14.
- [6] ESPEJO MARÍN, CAYETANO, Electricidad producida en centrales de cogeneración en la Región de Murcia Papeles de Geografía [en línea] 2003, (julio-diciembre). Recuperado el 19 de diciembre de 2016 en: <<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=40703811>> ISSN 0213-1781

[7] GUEVARA AHUATZI, L. Integración de una caldera de lecho fluidizado circulante presurizada a un ciclo combinado (Ingeniero). Universidad Nacional Autónoma de México. 2010.

[8] VELAZCO, F. Estudio de viabilidad y diseño de una planta de cogeneración para una industria cárnica (Ingeniero). Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior. 2009.

[9] PLANTAS DE COGENERACIÓN. Información de Turbinas de Gas. Retrieved 14 January 2017, from <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/turbinas-de-gas>.

[10] ASERTTI (Association of State Energy Research & Technology Transfer Institutions). Strategic CHP Deployment Assistance for Wastewater Treatment Facilities. Association of State Energy Research & Technology Transfer Institutions, Madison, WI. 2009.

[11] BAILEY, O., E. WORRELL. Clean Energy Technologies: A Preliminary Inventory of the Potential for Electricity Generation (DE-AC02-05CH11231). U.S. Department of Energy, Washington, DC. 2005.

[12] MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro Fabián, TORRES TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta Software de selección (Tesis de pregrado), Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2007.

[13] Las nuevas tecnologías de elevado rendimiento energético y el medio ambiente», en La Industria Eléctrica y el Medio Ambiente. UNESA. Madrid, p. 146.

[14] Cogeneración de 25 MW con siete motores a gas para una estación depuradora de aguas residuales de la industria del curtido en Lorca, Murcia», Infopower, nº 55, pp. 9-91.

[15] MUÑOZ, José Manuel. Cogeneración en grandes centrales de proceso. El Cotidiano [en línea] 2003, 19 (enero-febrero): Recuperado el 24 de enero de 2017 en:<<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=32511706>> ISSN 0186-1840

[16] MEJÍA-RODRÍGUEZ, Jorge Antonio, CÓRDOVA-CANELA, Fernando, ÁVILA-RAMÍREZ, David Carlos. Las innovaciones tecnológicas orientadas al autoabastecimiento energético sostenible: el caso de México. Revista Bitácora Urbano Territorial [en línea] 2016, 26 (Enero-Junio): Recuperado el 24 de enero de 2017 en:<<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=74846572010>> ISSN 0124-7913

[17] DE OLIVEIRA Jr., Silvio, BURBANO J., Juan Carlos, Exergoeconomic optimization of tetra-combined trigeneration systemDyna [en línea] 2015, 82 (Febrero-s.f.): Recuperado el 24 de enero de 2017 en: <<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=49635366015>> ISSN 0012-7353

[18] TIWARI, A., *et al*, "Thermodynamic Analysis of Combined Cycle Power Plant". International Journal of Engineering Science and Technology, 2010, vol.2, n.4, p. 480-491, ISSN 0975-5462.

[19] CALVO GONZÁLES, Alberto Eduardo, VIZQUERRA ROJO, Víctor. Ingeniería Energética Vol. XXXV, No. 2/ 2014 p.122 – 130, Mayo/Agosto. ISSN 1815 – 5901.

BIBLIOGRAFÍA

ASERTTI (Association of State Energy Research & Technology Transfer Institutions). Strategic CHP Deployment Assistance for Wastewater Treatment Facilities. Association of State Energy Research & Technology Transfer Institutions, Madison, WI. 2009.

BAILEY, O., E. WORRELL. Clean Energy Technologies: A Preliminary Inventory of the Potential for Electricity Generation (DE-AC02-05CH11231). U.S. Department of Energy, Washington, DC. 2005.

CALVO GONZÁLES, Alberto Eduardo, VIZQUERRA ROJO, Víctor. Ingeniería Energética Vol. XXXV, No. 2/ 2014 p.122 – 130, Mayo/Agosto. ISSN 1815 – 5901. Cogeneración de 25 MW con siete motores a gas para una estación depuradora de aguas residuales de la industria del curtido en Lorca, Murcia», Infopower, nº 55, pp. 9-91.

DALNOKY J & A: DAVID, A. *Cogeneration Financing Issues*. Symposium on Energy, Finance and Taxation Policies. Society of Petroleum Engineers. 1986, April 14.

