

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**SIMULACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN  
ELÉCTRICA UTILIZANDO GAS DE BAJA PRESIÓN DEL  
DISTRITO NORTE EN EL ESTADO MONAGAS COMO  
COMBUSTIBLE EN UN CICLO DE POTENCIA**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Gragirena L, Kharlys R  
Para optar al Título  
de Ingeniero Químico

Caracas, 2011

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **SIMULACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO GAS DE BAJA PRESIÓN DEL DISTRITO NORTE, EN EL ESTADO MONAGAS, COMO COMBUSTIBLE EN UN CICLO DE POTENCIA.**

**Tutor Académico:** Msc. Francisco Yáñez

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Gragirena L, Kharlys R  
Para optar al Título  
de Ingeniero Químico

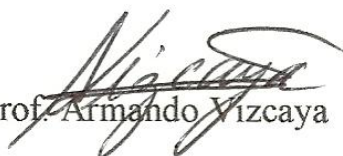
Caracas, 2011

Caracas, Mayo de 2011

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Kharlys Rosa Gragirena León, titulado:

**“SIMULACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO GAS DE BAJA PRESIÓN DEL DISTRITO NORTE EN EL ESTADO MONAGAS COMO COMBUSTIBLE EN UN CICLO DE POTENCIA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Químico y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO

  
Prof. Armando Vizcaya

Jurado



  
Prof. Johnny Vásquez

Jurado

  
Msc. Francisco Yáñez

Tutor Académico

---

## DEDICATORIA

*A mi madre, por quererme incondicionalmente y estar siempre pendiente de mi,  
por haberme enseñado los valores que ahora me hacen quien soy,  
porque sin ella no estaría donde estoy,  
Simplemente, Gracias!*

---

## AGRADECIMIENTOS

Antes que todo, gracias a la Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras, por haberme recibido y enseñado tanto;

Gracias a mi tutor, Francisco Yáñez, por haberme ofrecido un tema de tesis con el que me sintiera cómoda y con el que estoy segura se pueden hacer grandes avances sociales y ambientales y por su ayuda y apoyo durante estos meses, por siempre tener una sonrisa para atenderme aun cuando estuviera ocupado;

Gracias a mi familia, mah y herma, por el apoyo y la paciencia incondicional todo este tiempo;

A mi grupo feliz, Andrea, Oswe y el enanito, Freddy, porque sin ustedes el paso por esta casa de estudio no habría sido tan maravillosa;

Al profesor Humberto Kum por su infinita receptividad y sus consejos;

A los ingenieros Oscar Martínez, José Eloy Castro, Carlos Domínguez, José Monges, Phillipe Mandar y Antonio Ron Pedrique por su ayuda, por compartir sus experiencias conmigo y ayudarme a lograr esta meta, además, gracias por recibirme tan abiertamente como una integrante del equipo de trabajo en ABSG;

Gracias a esas personas que por omisión involuntaria no aparecen acá pero que no dejan de ser especiales para mi;

Y por último, mil gracias a Ben, por el apoyo, por los empujones en los momentos precisos, por el ánimo, por la motivación constante, por todo el cariño y el amor que me has dado, y por sobre todo, por la paciencia.

Gracias!

---

**Gragirena L, Kharlys R**

**SIMULACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN  
ELÉCTRICA UTILIZANDO GAS DE BAJA PRESIÓN DEL  
DISTRITO NORTE, EN EL ESTADO MONAGAS, COMO  
COMBUSTIBLE EN UN CICLO DE POTENCIA**

**Tutor Académico: Prof. Francisco Yáñez. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Año 2011. Págs. 128.**

**Palabras clave: Gas Natural, Quema, Generación Eléctrica, Centro Operativo Jusepín, Ciclos de Rankine, Simulación.**

**Resumen.**

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos, compuesta principalmente por metano. Actualmente la República Bolivariana de Venezuela cuenta con grandes reservas de gas natural que la ubican en el primer lugar de América latina. En este sentido, durante la extracción y procesamiento del petróleo, parte del gas natural asociado es quemado, venteado o procesado para reinyección en pozo. La diferencia fundamental entre los procesos de venteo y quema es que en este proceso, el metano como principal componente del gas natural es convertido en dióxido de carbono, mientras que en el venteo el gas es liberado a la atmósfera de manera directa. Lo que se plantea en el presente Trabajo Especial de Grado es proponer un proceso de valorización del gas natural de venteo proveniente de las instalaciones del Distrito Norte de PDVSA mediante la simulación de ciclos de potencia en los que se utilice el gas natural como combustible. Para ello se hace uso del Paquete de Simulación PRO/II para simular y evaluar el Ciclo de Rankine Ideal, Ciclo de Rankine con Recalentamiento y el Ciclo Combinado como alternativas para el aprovechamiento del gas de venteo. Se evalúa el rendimiento del ciclo sin considerar y considerando las pérdidas en equipos y líneas, así como la eficiencia sobre los equipos mecánicos asociados. Además se realiza un análisis de sensibilidad con el flujo de gas de venteo disponible para determinar el punto mínimo de operación de los distintos ciclos tomando en cuenta las necesidades energéticas de las comunidades del Distrito Norte, en el Estado Monagas. Adicionalmente se realiza una evaluación del capital de inversión para cada ciclo, espacio requerido para su instalación y se evalúan los resultados en función de las normativas nacionales vigentes con respecto al aprovechamiento de gas natural y consideraciones ambientales.

---

## INDICE DE CONTENIDO

|                                                                       | PAG       |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>INTRODUCCIÓN .....</b>                                             | <b>1</b>  |
| <b>CAPÍTULO I.....</b>                                                | <b>3</b>  |
| <b>FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>                          | <b>3</b>  |
| <b>I.1.    PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>                        | <b>3</b>  |
| <b>I.2.    MARCO REFERENCIAL .....</b>                                | <b>4</b>  |
| <b>I.3.    OBJETIVOS.....</b>                                         | <b>8</b>  |
| <b>I.3.1.  General .....</b>                                          | <b>8</b>  |
| <b>I.3.2.  Específicos.....</b>                                       | <b>8</b>  |
| <b>CAPÍTULO II .....</b>                                              | <b>9</b>  |
| <b>MARCO TEÓRICO.....</b>                                             | <b>9</b>  |
| <b>II.1.  GAS NATURAL .....</b>                                       | <b>9</b>  |
| <b>II.2.  COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL .....</b>                       | <b>11</b> |
| <b>II.3.  USOS DEL GAS NATURAL .....</b>                              | <b>13</b> |
| <b>II.4.  TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL.....</b>                        | <b>15</b> |
| <b>II.4.1.  Remoción de Condensados y Petróleo.....</b>               | <b>17</b> |
| <b>II.4.2.  Remoción de Agua.....</b>                                 | <b>18</b> |
| <b>II.4.3.  Remoción de azufre y dióxido de carbono.....</b>          | <b>21</b> |
| <b>II.4.4.  Separación de Líquidos de Gas Natural (LGN) .....</b>     | <b>24</b> |
| <b>II.5.  CICLOS DE POTENCIA DE VAPOR .....</b>                       | <b>26</b> |
| <b>II.5.1.  Ciclo Ideal de Rankine .....</b>                          | <b>27</b> |
| <b>II.5.2.  Irreversibilidades en el Ciclo Ideal de Rankine .....</b> | <b>29</b> |
| <b>II.5.3.  Ciclo de Rankine Ideal con Recalentamiento .....</b>      | <b>30</b> |
| <b>II.5.4.  Ciclo de Rankine Ideal Regenerativo.....</b>              | <b>31</b> |
| <b>II.5.5.  Ciclo de Rankine Combinado .....</b>                      | <b>32</b> |
| <b>II.6.  TURBINAS .....</b>                                          | <b>34</b> |
| <b>II.7.  PAQUETE DE SIMULACIÓN PRO/II® .....</b>                     | <b>35</b> |
| <b>II.8.  ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD .....</b>                          | <b>36</b> |

---

|                                                                                                                                                               |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| II.9. INDICES DE COSTOS DE EQUIPOS Y CONSIDERACIONES<br>ECONOMICAS GENERALES.....                                                                             | 37        |
| II.10. NORMATIVA NACIONAL .....                                                                                                                               | 38        |
| <b>CAPITULO III.....</b>                                                                                                                                      | <b>39</b> |
| <b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>                                                                                                                               | <b>39</b> |
| <b>III.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....</b>                                                                                                                    | <b>39</b> |
| <b>III.2. CONDICIONES REQUERIDAS PARA LA UTILIZACIÓN DEL GAS<br/>    DE BAJA PRESIÓN COMO COMBUSTIBLE EN EL CICLO RANKINE Y<br/>    CICLO COMBINADO. ....</b> | <b>39</b> |
| <b>III.3. ESPECIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE PROCESO .....</b>                                                                                              | <b>41</b> |
| <b>III.4. SIMULACIÓN DE LOS CICLOS DE POTENCIA HACIENDO USO<br/>    DEL PAQUETE DE PRO/II® .....</b>                                                          | <b>42</b> |
| <b>III.5. SELECCIÓN DEL CICLO .....</b>                                                                                                                       | <b>47</b> |
| <b>III.6. NORMATIVA NACIONAL.....</b>                                                                                                                         | <b>49</b> |
| <b>CAPITULO IV .....</b>                                                                                                                                      | <b>50</b> |
| <b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....</b>                                                                                                              | <b>50</b> |
| <b>IV.1. EVALUACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....</b>                                                                                                        | <b>50</b> |
| <b>IV.1.1. Simulaciones en PRO/II.....</b>                                                                                                                    | <b>50</b> |
| <b>IV.1.2. Análisis de Sensibilidad .....</b>                                                                                                                 | <b>60</b> |
| <b>IV.1.3. Evaluación Económica.....</b>                                                                                                                      | <b>62</b> |
| <b>IV.1.4. Requerimiento espacial.....</b>                                                                                                                    | <b>64</b> |
| <b>IV.1.5. Selección del Ciclo a utilizar.....</b>                                                                                                            | <b>66</b> |
| <b>IV.1.6. Normativa nacional.....</b>                                                                                                                        | <b>67</b> |
| <b>CONCLUSIONES.....</b>                                                                                                                                      | <b>70</b> |
| <b>RECOMENDACIONES.....</b>                                                                                                                                   | <b>72</b> |
| <b>REFERENCIAS .....</b>                                                                                                                                      | <b>73</b> |
| <b>APENDICES.....</b>                                                                                                                                         | <b>76</b> |

---

## ÍNDICE DE TABLAS

|                                                                                                                               |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Balance General del año 2009 en el Distrito Furrial.....                                                             | 4  |
| Tabla 2. Gas de Quema en las Instalaciones del Distrito Furrial .....                                                         | 5  |
| Tabla 3 Composición del Gas de Quema en el Centro Operativo Jusepín .....                                                     | 6  |
| Tabla 4 Requerimientos Energéticos por Localidad de las Comunidades del Distrito Norte.....                                   | 7  |
| Tabla 5 Límites de Componentes Mayoritarios y Minoritarios del Gas Natural.....                                               | 12 |
| Tabla 6 Composición Final del Gas .....                                                                                       | 40 |
| Tabla 7 Métodos termodinámicos de referencia para sistema de gas natural .....                                                | 44 |
| Tabla 8 Gasto Máximo de Fluidos en Tuberías .....                                                                             | 46 |
| Tabla 9 Resultados para los Ciclos en Estudio sin tomar en cuenta las pérdidas en equipos y líneas de proceso.....            | 54 |
| Tabla 10 Cambios en el trabajo debido a la consideración de eficiencias en equipos mecánicos.....                             | 57 |
| Tabla 11 Resumen de Resultados para los Ciclos en Estudio tomando en cuenta las pérdidas en equipos y líneas de proceso ..... | 58 |
| Tabla 12 Temperatura de los gases de escape.....                                                                              | 59 |
| Tabla 13 Potencia generada por los ciclos considerando la reducción del gas de venteo .....                                   | 62 |
| Tabla 14 Costos de Inversión asociados a los ciclos en estudio .....                                                          | 63 |
| Tabla 15 Costo de planta instalada.....                                                                                       | 63 |
| Tabla 16 Espacio requerido para la instalación de los equipos principales .....                                               | 64 |

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                                                                                                                                                          |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Esquema de las Instalaciones del Distrito Norte de PDVSA .....                                                                                 | 10 |
| Figura 2 Producción y Distribución del Gas Natural (%) .....                                                                                             | 13 |
| Figura 3 Esquema General de Tratamiento del Gas Natural .....                                                                                            | 17 |
| Figura 4 Sistema Típico de Deshidratación con Trietilenglicol .....                                                                                      | 20 |
| Figura 5 Esquema del Ciclo Ideal de Rankine .....                                                                                                        | 28 |
| Figura 6 Esquema del Ciclo de Rankine con Recalentamiento .....                                                                                          | 30 |
| Figura 7 Esquema de un Sistema de Generación de Brayton .....                                                                                            | 33 |
| Figura 8 Esquema del Ciclo Combinado de Rankine .....                                                                                                    | 34 |
| Figura 9 Procedimiento General .....                                                                                                                     | 39 |
| Figura 10 Procedimiento para Realizar las Simulaciones en PRO/II .....                                                                                   | 42 |
| Figura 11 Representación Grafica del Ciclo Ideal de Rankine sin Pérdidas .....                                                                           | 51 |
| Figura 12 Representación Grafica del Ciclo de Rankine con Recalentamiento sin Pérdidas .....                                                             | 52 |
| Figura 13 Representación Grafica del Ciclo Combinado sin Pérdidas .....                                                                                  | 53 |
| Figura 14 Representación Gráfica del Ciclo de Rankine Ideal con Pérdidas .....                                                                           | 55 |
| Figura 15 Representación Gráfica del Ciclo de Rankine con Recalentamiento con Pérdidas .....                                                             | 56 |
| Figura 16 Representación Gráfica del Ciclo de Rankine Combinado con Pérdidas...                                                                          | 56 |
| Figura 17 Potencia Neta vs Caudal de Gas Natural para los Ciclos en Estudio .....                                                                        | 60 |
| Figura 18 Requerimiento espacial para una planta de generación termoeléctrica operando con Ciclo de Rankine y Ciclo de Rankine con Recalentamiento ..... | 65 |
| Figura 19 Requerimiento Espacial para una planta de generación termoeléctrica operando con Ciclo de Rankine Combinado.....                               | 66 |

---

## LISTA DE SIMBOLOS

| <b>Símbolo</b>                | <b>Significado</b>                                                                                   | <b>Unidades</b> |
|-------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|
| $\eta_{ter}$                  | Eficiencia Térmica                                                                                   | adim            |
| $W_{neto}$                    | Trabajo Neto                                                                                         | kW, MW          |
| $Q_{entrada}$                 | Calor absorbido                                                                                      | kW, MW          |
| $W_{turbina}$                 | Trabajo generado por la turbina de gas o vapor                                                       | kW, MW          |
| $W_{bomba}$                   | Trabajo requerido por la bomba                                                                       | kW, MW          |
| $W_{turbina,alta}$            | Trabajo generado por la etapa de alta presión en la turbina del ciclo de Rankine con Recalentamiento | kW, MW          |
| $W_{turbina,baja}$            | Trabajo generado por la etapa de baja presión en la turbina del ciclo de Rankine con Recalentamiento | kW, MW          |
| $Q_{caldera}$                 | Calor absorbido en la caldera                                                                        | kW, MW          |
| $Q_{caldera,recalentamiento}$ | Calor absorbido en la etapa de recalentamiento en el Ciclo de Rankine con Recalentamiento            | kW, MW          |
| $W_{neto,vapor}$              | Trabajo generado por el ciclo de vapor en el Ciclo de Rankine Combinado                              | kW, MW          |
| $W_{neto,gas}$                | Trabajo generado por el ciclo de gas en el Ciclo de Rankine Combinado                                | kW, MW          |
| $C$                           | Costo                                                                                                | \$              |
| $IC$                          | Índice de Costo                                                                                      | adim            |
| $T$                           | Temperatura                                                                                          | K               |
| $CE$                          | Cobertura energética                                                                                 | kW/habitante    |

---

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

|                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|--------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Absorción                | Es el paso de una sustancia por un medio absorbente                                                                                                                                                                                                                             |
| Adsorción                | Es el paso de una sustancia por una superficie a la cual se adhiere el material que se desea separar                                                                                                                                                                            |
| Análisis de Sensibilidad | Es la variación de valores claves de un proceso para determinar el grado de contribución en los resultados a la variación                                                                                                                                                       |
| Ciclo de potencia        | Son ciclos termodinámicos donde opera un sistema o dispositivo para producir una salida neta de potencia                                                                                                                                                                        |
| Combustible              | Elemento o compuesto que se combina fácilmente con el oxígeno generando calor y/o luz. Entre éstos figuran los hidrocarburos.                                                                                                                                                   |
| Condensado               | Es el líquido que existe como gas en el yacimiento, pero se condensa en el trayecto hasta la superficie por la reducción de presión.                                                                                                                                            |
| Demanda de Energía       | Se refiere al requerimiento en el uso de energía como un insumo para proveer productos y servicios.                                                                                                                                                                             |
| Deshidratación           | Proceso al cual se somete el petróleo para extraerle las partículas más pequeñas de agua.                                                                                                                                                                                       |
| Eficiencia               | Es una medida del desempeño de una maquina termina en la conversión de energía térmica en trabajo                                                                                                                                                                               |
| Endulzamiento            | Proceso por el cual se retiran compuestos ácidos (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S) de una corriente de gas                                                                                                                                                                   |
| Energía                  | Capacidad para hacer un trabajo o convertir esa capacidad en movimiento.                                                                                                                                                                                                        |
| Fuente de Energía        | Cualquier fenómeno o sustancia natural que puede ser consumida o transformada para suplir de potencia o calor Se incluye en estas fuentes el petróleo, carbón, gas natural, nuclear, madera y desechos orgánicos, el viento, Sol, electricidad, geotermia y movimientos de agua |
| Gas asociado             | Gas que se encuentra en un yacimiento donde predominan los hidrocarburos líquidos en forma de petróleo o condensado.                                                                                                                                                            |
| Gas natural              | Mezcla de hidrocarburos gaseosos que se ha formado y acumulado en el interior de la tierra. Se utiliza como combustible y materia prima de la industria petroquímica.                                                                                                           |

---

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS (Cont.)**

|                            |                                                                                                                                                                                                 |
|----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Gas no asociado            | Es el producto único o con una proporción baja de hidrocarburos líquidos (propano hasta heptano) que se encuentra en el yacimiento.                                                             |
| Generación de Electricidad | Es el proceso de producir energía eléctrica o la cantidad de energía eléctrica producida por la transformación de otras formas de energía y que comúnmente se expresa en kilovatios-hora (kWh). |
| Hidrocarburos              | Compuestos formados por la combinación de los elementos carbono e hidrógeno.                                                                                                                    |
| Índice de Costo            | Es un valor índice para un punto dado en el tiempo mostrando el costo a un tiempo relativo en base a un tiempo base fijado                                                                      |
| Líquidos del Gas natural   | Es una mezcla de hidrocarburos formada por etano, propano, butano y otros componentes hidrocarburos más pesados presentes en una corriente de gas                                               |
| Quema de gas natural       | Proceso mediante el cual el gas de venteo es liberado a la atmosfera previa combustión                                                                                                          |
| Simulación                 | Es la representación matemática de una hecho físico                                                                                                                                             |
| Venteo de gas natural      | Proceso mediante el cual es gas de venteo es liberado a la atmósfera                                                                                                                            |

---

## INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente Trabajo Especial de Grado consiste en realizar la simulación de distintos ciclos de potencia para desarrollar la evaluación de la factibilidad de utilizar el gas de venteo proveniente de las instalaciones industriales del Distrito Norte de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) ubicadas en el Estado Monagas, como materia prima de los procesos de generación eléctrica con los que se logre asegurar el suministro confiable de energía a las poblaciones aledañas, considerando la mínima afectación posible al ambiente.

En el presente Trabajo Especial de Grado se encuentra el desarrollo de un marco referencial que permita establecer las condiciones y el estatus del gas natural en Venezuela, así como también, de resultados de investigaciones realizadas anteriormente en este campo, con la intención de contar conocer la relevancia que tiene el aprovechamiento de este valioso recurso natural tanto en los procesos asociados como en la contribución al desarrollo social de las poblaciones aledañas a las instalaciones del Centro Operativo Jusepín (C. O. Jusepín), ofreciéndoles un servicio eléctrico de calidad. El C.O. Jusepín es una estación de flujo asociada a la Unidad de Explotación/Producción Furrial dentro del Distrito Norte de PDVSA. Además se presentan los objetivos específicos asociados al presente Trabajo Especial de Grado.

Posteriormente se desarrolla el marco teórico, en el que se exponen los principios conceptuales básicos para la comprensión del presente Trabajo Especial de Grado, que incluye información sobre el gas natural, ciclos de potencia, una breve descripción del simulador a ser utilizado para el logro de los objetivos, así como una consideración general de los análisis de sensibilidad y aspectos económicos de relevancia.

Además, se presentan las consideraciones y premisas para el cumplimiento de los objetivos establecidos en el presente Trabajo Especial de Grado. Es importante indicar que la simulación en estado estacionario, de los diferentes ciclos a estudiar, se llevará a cabo en el Simulador PRO/II, el cual posee facilidades para el cálculo de los

---

balances de masa y energía necesarios para modelar procesos que se encuentren en estado estacionario.

Finalmente, se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones, así como el análisis de los mismos, las conclusiones y las recomendaciones que se consideran necesarias implementar.