DE OLIVEIRA Jr., Silvio, BURBANO J., Juan Carlos, Exergoeconomic optimization of tetra-combined trigeneration systemDyna [en línea] 2015, 82 (Febrero-s.f.): Recuperado el 24 de enero de 2017 en: <<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=49635366015>> ISSN 0012-7353.

ESPEJO MARIN, CAYETANO, Electricidad producida en centrales de cogeneración en la Región de Murcia Papeles de Geografía [en línea] 2003, (julio-diciembre). Recuperado el 19 de diciembre de 2016 en: <<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=40703811>> ISSN 0213-1781.

GARCIA-CUELLAR, J. Ángel; ARREGUIN-SANCHEZ, Francisco; HERNANDEZ VAZQUEZ, Sergio y LLUCH-COTA, Daniel B. Impacto ecológico de la industria petrolera en la sonda de Campeche, México, tras tres décadas de actividad: Una revisión. INCI. 2004, vol.29, n.6 [citado 2015-07-26], pp. 311-319. Recuperado el 22 de Agosto del 2016 en: <http://www.scielo.org.ve/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0378-18442004000600006&lng=es&nrm=iso>. ISSN 0378-1844.

GUEVARA AHUATZI, L. Integración de una caldera de lecho fluidizado circulante presurizada a un ciclo combinado (Ingeniero). Universidad Nacional Autónoma de México. 2010.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2015 - Executive Summary.

Las nuevas tecnologías de elevado rendimiento energético y el medio ambiente», en La Industria Eléctrica y el Medio Ambiente. UNESA. Madrid, p. 146.

MATT VARHAUG. (2012). *Un giro a la derecha: Una visión general de las operaciones de perforación*. Oilfield Review, 23, no.3, 60-63

MEJÍA-RODRÍGUEZ, Jorge Antonio, CÓRDOVA-CANELA, Fernando, ÁVILA-RAMÍREZ, David Carlos. Las innovaciones tecnológicas orientadas al autoabastecimiento energético sostenible: el caso de México. Revista Bitácora

Urbano Territorial [en línea] 2016, 26 (Enero-Junio): Recuperado el 24 de enero de 2017 en:<<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=74846572010>> ISSN 0124-7913.

MUÑOZ, José Manuel. Cogeneración en grandes centrales de proceso. El Cotidiano [en línea] 2003, 19 (enero-febrero): Recuperado el 24 de enero de 2017 en:<<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=32511706>> ISSN 0186-1840.

MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro Fabián, TORRES TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta Software de selección (Tesis de pregrado), Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2007.

PLANTAS DE COGENERACIÓN. Información de Turbinas de Gas. Retrieved 14 January 2017, from <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/turbinas-de-gas>.

TIWARI, A., *et al*, "Thermodynamic Analysis of Combined Cycle Power Plant". International Journal of Engineering Science and Technology, 2010, vol.2, n.4, p. 480-491, ISSN 0975-5462.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Electricity generation by fuel in the reference case, 1990-204. *Annual Energy Outlook 2014*, 2014, MT-28.

VELAZCO, F. Estudio de viabilidad y diseño de una planta de cogeneración para una industria cárnica (Ingeniero). Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior. 2009