## CAPÍTULO I

### FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se presenta el planteamiento del problema, el marco referencial del mismo y los objetivos, general y específicos, que se desean alcanzar con la realización de este Trabajo Especial de Grado

#### I.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesta principalmente de metano ( $\text{CH}_4$ ), etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), butanos ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) y pentanos ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ), aunque también se pueden encontrar otros componentes tales como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el helio (He), el sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) y el nitrógeno ( $\text{N}_2$ ). Su composición nunca es constante, aunque su componente principal siempre será el metano, el cual se debe encontrar en un porcentaje mínimo del 80% de acuerdo a la norma COVENIN 3568-2:2000.

Durante la extracción y procesamiento del petróleo, parte del gas natural asociado es quemado, venteado o procesado para reinyección en pozo. La diferencia fundamental entre los procesos de venteo y quema es que en este proceso, el metano como principal componente del gas natural es convertido en dióxido de carbono, mientras que en el venteo el gas es liberado a la atmósfera de manera directa.

La quema o venteo del gas se utiliza generalmente para eliminar el gas natural obtenido, durante la extracción y procesamiento del petróleo crudo y generalmente esta actividad es más común en zonas remotas de los posibles usuarios. Independientemente del mecanismo que se adopte, la liberación de este gas genera dos (2) posibles escenarios, a saber: el primero es la pérdida de una fuente natural de energía y el segundo es el efecto perjudicial al ambiente. (García, 2007)

Actualmente en Venezuela un alto porcentaje de la capacidad instalada de generación eléctrica proviene de plantas térmicas que operan a partir de los ciclos termodinámicos, utilizando la energía contenida en los combustibles fósiles (gas-oil y gas) para mover una turbina encargada de hacer girar un rotor de un generador cuyo objetivo final es el producir electricidad.

Lo que se propone con el presente Trabajo Especial de Grado es el aprovechamiento del Gas Natural de venteo de las instalaciones del Distrito Norte, específicamente el proveniente del C.O. Jusepín.

### I.2. MARCO REFERENCIAL

A continuación se presentan algunas referencias de interés, las cuales representan fuentes de datos de entrada consideradas para la realización del presente Trabajo Especial de Grado.

**La Rosa, Lorena (2010).** El objetivo general del Trabajo Especial de Postgrado fue contribuir en la visualización de escenarios para el aprovechamiento del gas asociado, destinado a la quema y/o venteo en las instalaciones petroleras del Norte de Monagas, mediante la identificación de alternativas tecnológicas que permitan la valorización como gas combustible, que pudiera mejorar la calidad de vida de las comunidades aledañas a dichas instalaciones.

Entre los resultados más importantes obtenidos se presenta un balance general para el año 2009 (enero-mayo) para el Distrito Furrial.

**Tabla 1. Balance General del año 2009 en el Distrito Furrial (La Rosa, L., 2010)**

| Distrito Furrial       |     |
|------------------------|-----|
| Producción (MMPCD)     | 928 |
| Gas Disponible (MMPCD) | 791 |
| Gas Venteado (MMPCD)   | 111 |

## CAPITULO I FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACION

Siendo el gas disponible, la cantidad de gas natural producido menos el transferido neto entre las filiales. Es importante mencionar que esta cantidad de gas comprende el destinado a inyección, combustible, transformación, entre otros.

En la Tabla 2, se presenta información más detallada de la distribución de gas de venteo dentro del Distrito Furrial. Los valores reportados se encuentran en millones de pies cúbicos diarios (MMPCD).

**Tabla 2. Gas de Quema en las Instalaciones del Distrito Furrial (La Rosa, L. 2010)**

| INSTALACION | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | PROM |
|-------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| Jusepín     | 70  | 39  | 93  | 109 | 95  | 107 | 125 | 95  | 111 | 94   |
| Orocual     | 17  | 16  | 31  | 25  | 9   | 7   | 7   | 17  | 18  | 16   |
| Rusio Viejo | N/D | N/D | N/D | N/D | N/D | N/D | N/D | 1   | 1   | 1    |
| TOTAL       | 87  | 55  | 124 | 134 | 104 | 114 | 132 | 113 | 130 | 111  |

Según lo reportado en la Tabla 2, la Estación de Flujo Jusepín contribuye con cantidades mas considerables al venteo de gas natural.

En la Tabla 3 se presentan los resultados obtenidos de los estudios cromatográficos realizados al gas de la Estación Jusepín.

Tabla 3 Composición del Gas de Quema en el Centro Operativo Jusepín (La Rosa, L, 2010)

| COMPONENTE             | COMPOSICION |
|------------------------|-------------|
| Nitrógeno              | 0,123 %     |
| Metano                 | 70,814 %    |
| CO <sub>2</sub>        | 4,927 %     |
| Etano                  | 10,752 %    |
| Propano                | 6,394 %     |
| I-Butano               | 1,325 %     |
| n-Butano               | 2,623 %     |
| I-Pentano              | 1,156 %     |
| n-Pentano              | 0,875 %     |
| Hexanos                | 0,655 %     |
| Heptanos               | 0,239 %     |
| Octanos                | 0,060 %     |
| Nonanos                | 0,035 %     |
| Decanos                | 0,021 %     |
| C11 +                  | 0,001 %     |
| GPM Total              | 4,20        |
| Grav.Esp. a 60°F       | 0,84        |
| PM prom a 60°F         | 24,32       |
| Presión                | 140 psig    |
| Temperatura            | 115 °F      |
| H <sub>2</sub> S (ppm) | 42          |

Además se generó resultados en función a las opciones tecnológicas para el aprovechamiento del gas como combustible de uso doméstico. En este aspecto, se concluyó que dentro de las tecnologías evaluadas para el endulzamiento del gas se pre-seleccionó el tratamiento con aminas y carbonato de potasio dentro de la

categoría de solventes químicos y Flúor y RECTISOL en la de solventes físicos. Las tecnologías de deshidratación evaluadas fueron DRIZO<sup>®</sup>, IFPXOL, tamices moleculares y Twister y, para la recuperación de líquidos se encuentran la expansión Joule Thomson y refrigeración mecánica.

**Rodríguez, Karen (2010)** El Trabajo Especial de Grado tiene como objetivo general aprovechar el gas de quema y venteo en la generación de electricidad para satisfacer necesidades energéticas en comunidades aledañas a las instalaciones del Distrito Norte. Como parte de la metodología se realizó una recopilación, revisión y clasificación de material de referencia para realizar una matriz de escogencia general considerando los criterios de viabilidad, conocimiento, manejo, costos y consideraciones ambientales.

En la Tabla 4, se presentan los valores obtenidos en cuanto a los requerimientos energéticos en las comunidades del Distrito Norte.

**Tabla 4 Requerimientos Energéticos por Localidad de las Comunidades del Distrito Norte  
(Rodríguez, K., 2010)**

| <b>LOCALIDAD</b>     | <b>POBLACION</b> | <b>Nº DE HOGARES</b> | <b>CONSUMO DIARIO ESTIMADO (MWh)</b> |
|----------------------|------------------|----------------------|--------------------------------------|
| <b>Punta de Mata</b> | 43.322           | 13.962               | 93                                   |
| <b>Tejero</b>        | 11.100           | 3.841                | 25                                   |
| <b>Furrial</b>       | 14.850           | 3.093                | 25                                   |
| <b>Jusepín</b>       | 12.590           | 2.350                | 19                                   |
| <b>Candelaria</b>    | 9.341            | 1.211                | 16                                   |
| <b>Corozo</b>        | 8.543            | 1.153                | 13                                   |
| <b>Orocual</b>       | 4.153            | 641                  | 6                                    |
| <b>La Toscana</b>    | 13.554           | 2.665                | 22                                   |
| <b>Musipán</b>       | 550              | 138                  | 1                                    |
| <b>TOTAL</b>         | <b>118.003</b>   | <b>29.054</b>        | <b>220</b>                           |

Entre las conclusiones generadas se tiene que con la tecnología seleccionada para utilizarse para generar electricidad se puede generar empleo para la operación y mantenimiento de las instalaciones y se contribuye al aprovechamiento del gas natural.

### **I.3. OBJETIVOS**

#### **I.3.1. General**

Proponer la valorización el gas de venteo proveniente de las instalaciones del Distrito Norte de PDVSA mediante la simulación de ciclos de potencia donde se utilice el gas natural como combustible.

#### **I.3.2. Específicos**

- Identificar las condiciones requeridas para la utilización del Gas de Baja Presión como combustible en el Ciclo Rankine y Ciclo Combinado.
- Identificar las operaciones unitarias a utilizar durante la simulación para representar los ciclos en estudio.
- Realizar la simulación de los ciclos de potencia en condiciones ideales (sin considerar pérdidas en equipos y líneas) y reales haciendo uso del paquete de PRO/II®.
- Realizar un análisis de sensibilidad para determinar los puntos mínimos de operación de los ciclos en estudio para que puedan satisfacer las necesidades energéticas requeridas por las comunidades del Distrito Norte.
- Realizar un estimado de costo de inversión preliminar para los distintos ciclos en estudio.
- Estimar el requerimiento espacial para los distintos ciclos en estudio.
- Identificar, entre los ciclos simulados, cual es el óptimo para tener el mejor rendimiento en la Planta de Generación Eléctrica mediante la evaluación de la eficiencia, potencia generada, y costos de inversión.
- Revisar la conformidad de los resultados obtenidos con la normativa legal y planes nacionales en el sector energético, ambiental y de explotación de gas natural.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

A continuación se presenta una revisión bibliográfica que condensa los aspectos mas importantes a ser de conocimiento para la realización del presente Trabajo Especial de Grado.

#### II.1. GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos que se ha formado y acumulado en el interior de la tierra. Es el producto de la descomposición de la materia orgánica de animales y vegetales sepultados durante millones de años. Se utiliza como combustible y materia prima de la industria petroquímica (PDVSA, 2005).

En función a su origen se pueden clasificar en:

- Gas natural asociado: Es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas.
- Gas natural no asociado: es el que se encuentra en depósitos que no contiene petróleo crudo.

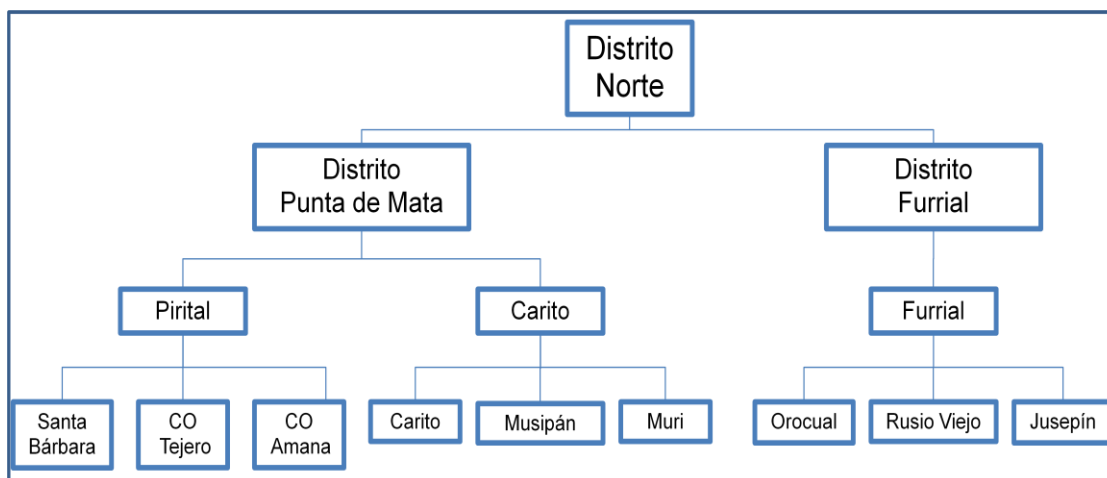
En función a su composición se puede clasificar en:

- Gas natural amargo: se refiere a un gas natural con un contenido apreciable en sulfuro de hidrógeno.
- Gas natural dulce: es un gas natural libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos o físicos o adsorbentes.
- Gas natural húmedo: contiene cantidades importantes de hidrocarburos más pesados que el metano.

- Gas natural seco: contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano.

En este sentido, PDVSA Gas se concibe como la filial de Petróleos de Venezuela, S. A. que se dedica a la exploración y explotación de gas asociado/no asociado, así como a la extracción y fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural (LGN), al transporte, distribución y comercialización del Metano. Dada su importancia esta industria está presente en casi todo el país, en este sentido, el Distrito Norte está incluido en dicha Gerencia.

A mediados del año 2009, el Distrito Norte de PDVSA, ubicado en la región Oriental del país fue dividido en dos (2) distritos independientes denominados: El Furrial y Punta de Mata, tal y como se muestra en la Figura 1:



**Figura 1. Esquema de las Instalaciones del Distrito Norte de PDVSA (La Rosa, L., 2010)**

El Distrito Punta de Mata a su vez se divide en dos Unidades de Explotación / Producción, estas son: Pirital y Carito. Pirital está constituida por tres (3) estaciones de flujo: Santa Bárbara, Centro Operativo El Tejero (COT) y el Centro Operativo Amana (COA). Por su parte, Carito está constituida por las estaciones de flujo: Carito, Muri y Musipán.

El Distrito Furrial comprende una Unidad de Explotación/Producción del mismo nombre, que a su vez está constituida por tres (3) estaciones de flujo: Jusepín, Rusio Viejo y Orocual.

Como parte de una estrategia para materializar la distribución popular de la renta generada por los hidrocarburos, y cuyo objetivo principal es generar un desarrollo socioeconómico sustentable que se refleje en la mejora de la calidad de vida de la población, PDVSA Gas y CADAPE han dado inicio a proyectos de construcción de plantas termoeléctricas, así como de gasificación de centros poblados en distintos puntos del país.

De todo el Distrito Norte, Punta de Mata tiene la mayor producción (2803 MMPCD) en comparación con El Furrial (791 MMPCD), sin embargo el venteo de Furrial es el doble del de Punta de Mata, alcanzando valores de 101 MMPCD (La Rosa, L., 2010).

PDVSA tiene previsto invertir en el período 2006-2012 un total de 16 mil 780 millones de dólares en proyectos de alto impacto en materia de gas, lo cual permitirá cubrir la demanda interna, contribuir con la construcción del nuevo modelo económico, productivo y social del país, maximizar y valorizar los recursos gasíferos e impulsar el desarrollo endógeno y sustentable en las áreas de influencia (PDVSA).

## **II.2. COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL**

A manera de ilustración general, la Tabla 5 muestra la variación de porcentajes que podrían tener los componentes del gas. Se observa que el componente principal del gas natural es el metano. Los otros hidrocarburos, unos en forma de gas y otros como líquidos, son parte del gas en menor porcentaje.

Para que el gas natural pueda ser transportado y/o usado como combustible debe cumplir con ciertas especificaciones de calidad presentadas a continuación:

**Tabla 5 Límites de Componentes Mayoritarios y Minoritarios del Gas Natural (COVENIN 3568:2-2000)**

| Nombre                                     | Límite | Valor % Molar            |       |
|--------------------------------------------|--------|--------------------------|-------|
| Metano (C1)                                | Mín.   | 80,0                     |       |
| Etano (C2)                                 | Máx.   | 12,0                     |       |
| Propano (C3)                               | Máx.   | 3,0                      |       |
| Butanos y más pesados (C4+).               | Máx.   | 1,5                      |       |
| De estos, hidrocarburos insaturados total. | Máx.   | 0,2                      |       |
| Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )      | Máx.   | 8,5                      |       |
| Nitrógeno (N <sub>2</sub> )                | Máx.   | 1,0                      |       |
| Hidrógeno (H <sub>2</sub> )                | Máx.   | 0,1                      |       |
| Oxígeno (O <sub>2</sub> )                  | Máx.   | 0,1                      |       |
| Monóxido de Carbono (CO)                   | Máx.   | 0,1                      |       |
| COMPONENTES EN TRAZAS                      |        |                          |       |
| Nombre                                     | Límite | Unidad                   | Valor |
| Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)    | Máx.   | mg/m <sup>3</sup>        | 17,3  |
|                                            |        | ppm molar                | 12    |
| Azufre total para gas no odorizado.        | Máx.   | mg/m <sup>3</sup>        | 38    |
|                                            |        | ppm molar                | 28    |
| Azufre total para gas odorizado.           | Máx.   | mg/m <sup>3</sup>        | 49    |
|                                            |        | ppm molar                | 36    |
| Agua                                       | Máx.   | mg/m <sup>3</sup>        | 112   |
|                                            |        | [lb/10 <sup>6</sup> SCF] | [7]   |

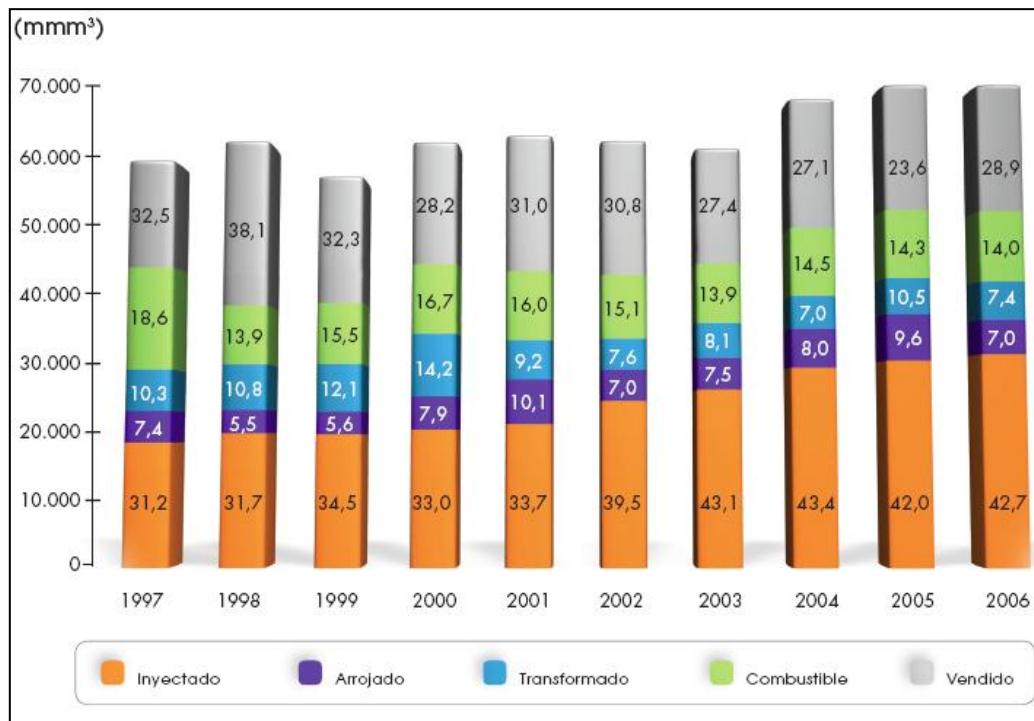
Se puede observar en la Tabla 5 que el Gas Natural puede contener otros componentes que no son necesariamente hidrocarburos, por ejemplo, el sulfuro de hidrógeno. Este gas es altamente tóxico por lo que se deben tomar las precauciones pertinentes.

En la Tabla 5 se considera que para el azufre total en mg/m<sup>3</sup>, se debe contar solamente la masa del elemento azufre; mientras que en ppm molar, se debe contar doblemente los moles de los compuestos con dos átomos de azufre.

### II.3. USOS DEL GAS NATURAL

Los usos del gas natural comprenden su empleo como: fuente de energía, domiciliaria e industrial; materia prima petroquímica; y combustible para vehículos como gas Natural Vehicular (GNV). Además, el gas natural puede ser reinyectado en pozos petroleros en procesos de extracción.

En la Figura 2, se muestra la tendencia de la distribución del gas natural en Venezuela desde 1997 hasta 2006.



**Figura 2 Producción y Distribución del Gas Natural (%) (PODE, 2006)**

Según la Figura 2, la tendencia en cuanto a la reinyección del gas presenta un aumento, esto debido a la disminución de la presión en los pozos de extracción. Además, el uso del gas natural como combustible ha estado disminuyendo a lo largo de los años.

Actualmente, Venezuela presenta una crisis energética que necesita ser atendida, por lo que pareciera ser una solución el aprovechamiento del gas natural como combustible disminuyendo las cantidades del mismo que son venteadas.

En promedio, al cierre de diciembre de 2007, la producción del gas natural en Venezuela fue de 6.958,0 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios), de la cual 2.903 MMPCD, fueron reinyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta del gas natural fue de 3.775,0 MMPCD (La Rosa, L, 2010).

Como combustible posee las siguientes características:

- No produce hollín ni mugre, por lo tanto los equipos en que se usa como combustible no requieren mantenimiento especial.
- Puede manejarse a presiones deseadas de entrega en los sitios de consumo.
- Su poder calorífico y combustión son altamente satisfactorios.
- Volumétricamente es susceptible a la compresión o expansión, en función a la relación presión-temperatura que se le desee imponer.
- Puede ser transportado por sistemas de tuberías madres, troncales y ramales, especialmente diseñadas para mantener rangos de volúmenes a presiones deseadas.
- Por su eficiencia y poder calórico, su costo por volumen es muy económico.
- Se ha comprobado que como combustible el gas metano es muchísimo menos contaminante del ambiente que otros, como la gasolina y el Diesel.

Un combustible se habrá quemado completamente si todo el carbono presente en el combustible es quemado a dióxido de carbono, todo el hidrógeno es quemado en agua y todo el azufre es quemado a dióxido de azufre. En la práctica, estas condiciones no son usualmente cumplidas y la combustión se considera incompleta. La presencia de monóxido de carbono en el producto indica combustión incompleta.