ANEXOS

ANEXO A: TABLAS DE CARÁCTERÍSTICAS DE LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES DE COGENERACIÓN

Tabla A1. Características del comportamiento y costos para una turbina de gas

Gas turbine					
Cost & performance characteristics	System				
	1	2	3	4	5
Net electricity capacity [kW]	3304	7038	9950	20336	44488
Installed cost [2013 \$/kW]	\$ 3.281,00	\$ 2.080,00	\$ 1.976,00	\$ 1.518,00	\$ 1.248,00
Electric Heat Rate [Btu/kWh], HHV	14247	11807	12482	10265	9488
Electrical efficiency [%], HHV	23,95%	28,90%	27,34%	33,24%	35,96%
Fuel input [MMBtu/hr], HHV	47,1	83,1	124,2	208,7	422,1
Required fuel gas pressure [Psig]	166,8	299,4	362,3	405,2	538
CHP characteristics					
Exhaust flow [1000 lb/hr]	149,2	211,6	334	536	1047
GT exhaust temperature [°F]	838	916	913	874	861
HRS ex exhaust temperature [°F]	336	303	322	326	300
Steam output [MMBtu/hr]	19,66	34,44	52,36	77,82	138,72
Steam output [1000 lb/hr]	19,65	34,42	52,32	77,77	138,64
Steam output [kW equivalent]	5760	10092	15340	22801	40645
Total CHP efficiency [%], HHV	65,70%	70,40%	69,50%	70,50%	68,80%
Power/Heat ratio	0,57	0,7	0,65	0,89	1,09
Net heat rate [Btu/kWh]	6810	5689	5905	5481	5590
Effective electrical efficiency [%]	50%	60%	58%	62%	61%
Thermal output as fraction of fuel	0,42	0,41	0,42	0,37	0,33
Electric output as fraction of fuel	0,24	0,29	0,27	0,33	0,36
Maintenance cost					
Turbine O&M [\$/kWh]	\$ 0,0090	\$ 0,0090	\$ 0,0089	\$ 0,0062	\$ 0,0062
BOP O&M [\$/kWh]	\$ 0,0036	\$ 0,0033	\$ 0,0031	\$ 0,0031	\$ 0,0030
Total O&M [\$/kWh]	\$ 0,0126	\$ 0,0123	\$ 0,0120	\$ 0,0093	\$ 0,0092

Tabla A2. Características del comportamiento y costos para una turbina de vapor

Steam turbine			
Cost & performance characteristics	System		
	1	2	3
Net electricity capacity [kW]	500	3000	15000
Installed cost [2013 \$/kW]	\$ 1.136,00	\$ 682,00	\$ 666,00
Electrical efficiency [%], HHV	6,27%	4,92%	7,31%
Fuel input [MMBtu/hr], HHV	27,2	208,3	700,1
CHP characteristics			
Exhaust flow [lb/hr]	20050	152600	494464
Exhaust temperature [°F]	298	373	379,7
Steam to process [MMBtu/hr]	19,9	155,7	506,8
Steam to process [kW]	5844	45624	148484
Power/heat ratio	0,086	0,066	0,101
Total efficiency [%]	79,60%	79,68%	79,70%
Maintenance cost			
Total O&M [\$/kWh]	\$ 0,0100	\$ 0,0090	\$ 0,0060

Tabla A3. Características del comportamiento y costos para un motor de combustión interna

Internal gas combustion engines					
Cost & performance characteristics	System				
	1	2	3	4	5
Net electricity capacity [kW]	100	633	1121	3326	9341
Installed cost [2013 \$/kW]	\$ 2.900,00	\$ 2.837,00	\$ 2.366,00	\$ 1.801,00	\$ 1.433,00
Electric Heat Rate [Btu/KWh], HHV	12637	9896	9264	8454	8207
Electrical efficiency [%], HHV	27,00%	34,50%	36,80%	40,40%	41,60%
Fuel input [MMBtu/hr], HHV	1,26	6,26	10,38	28,12	76,66
Required fuel gas pressure [Psig]	0.4 - 1.0	>1.16	>1.74	>1.74	75
CHP characteristics					
Exhaust flow [1000 lb/hr]	1,2	7,89	13,68	40,17	120
Exhaust temperature [°F]	1200	941	797	721	663
Heat recovered from exhaust [MMBtu/hr]	0,21	1,48	2	5,03	10
Heat recovered from cooling jacket [MMBtu/hr]	0,46	0,72	1,29	1,63	4,27
Heat recovered from lube system [MMBtu/hr]	0	0,27	0,44	1,12	5
Heat recovered from intercooler [MMBtu/hr]	0	0,31	0,59	2,89	7,54
Total heat recovered [MMBtu/hr]	0,67	2,78	4,32	10,67	26,81
Total heat recovered [kW]	196	815	1266	3126	7857
Power/heat ratio	0,51	0,78	0,89	1,06	1,19
Total efficiency [%]	80%	78,9%	78,4%	78,3%	76,5%
Thermal output as fraction of fuel	0,53	0,444	0,416	0,379	0,35
Maintenance cost					
Total O&M [\$/kWh]	\$ 0,0250	\$ 0,0210	\$ 0,0190	\$ 0,0160	\$ 0,0085