El oxígeno es requerido en todas las reacciones de combustión. En la mayoría de las aplicaciones de combustión, el aire provee el oxígeno necesario. Algunas

condiciones de idealidad son frecuentemente usadas en los cálculos de combustión que involucran aire (Birn, 1999):

- Todos los componentes del aire, excluyendo el oxígeno, son agrupados en nitrógeno. En base molar, la composición del aire es 21% de oxígeno y 79% de nitrógeno.
- El vapor de agua presente en el aire puede ser considerado en la ecuación de combustión o ignorado. En el segundo de los casos, la combustión del aire es considerada como seca.
- Se puede considerar el nitrógeno presente en la combustión del aire como inerte. Sin embargo, si la temperatura es suficientemente alta, el nitrógeno puede formar compuestos como óxido nítrico o dióxido de nitrógeno.

#### II.4. TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL

El gas natural usado por consumidores está compuesto casi en su totalidad por metano, al igual que el gas natural encontrado en los pozos, que también está compuesto principalmente por metano, aunque esto no significa que esté puro. Este gas puede existir separado del crudo (gas no asociado) o disuelto en el crudo (gas asociado). Cualquiera que sea la fuente de gas natural, una vez separado del crudo, si es el caso, generalmente está como una mezcla de hidrocarburos; principalmente etano, propano, butano y pentanos. Además, el gas natural crudo contiene vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, helio, nitrógeno y otros componentes (EIA, 2006).

El procesamiento del gas natural consiste en la separación de todos los distintos hidrocarburos y fluidos del gas natural puro para producir lo que es conocido como, “calidad en gasoducto” o gas natural seco. El transporte en gasoductos impone restricciones en la calidad del gas natural. Esto significa que antes de que el gas natural pueda ser transportado, éste debe ser purificado. Mientras el etano, propano, butano, y pentanos deben ser removidos del gas natural, esto no significa que sean productos de desecho.

De hecho, los hidrocarburos asociados, conocidos como “Líquidos de Gas Natural (LGN)” pueden ser subproductos valiosos del procesamiento del gas natural. El LGN incluye etano, propano, butano, iso-butano y gasolina. Estos líquidos de gas natural pueden ser vendidos por separado y tienen distintos usos, incluyendo el mejoramiento de la recuperación en pozos de crudo, son fuentes de energía, y aportando materias primas para refinerías o plantas petroquímicas.

Mientras que algunos procesos requieren estar cerca del pozo o realizados en el mismo, el procesamiento completo del gas natural toma lugar en una planta de procesamiento, generalmente localizada cerca de una zona productora de gas natural. El gas natural extraído es transportado a estas plantas de procesamiento a través de una red de tuberías de baja presión. Un sistema complejo de gasoductos puede consistir en cientos de miles de tuberías interconectando la planta de procesamiento con el área de pozos.

La práctica actual de procesamiento de gas para gasoductos requiere niveles de calidad que pudieran envolver procesos complejos, pero generalmente involucra 4 procesos principales para remover las distintas impurezas (Natural Gas Supply Association, 2010):

- Remoción de condensados y petróleo.
- Separación de Líquidos de Gas Natural.
- Remoción de agua
- Remoción de azufre y dióxido de carbono.

Además de esos cuatro procesos, calentadores y depuradores son instalados, usualmente cerca del pozo. La depuración sirve para remover arena y otras partículas grandes y los calentadores se aseguran que la temperatura del gas no caiga hasta valores indeseados. Con el gas natural que contiene bajas cantidades de agua, los hidratos de gas natural tienen la tendencia de formarse cuando las temperaturas caen, estos hidratos son compuestos sólidos o semisólidos que, de acumularse, pueden

impedir el paso del gas natural por válvulas. Para reducir la formación de hidratos, unidades de calentadores de gas natural son instalados a lo largo de los gasoductos.

En la Figura 3 se observa un esquema general del tratamiento del gas natural siempre y cuando el gas sea Asociado. En el caso que el gas sea No Asociado, se puede prescindir del proceso de separación del crudo.

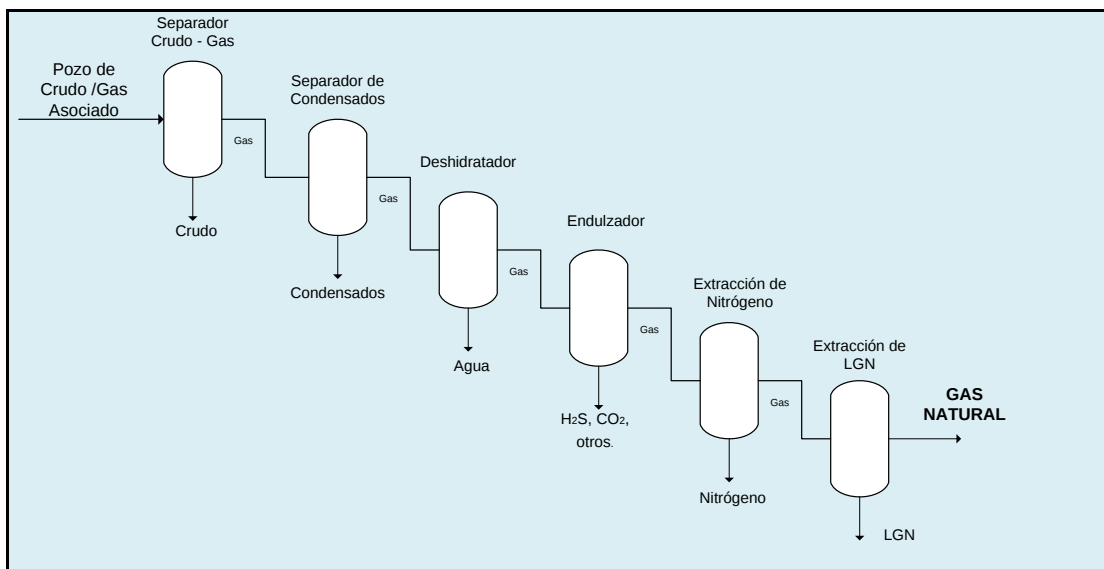


Figura 3 Esquema General de Tratamiento del Gas Natural (James, 2006)

#### II.4.1. Remoción de Condensados y Petróleo

El gas natural obtenido del pozo de extracción contiene hidrocarburos, de 2 a 8 carbonos, además del metano. Aunque ellos se encuentran en estado gaseoso a presiones bajo tierra, estas moléculas se condensan a la presión atmosférica. A las moléculas que tienen este comportamiento se les denomina Condensados de Gas Natural (CGN).

Los condensados son llamados también gasolina natural, porque se compone de hidrocarburos cuyo punto de ebullición está en el rango de la gasolina.

En orden de procesar y transportar el gas natural, éste debe ser separado del petróleo en donde está disuelto, de ser el caso. Esta separación es a menudo realizada usando equipos instalados cerca del pozo.

En muchos casos, el alivio de presión en el pozo puede causar una separación natural del gas y el petróleo, usando un tanque cerrado convencional, donde la gravedad separa los hidrocarburos gaseosos del petróleo.

En algunos casos, un proceso de separación multietapas es requerido para separar la corriente de gas del petróleo crudo. Estos separadores gas-petróleo son comúnmente cilíndricos y cerrados, instalados horizontalmente con dos salidas, una salida en el tope para la remoción de gas y una salida en el fondo para la remoción del petróleo. Esta separación es realizada calentando y enfriando, por compresión, la corriente de gas – petróleo a través de múltiples pasos.

#### **II.4.2. Remoción de Agua**

El agua es un importante contaminante del gas natural. Las principales razones para remover el vapor de agua del gas natural son las siguientes:

- El agua líquida y el gas natural pueden formar hidratos, cuya presencia provoca serios perjuicios en las instalaciones, como taponamiento de las líneas de transmisión, incrustaciones en válvulas o expansores.
- El gas natural que contiene agua líquida es corrosivo.
- El vapor de agua incrementa el volumen y disminuye el poder calórico del gas natural.

El agua libre asociada puede ser extraída por métodos de separación en tanques. Aunque, la remoción del vapor de agua que existe en solución en gas natural requiere un tratamiento más complejo. Este tratamiento consiste en la deshidratación del gas natural, que generalmente involucra uno o dos procesos: absorción o adsorción.

La absorción ocurre cuando el vapor de agua es retirado por un agente deshidratante. La adsorción ocurre cuando el vapor de agua es condensado y colectado en la superficie del agente deshidratante.

El gas natural puede ser deshidratado usando un líquido desecante o un sólido desecante. Sin embargo, en parámetros económicos, es más frecuente el uso de

desecantes líquidos cuando éste posee las especificaciones de deshidratación (Bahadori, 2009).

#### II.4.2.1. Deshidratación con Glicol

Un ejemplo de absorción es conocido como deshidratación con glicol. En este proceso, un desecante deshidratador líquido sirve para absorber el vapor de agua de la corriente de gas. El glicol, el agente principal de este proceso, tiene una afinidad química con el agua. Esto significa que, en contacto con una corriente de gas natural que contiene agua, el glicol sirve para atrapar el agua fuera de la corriente de gas.

Esencialmente, la deshidratación con glicol involucra el uso de una solución de glicol, usualmente puede ser dietilenglicol (DEG) o trietilenglicol (TEG) que se pone en contacto con la corriente de gas húmedo en un contactor. La solución de glicol absorberá el agua de la corriente de gas. Una vez absorbidas, las partículas de glicol se vuelven más pesadas y caen al fondo del contactor donde son removidas.

El trietilenglicol es el desecante comúnmente usado para la deshidratación del gas natural. La evaluación del TEG involucra el establecimiento de la concentración mínima de TEG para cumplir con la especificación del punto de rocío del agua en el gas de salida.

El gas natural, una vez despojado del agua que contenía, es transportado fuera del deshidratador. La solución de glicol, que conduce el agua despojada del gas natural, es llevada a través de calderas especialmente diseñadas para retirar solo el agua contenida en la solución. Mientras que el punto de ebullición del agua es de 212°F, el glicol no ebulle hasta una temperatura de 400°F. Esta diferencia de punto de ebullición hace relativamente fácil la remoción de agua de la solución de glicol, permitiendo que sea reusada en el proceso de deshidratación.

Una innovación de este proceso ha sido la adición de un separador flash de condensación. Así como el glicol absorbe el agua de la corriente de gas, también arrastra pequeñas cantidades de metano y otros compuestos encontrados en el gas. En el pasado, este metano era simplemente venteadado fuera de la caldera. Además de

perder una porción del gas natural, este venteo contribuía a la contaminación ambiental y al efecto invernadero. Con la finalidad de disminuir la cantidad de metano y otros compuestos que eran perdidos, el separador flash de condensación opera para remover estos compuestos antes de que la solución de glicol llegue a la caldera.

Esencialmente, un separador flash consiste en un equipo que reduce la presión de la corriente de solución de glicol, permitiendo que el metano y otros hidrocarburos livianos se vaporicen. La solución de glicol es entonces llevada a la caldera, la cual también puede estar equipada de un condensador de aire o agua refrigerada, que sirve para capturar cualquier remanente de compuestos orgánicos que puedan permanecer en la solución de glicol.

En la Figura 4, se presenta un sistema típico de deshidratación de gas natural con Trietilenglicol.

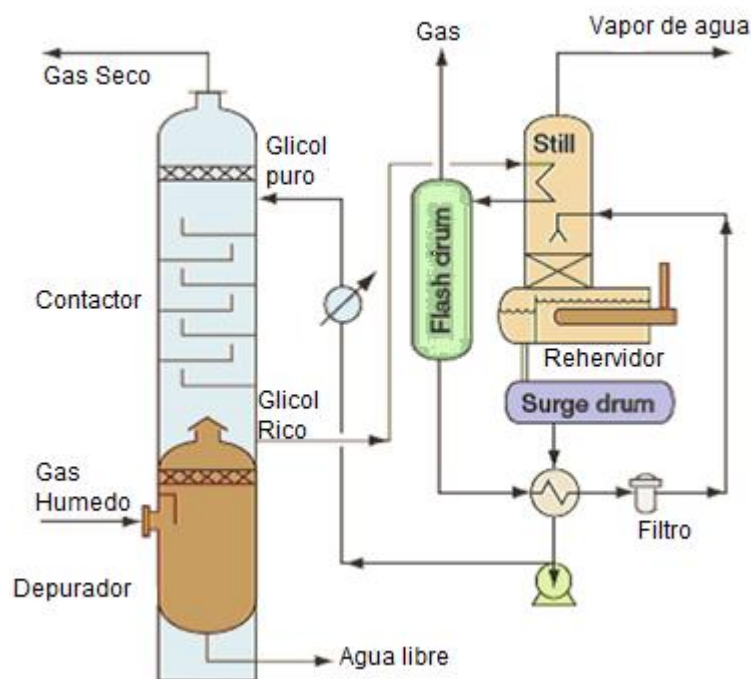


Figura 4 Sistema Típico de Deshidratación con Trietilenglicol (Bahadori, 2009)

Se observa en la Figura 4 el proceso descrito anteriormente para el proceso de absorción de agua.

#### II.4.2.2. Deshidratación con desecantes sólidos

La deshidratación con desecantes sólidos es la forma más primitiva de deshidratación del gas natural usando adsorción, y usualmente consiste en dos (2) o más torres de adsorción que son llenadas con el desecante sólido. Los desecantes típicos son alúmina activada o un material granular de gel de sílice.

El gas húmedo es pasado a través de estas torres, desde el tope hacia el fondo. Una vez que el gas pasa alrededor de las partículas del material desecante, el agua es retenida en la superficie de dichas partículas. Pasando a través de toda una cama de desecante, casi toda el agua es adsorbida permitiendo al gas salir seco del fondo de la torre.

Los deshidratadores con desecantes sólidos son, típicamente, más efectivos que la deshidratación con glicol. Estos tipos de sistemas de deshidratación son más adecuados para grandes volúmenes de gas bajo presiones muy altas, y son generalmente colocados “corriente abajo” de una estación de compresión. Dos o más torres son requeridas debido al hecho de que después de cierto periodo el desecante de la torre se satura con agua. Para regenerar el desecante, se hace uso de un calentador de alta temperatura para calentar el gas hasta temperaturas muy altas. Haciendo pasar un gas calentado a través de la cama de desecante saturado, se vaporiza el agua en la torre dejando el desecante seco y disponible para seguir el proceso de deshidratación del gas natural.

#### II.4.3. Remoción de azufre y dióxido de carbono

Al ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y al dióxido de carbono ( $CO_2$ ) se les considera como los principales gases ácidos del gas natural.

Además de la remoción de agua y LGN, uno de las partes más importantes del procesamiento de gas es la remoción de azufre y dióxido de carbono. El gas natural

obtenido del pozo de extracción contiene cantidades significantes de azufre y dióxido de carbono. Este gas natural posee un olor a “podrido” debido a la presencia de compuestos de azufre por lo que es llamado “gas amargo”. Este tipo de gas es indeseable debido a que los compuestos de azufre que contiene lo convierten en un gas extremadamente perjudicial, letal en algunos casos, cuando son inhalados. Además, este gas es extremadamente corrosivo.

Por su parte, el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro que a concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. Dado que el dióxido de carbono es soluble en agua, la solución resultante puede dar como resultado de la formación de ácido carbonilo lo que explica la propiedad corrosiva que el dióxido de carbono presenta en presencia de agua.

El azufre que existe en la corriente de gas natural puede ser extraído y vendido por su cuenta. El azufre existe en el gas natural como sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ). El proceso para remover el sulfuro de hidrógeno del gas es comúnmente llamado como “endulzamiento” del gas natural. El término “dulce”, generalmente implica que el gas contiene menos de 4 ppm (en volumen) de  $H_2S$  (Kidney, 2006).

El proceso de endulzamiento de gas natural es similar al proceso de deshidratación con glicol y absorción de LGN. En este caso, soluciones de aminas son usadas para remover el sulfuro de hidrógeno. Este proceso es conocido simplemente como “procesamiento con aminas”, o alternativamente como Proceso Girdler.

El gas agrio es transportado a través de una torre que contiene la solución de aminas, ésta solución tiene afinidad con el azufre. Hay dos soluciones de aminas comúnmente utilizadas, monoetanolamina (MEA) y dietanolamina (DEA). Cualquiera de estos compuestos, en forma líquida, pueden absorber los compuestos de azufre del gas natural cuando es pasado a través de ellos.

El gas efluente está prácticamente libre de compuestos de azufre y pierde el estatus de amargo. La solución con aminas puede ser regenerada permitiendo su posterior uso en el tratamiento del gas amargo.

Este procesamiento con aminas permite la eliminación de helio y oxígeno si estos están presentes en la corriente de gas.

Aunque la mayoría de los procesos de endulzamiento de gas involucra el proceso de absorción con aminas, es también posible utilizar desecantes sólidos como esponjas de hierro para remover el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono.

El azufre puede ser vendido y usado y es reducido a su forma elemental. El azufre elemental es un material amarillo y puede encontrarse muy a menudo en grandes cantidades cerca de las plantas de procesamiento. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento, es enviado a las plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para producción de pólvora o usos médicos.

Después de la desulfuración, la corriente de gas es llevada a una serie de filtros tubulares. Como la velocidad de la corriente disminuye en estos filtros, los contaminantes remanentes de la separación primaria son separados por gravedad. Mientras la corriente de gas continúa su recorrido a través de las tuberías, una fuerza centrífuga es generada para remover cualquier remanente de agua y partículas sólidas pequeñas.

Una vez que el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono son procesados hasta valores aceptables, la corriente es llevada a una Unidad de Rechazo de Nitrógeno (URN). En la URN, la corriente de gas es llevada a través de una serie de pasos por una columna y un intercambiador de calor de aletas de aluminio soldado donde el nitrógeno es separado criogénicamente y venteado.

Otro tipo de URN separa el gas natural del nitrógeno usando un solvente absorbente. El gas natural absorbido es luego separado del solvente reduciendo la presión de la corriente en múltiples pasos. El solvente regenerado es retornado al tope del absorbedor de gas natural.

El helio, de encontrarse en la corriente de gas natural, puede ser extraído en una unidad de adsorción de presión oscilante.

#### II.4.4. Separación de Líquidos de Gas Natural (LGN)

El gas natural obtenido directamente del pozo contiene muchos líquidos de gas natural que deben ser removidos. Los líquidos de gas natural poseen un valor más alto como productos separados y, es por ello, que económicamente se recomienda separarlos de la corriente de gas. La remoción de LGN es generalmente llevada a cabo en plantas de procesamiento centralizadas y usa técnicas similares a las usadas en la deshidratación del gas natural.

Hay dos pasos básicos para el tratamiento de LGN en la corriente de gas natural, primero, los líquidos deben ser extraídos del gas natural y posteriormente los líquidos de gas natural deben ser separados entre ellos.

Hay dos técnicas principales para remover los LGN de la corriente de gas natural; el método de absorción y el proceso de expansión criogénica.

##### II.4.4.1. Método de absorción

En el método de absorción de LGN, el medio absorbente es un aceite. Este aceite absorbente posee una afinidad por los líquidos de gas natural. Antes de que el aceite absorba cualquier LGN, éste es llamado “magro”. Tan pronto como el gas es pasado a través de la torre de absorción, este es puesto en contacto con el aceite, que absorbe una alta proporción de los LGN. El aceite de absorción “rico”, ahora contiene LGN, sale de la torre de absorción por el fondo. Esta es ahora una mezcla de aceite de absorción, propano, butano, pentano y otros hidrocarburos más pesados.

El aceite de absorción “rico” es alimentado a unos separadores donde la mezcla es calentada a una temperatura por encima del punto de ebullición de los LGN, pero por debajo del punto de ebullición del aceite. Este proceso permite la recuperación de aproximadamente el 75% del butano, y del 85 al 90% de pentano y moléculas más pesadas de la corriente de gas natural.

El proceso básico de absorción puede ser modificado para mejorar su eficiencia o para obtener LGN específicos. En el método de absorción con aceite refrigerado, donde el aceite es enfriado, la recuperación de propano puede superar el 90%, y cerca

del 40% del etano puede ser extraído de la corriente de gas natural. La extracción de hidrocarburos más pesados puede estar cerca del 100% usando este proceso.

#### II.4.4.2. Proceso de expansión criogénica

Los procesos criogénicos son usados también para extraer los LGN del gas natural. Mientras que los métodos de absorción pueden extraer casi todos los LGN pesados, los hidrocarburos livianos, como el etano, son más difíciles de recuperar de la corriente de gas natural.

En muchos casos es rentable simplemente dejar los LGN livianos en la corriente de gas natural. Sin embargo, si es rentable extraer el etano y otros hidrocarburos livianos, el proceso criogénico es requerido para altos porcentajes de recuperación de los mismos. Esencialmente, el proceso criogénico consiste en bajar la temperatura del gas natural hasta  $-120^{\circ}\text{F}$ .

Hay diferentes maneras de llevar al gas hasta esta temperatura, pero una de las más efectivas es conocida como el proceso de turbo-expansión. En este proceso, refrigerantes externos son usados para enfriar el gas natural, entonces, una turbina es usada para expandir rápidamente el gas enfriado ocasionando una caída significativa de la temperatura. Esta caída rápida de temperatura condensa el etano y otros hidrocarburos en la corriente de gas, mientras que el metano se mantiene en forma gaseosa. Este proceso permite la recuperación de 90-95% del etano contenido en la corriente de gas, además, la turbina es capaz de convertir parte de la energía liberada cuando el gas natural es expandido en la recompresión del efluente de metano gaseoso, lo que permite el ahorro de costos por energía asociado a la extracción de etano.

Una vez que los LGN han sido removidos de la corriente de gas natural, ellos deben ser separados entre sí. El proceso usado para lograr esta separación es llamado fraccionamiento. El fraccionamiento está basado en la diferencia de puntos de ebullición de los diferentes hidrocarburos de la corriente de LGN.