Tabla A4. Características del comportamiento y costos para una microturbina

Microturbine						
Cost & performance characteristics	System					
	1	2	3	4	5	6
Net electricity capacity [kW]	28	61	190	240	320	950
Installed cost [2013 \$/kW]	\$ 4.300,00	\$ 3.220,00	\$ 3.150,00	\$ 2.720,00	\$ 2.580,00	\$ 2.500,00
Electric Heat Rate [Btu/KWh], HHV	15535	14393	12824	13110	12198	12824
Electrical efficiency [%], HHV	21,90%	23,70%	26,60%	26,00%	28,00%	26,60%
Fuel input [MMBtu/hr], HHV	0,434	0,876	2,431	3,139	3,894	12,155
Required fuel gas pressure [Psig]	55 - 60	75 - 80	75 - 80	80 - 140	90 - 140	75 - 80
CHP characteristics						
Exhaust flow [1000 lb/s]	0,68	1,13	2,93	4,7	5,3	14,7
Exhaust temperature [°F]	530	592	535	493	512	535
Heat exchanger exhaust temperature [°F]	190	190	200	190	190	200
Steam output [MMBtu/hr]	0,21	0,41	0,88	1,28	1,54	4,43
Steam output [kW equivalent]	61	119,8	258,9	375,6	450,2	1299
Total CHP efficiency [%], HHV	70,00%	70,40%	63,00%	66,90%	67,50%	63,10%
Power/Heat ratio	0,46	0,51	0,73	0,64	0,71	0,73
Net heat rate [Btu/kWh]	6211	5983	6983	6405	6170	6963
Effective electrical efficiency [%]	55%	57%	49%	53%	55%	49%
Maintenance cost						
Total O&M [\$/kWh]		\$ 0,0130	\$ 0,0160	\$ 0,0110	\$ 0,0090	\$ 0,0120

Tabla A5: Características del comportamiento y costos para un sistema de ciclo combinado con turbina de gas

Combined gas turbine			
Cost & performance characteristics	System		
	1	2	3
Net electricity capacity [kW]	3804	7741,26	47079,9
Installed cost [2013 \$/kW]	\$ 3.949,00	\$ 3.154,00	\$ 1.959,21
Electrical efficiency [%], HHV	27,56%	31,78%	38,06%
Fuel input [MMBtu/hr], HHV	47,1	83,1	422,1
Required fuel gas pressure [Psig]	166,8	299,4	538
CHP characteristics			
Steam output [MMBtu/hr]	19,9	33,38	137,469
Steam output [kW equivalent]	5844	10027,246	41234,734
Total CHP efficiency [%], HHV	65,70%	70,40%	68,80%
Maintenance cost			
Total O&M [\$ /kWh]	\$ 0,0226	\$ 0,0213	\$ 0,0101

Tabla A6. Características del comportamiento y costos un sistema de ciclo combinado con motor de combustión

Combined combustion engine - gas turbine			
Cost & performance characteristics	System		
	1	2	3
Net electricity capacity [kW]	1531	4120	11559
Installed cost [2013 \$/kW]	\$ 3.529,00	\$ 2.850,00	\$ 2.196,00
Electrical efficiency [%], HHV	50,33%	49,99%	51,45%
Fuel input [MMBtu/hr], HHV	10,38	28,12	76,66
Required fuel gas pressure [Psig]	>1.74	>1.74	75
CHP characteristics			
Steam output [MMBtu/hr]	4,32	10,67	26,81
Steam output [kW equivalent]	1266	3126	7857
Total CHP efficiency [%], HHV	65,70%	70,40%	68,80%
Maintenance cost			
Total O&M [\$ /kWh]	\$ 0,0290	\$ 0,0250	\$ 0,0175

Tabla A7. Características del comportamiento y costos para método convencional de generación de energía.

Combustion diesel engine					
Cost & performance characteristics	System				
	1	2	3	4	5
Net electricity capacity [kW]	40	228	400	2000	3000
Installed cost [2013 \$/kW]	\$ 416,63	\$ 184,54	\$ 219,86	\$ 402,23	\$ 808,65
Electrical efficiency [%], HHV	35,32%	39,89%	37,96%	39,96%	39,80%
Fuel input [MMBtu/hr], HHV	0,3864	1,9504	3,5953	17,075	25,719
Maintenance cost					
Total O&M [\$/kWh]	\$ 0,0280	\$ 0,0270	\$ 0,0260	\$ 0,0166	\$ 0,0073

Tabla A8. Costos y características para método convencional de generación de vapor.

Cost & performance characteristics	System		
	1	2	3
Steam output [Btu/hr]	24000	96000	144000
Installed cost [2013 \$/Btu]	\$ 1,58	\$ 1,57	\$ 1,37
Steam output [kW equivalent]	7	28	42,2
Fuel input [MMBtu/hr], HHV	0,025945946	0,10010428	0,15517241