## II.5. CICLOS DE POTENCIA DE VAPOR

La energía es un concepto fundamental de termodinámica y uno de los aspectos más significantes de los análisis de ingeniería. La energía puede encontrarse dentro de sistemas en varias formas macroscópicas: energía cinética, gravitacional, potencial e interna. La energía también puede ser transformada desde una forma a otra y transferida entre sistemas. La cantidad total de energía se conserva en todas las transformaciones y transferencias (Birn, 1999).

Cuando un estado de un sistema retorna al estado original después de un cambio de un estado, la serie de cambios es llamada “ciclo”.

El sistema que convierte la energía térmica en trabajo es llamado Ciclo de Potencia. La energía térmica proviene de una fuente de alta temperatura en el sistema. En plantas de generación eléctricas, la energía almacenada en combustible es convertida en calor y entonces es suministrado a altas temperaturas como fuente de energía térmica. Los combustibles generalmente son fósiles, como carbón, petróleo o gas natural.

El trabajo es producido a través de cambios de estado incluyendo cambios de volumen de un cierto fluido. En muchos sistemas de generación de potencia, el fluido de trabajo es agua, cuyo estado pasa de líquido a vapor, y viceversa, durante la operación del ciclo.

La base del ciclo de turbinas de vapor para una planta de potencia es un Ciclo de Rankine. Muchas de las plantas de potencia que producen electricidad desde combustible fósiles usan ciclos de Rankine (Kok, 2009).

El ciclo de vapor de agua se diferencia de los ciclos de gas en que durante algunas de las partes del ciclo se hallan presente tanto la fase líquida como la fase de vapor, esto es, que en los ciclos de gas, el fluido de proceso se mantiene siempre en estado gaseoso, mientras que en los ciclos de vapor el fluido de proceso sufre cambios de fase en distintos puntos.

Las maquinas térmicas se diseñan con el propósito de convertir energía térmica en trabajo y su desempeño se expresa en términos de eficiencia térmica ( $\eta_{ter}$ ), que es la relación entre el trabajo neto producido por la máquina y la entrada de calor total según la Ecuación 1. (Cengel, 2006)

$$\eta_{ter} = \frac{W_{neto}}{Q_{entrada}} \quad (\text{Ec. 1})$$

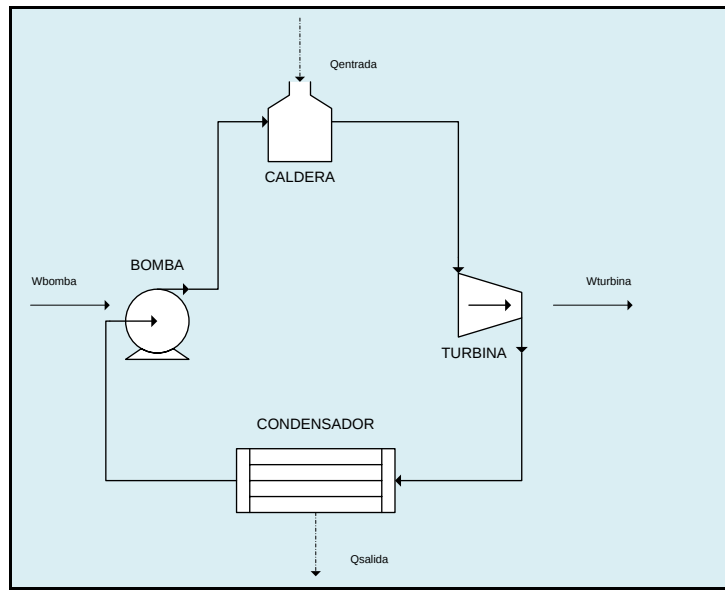
Donde  $W_{neto}$  representa el trabajo producido por el ciclo y  $Q_{entrada}$  el calor absorbido por el mismo.

Con el objetivo de aumentar la eficiencia de un ciclo se debe aumentar la diferencia entre estos parámetros, es decir, aumentar el trabajo producido y/o disminuir el calor cedido en el ciclo. Entre los ciclos mas conocidos se encuentran:

#### II.5.1. Ciclo Ideal de Rankine

El Ciclo ideal de Rankine ideal está compuesto por: (a) compresión isentrópica en una bomba, (b) adición de calor a presión constante en una caldera, (c) expansión isentrópica en una turbina y, (d) rechazo de calor a presión constante en un condensador.

En la Figura 5 se muestra un esquema general del ciclo Ideal de Rankine.



**Figura 5 Esquema del Ciclo Ideal de Rankine (Elaboración propia)**

Se considera que el agua entra a la bomba como líquido saturado y sale como líquido comprimido a la presión de la caldera, de donde sale sobrecalentado, el vapor sobrecalentado entra a la turbina donde se expande y produce trabajo, generalmente, a la salida de la turbina el vapor es una mezcla saturada de líquido y vapor de alta calidad.

La eficiencia térmica del ciclo de Rankine se determina a partir de la Ecuación 2.

$$\eta_{ter} = \frac{W_{turbina} - W_{bomba}}{Q_{entrada}} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde  $W_{turbina}$  representa el trabajo generado por la turbina de vapor y  $W_{bomba}$  representa el trabajo requerido por la bomba.

En general, la eficiencia térmica del Ciclo de Rankine es alta comparada con otros ciclos térmicos. Sin embargo, este ciclo posee irreversibilidades que ocasionan disminución en el rendimiento del ciclo, siendo estas las pérdidas de presión por fricción y pérdidas de calor (Cengel, 2006).

### **II.5.2. Irreversibilidades en el Ciclo Ideal de Rankine**

Los ciclos de potencia incluyen, de manera inherente, cambios irreversibles. La principal irreversibilidad que experimenta el fluido de trabajo está asociada con su expansión en la turbina; el calor transferido al ambiente por la turbina es, normalmente, una pérdida térmica de importancia secundaria.

Una expansión real a través de la turbina va acompañada de un incremento de entropía y el trabajo desarrollado por unidad de masa en este proceso es menor que el correspondiente a una expansión isentrópica. La eficiencia de la turbina tiene en cuenta el efecto de las irreversibilidades dentro de ella, relacionando las cantidades de trabajo real e isentrópico o ideal.

Además, la turbina y la bomba son especialmente importantes las irreversibilidades debidas a la fricción. Como el trabajo de la bomba es mucho menor que el de la turbina, las irreversibilidades en la bomba tienen un impacto en el trabajo útil del ciclo mucho menor que las irreversibilidades en la turbina.

Los efectos del rozamiento que provocan caídas de presión en el fluido de trabajo, son las fuentes de irreversibilidad que actúan en la caldera, el condensador y las tuberías que conectan diversos equipos. Sin embargo, para simplificar, se pueden ignorar.

En los equipos considerados adiabáticos se tienen pérdidas por transferencia de calor.

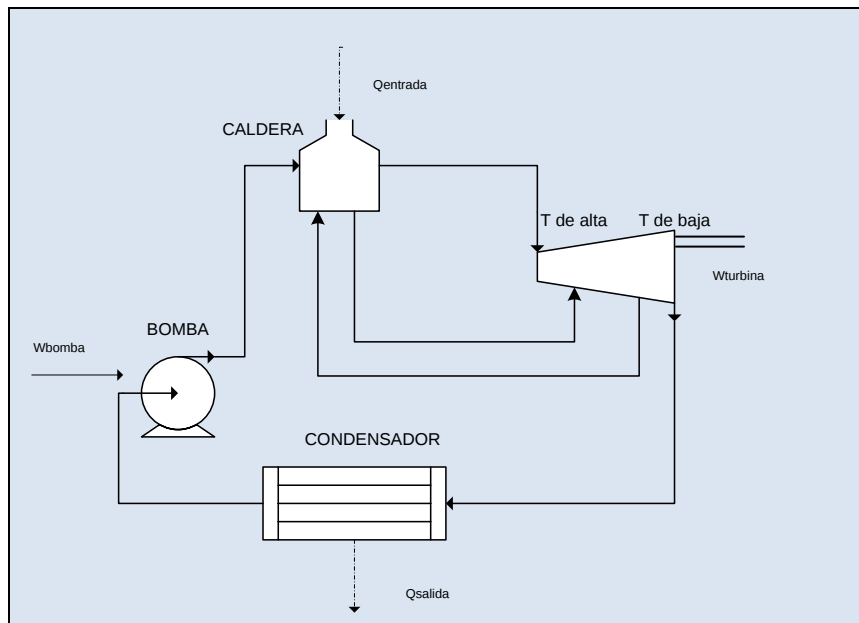
Por otra parte, las fuentes más significativas de irreversibilidad en una central térmica con combustible fósil están asociadas a la combustión del combustible y la consiguiente transferencia de calor desde los productos de combustión calientes al fluido de trabajo del ciclo.

El ciclo de Rankine generalmente usado en las plantas de generación eléctrica es mucho más complejo y presenta mayores eficiencias que el ciclo Ideal de Rankine. Recalentamiento y Regeneración son las modificaciones que han sido introducidas.

### II.5.3. Ciclo de Rankine Ideal con Recalentamiento

El Ciclo Rankine Ideal con Recalentamiento difiere del Ciclo Rankine Ideal en que el proceso de expansión sucede en dos etapas. En la primera (la turbina de alta presión), el vapor se expande isentrópicamente hasta una presión intermedia y regresa a la caldera donde se recalienta a presión constante, por lo general hasta la temperatura de entrada de la turbina de la primera etapa. Después el vapor se expande isentrópicamente en la segunda etapa (turbina de baja presión) hasta la presión del condensador. La incorporación de un recalentamiento en una central eléctrica mejora la eficiencia del ciclo, sin embargo las líneas de tuberías y equipos requieren ser contruidos de materiales muy resistentes al calor y a las altas presiones con que son operadas estas plantas (Cengel, 2006).

En la Figura 6, se muestra el esquema de un ciclo ideal de potencia de vapor con recalentamiento al que se hace referencia.



**Figura 6 Esquema del Ciclo de Rankine con Recalentamiento (Elaboración propia)**

La temperatura tras el recalentamiento es generalmente igual o algo inferior a la temperatura de entrada a la primera etapa de la turbina.

La eficiencia para el ciclo de Rankine con recalentamiento se calcula mediante la Ecuación 3.

$$\eta_{ter} = \frac{W_{turbina,alta} + W_{turbina,baja} - W_{bomba}}{Q_{caldera} - Q_{caldera,recalentamiento}} \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde  $W_{turbina,alta}$  y  $W_{turbina,baja}$  representan los trabajos generados en las etapas de alta y baja presión en la turbina, respectivamente, y  $Q_{caldera}$  y  $Q_{caldera,recalentamiento}$  representan el calor absorbido por el agua en la primera y segunda etapa de calentamiento en la caldera.

La incorporación de una recalentamiento simple en una central moderna mejora la eficiencia del ciclo en un 4 o 5 %, lo que incrementa la temperatura promedio a la cual el calor se transfiere al vapor (Cengel, 2006).

#### II.5.4. Ciclo de Rankine Ideal Regenerativo

Otra configuración que mejora el Ciclo de Rankine simple es denominada Ciclo de Rankine Regenerativo, donde se hace uso de un calentador de agua. Este calentador es un intercambiador de calor donde éste se transfiere de una parte del vapor de agua a la salida de la turbina hasta el agua líquida obtenida en el condensador.

En este caso, la cantidad de energía que debe suministrarse a partir de la combustión de un combustible fósil es menor. Solamente parte del flujo total se expande en la segunda etapa de la turbina, de modo que el trabajo total será mayor en comparación con el ciclo de Rankine Simple y con Recalentamiento. En la práctica se eligen condiciones de operación de tal manera que la reducción en el calor absorbido compense en descenso en el trabajo neto producido, resultando un aumento del rendimiento termino en las plantas de potencia con ciclo regenerativo (Cengel, 2006).

La parte fundamental de este ciclo es que una parte del vapor de agua que entra a la turbina se extrae en un estado intermedio del proceso de expansión. El vapor de agua extraído se lleva a un calentador de agua de alimentación. La parte de vapor que no se ha extraído se expande completamente hasta la presión del condensador, donde se

condensa hasta líquido saturado. La presión del líquido que sale del condensador se eleva a entalpía constante hasta la presión de extracción del vapor de agua y esta corriente entra al calentador donde se coloca en contacto directo o indirecto con la corriente extraída de la turbina.

#### II.5.4.1. Calentador abierto de agua de alimentación

El líquido comprimido a la salida de la bomba de condensado entra al calentador abierto donde se mezcla directamente con la corriente extraída en una etapa intermedia de la turbina. Se debe obtener una salida de líquido saturado a la presión del condensador.

#### II.5.4.2. Calentador cerrado de agua de alimentación

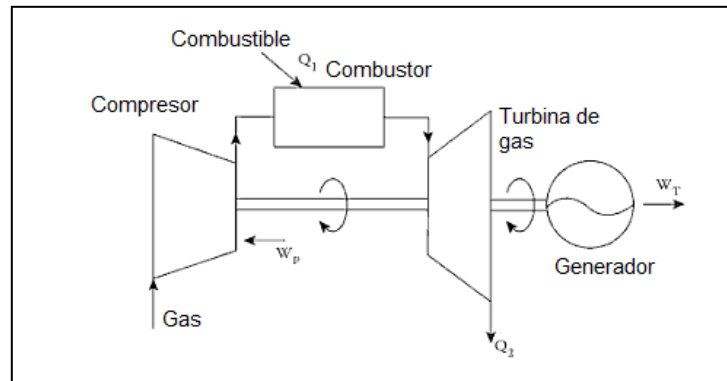
En un calentador cerrado de alimentación no se mezclan las dos corrientes que entran. El vapor de agua extraído de la turbina es pasado por el interior de un intercambiador de calor de tubo y carcasa, generalmente. Este vapor es condensado sobre los tubos que llevan el agua de alimentación. Se debe contar con una trampa que sólo deja pasar líquido, y éste es bombeado hasta la caldera.

Una ventaja de los calentadores cerrados es que las presiones del vapor extraído y del agua de alimentación pueden ser distintas. Los calentadores cerrados trabajan generalmente a presiones más altas que los abiertos (Wark, 1996).

### II.5.5. Ciclo de Rankine Combinado

En este tipo de ciclo se utiliza como combustible gas natural y se genera electricidad a partir de una turbina de gas y otra de vapor. Una unidad funcionando en Ciclo Combinado une dos ciclos, uno de gas (Brayton) y otro de vapor (Rankine).

Un esquema de un ciclo de turbina de gas es presentado en la Figura 7.

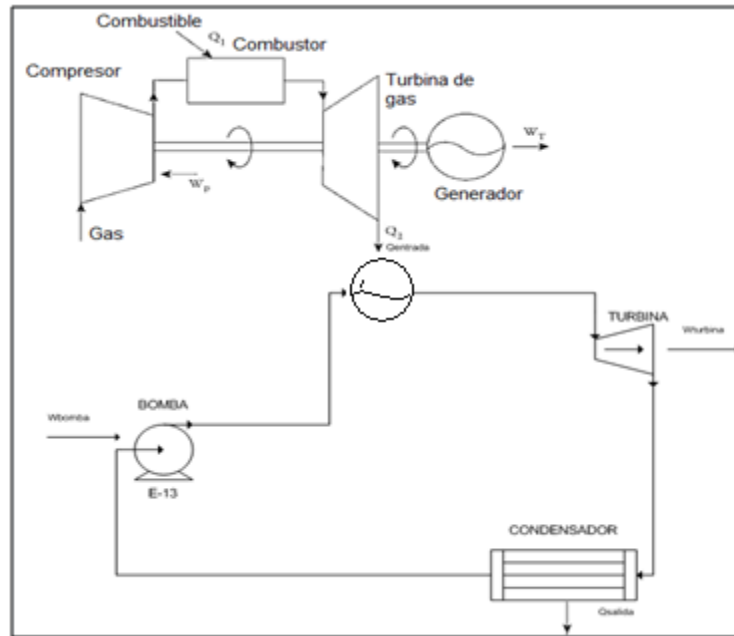


**Figura 7 Esquema de un Sistema de Generación de Brayton**

El aire es adiabáticamente comprimido en un compresor. Entonces, el gas a alta presión es llevado a un combustor donde el aire es mezclado con el combustible y arde bajo condiciones isobáricas. El gas de combustión es llevado a una turbina donde se expande adiabáticamente y produce trabajo. Este ciclo es llamado el Ciclo de Brayton.

La principal característica del ciclo combinado de Rankine consiste en aprovechar la energía térmica contenida en los gases de escape del ciclo de gas para generar vapor con energía suficiente como para aprovecharse en un ciclo de vapor. El ciclo de gas se realiza en una turbina de gas y sus gases de escape (a diferencia de una unidad en ciclo simple, es decir, con solo turbina de gas, en la que los gases de escape son dirigidos directamente a la atmósfera) se hacen pasar a través de una caldera de recuperación de calor, generando vapor a varias presiones, el vapor generado es enviado a la turbina de vapor y al aprovechar el calor de estos gases aumenta considerablemente la eficiencia energética de la planta. Aunque el hecho de que los gases de escape de la turbina supongan un descenso en el rendimiento de ésta, esto mismo hace que sea posible generar un vapor a mayor temperatura, lo cual redundaría en un incremento de la eficacia del ciclo de vapor.

En la Figura 8, se presenta un diagrama del Ciclo de Rankine Combinado.



**Figura 8 Esquema del Ciclo Combinado de Rankine (Elaboración propia)**

Según la Figura 8, la temperatura de los gases producto de la combustión se aprovechan en una caldera, generalmente denominada “de recuperación”.

La eficiencia para el Ciclo Combinado se calcula mediante la Ecuación 4.

$$\eta_{ter} = \frac{W_{neto,vapor} + W_{neto,gas}}{Q_{entrada}} \quad (Ec. 4)$$

Donde  $W_{neto,vapor}$  y  $W_{neto,gas}$  representan el trabajo generado en el ciclo de vapor y de gas respectivamente.

El trabajo neto del ciclo de vapor considera el trabajo producido por la turbina y la bomba, en el caso del ciclo de vapor, se toma en cuenta la disminución del trabajo neto del ciclo debido al proceso de compresión del aire.

## II.6. TURBINAS

Resulta necesario conocer el funcionamiento de una turbina debido a que es, quizá, el equipo más importante en los ciclos de vapor y de gas ya que en ella se cumple el fin último de generar potencia.

Una turbina es un dispositivo en el que se produce trabajo como resultado del paso de un gas o líquido a través de un sistema de álabes soldados a un eje que puede girar libremente. En muchos casos, y particularmente cuando el fluido de trabajo es un gas o vapor, el término de energía potencia es despreciable y el cambio de energía cinética es también suficientemente pequeño como para despreciarlo. (Morán, M.J., 2005)

En una turbina de vapor, una corriente de vapor a alta presión que viene de una caldera se expande en una serie de álabes. La alta velocidad de la corriente de vapor golpea los álabes generando el giro de los mismos. En este punto, la energía cinética de la corriente es utilizada para producir trabajo en el rotor de la turbina.

Por su parte, la turbina de gas es una máquina que extrae energía de la combustión de un gas. Posee un compresor aguas arriba acoplado con la turbina y una cámara de combustión en el medio. La energía es adicionada a la corriente de gas en el combustor, donde el combustible es mezclado con aire y ocurre la ignición. En el ambiente de alta presión del combustor, la combustión incrementa la temperatura de la corriente. Los productos de combustión son enviados a la turbina donde la alta velocidad y volumen de gas pasando a través de los álabes generan trabajo. La energía aprovechada en la sección de la turbina proviene de la reducción de la temperatura y presión de los gases de escape.

La única transferencia de calor entre la turbina y su entorno es la inevitable pérdida de calor, pero ésta es a menudo pequeña en relación con los términos de trabajo y variación de entalpía.

El trabajo de eje, que comúnmente se le conoce simplemente como “potencia” de la turbina, se obtiene por la expansión de un fluido y depende de la diferencia de la entalpía a la entrada y a la salida de la turbina.

## **II.7. PAQUETE DE SIMULACIÓN PRO/II®**

En los últimos años, la simulación de procesos ha llegado a ser una herramienta de apoyo para el diseño de procesos químicos ya que permite el modelado de distintos

sistemas y el cambio de distintas variables dentro del mismo para el posterior análisis de los resultados.

En este sentido, el uso de simuladores permite la representación matemática de un hecho físico, efectuada con el fin de visualizar las relaciones causa-efecto para poder realizar predicciones para el futuro.

PRO/II es un programa de simulación para procesos en la industria química, petrolera, del gas natural e industrias poliméricas. Este simulador posee una larga lista de componentes químicos y distintos métodos de predicción de propiedades termodinámicas lo que permite llevar a cabo balances de masa y energía necesarios para el modelos de procesos en estado estacionario, o estático.

Incluye las operaciones unitarias típicas para procesos de separación, transferencia de masa y calor, mecánica de fluidos, reacciones, etc. Además, posee una interfaz gráfica fácil de usar con iconos y operadores lógicos para una fácil definición de los datos de entrada a la simulación.

PRO/II permite la transferencia de los reportes de las simulaciones a aplicaciones típicas como Microsoft Word y Microsoft Excel, permitiendo la facilidad de manejar y modificar los datos a conveniencia del usuario así como editar los reportes para resaltar los resultados más relevantes.

## **II.8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

El análisis de sensibilidad permite determinar cual es el rango de variación de parámetros problema de modo que la base en estudio sea óptima. Su utilidad radica en el hecho de que, generalmente, hay cierta incertidumbre asociado a las alternativas estudiadas.

Además, es un hecho que los tomadores de decisiones rara vez se conforman con los resultados simples de un análisis. Generalmente, lo que interesa es un rango completo de posibles resultados que pueden ocurrir como consecuencia de variaciones en las estimaciones iniciales de los parámetros del proyecto. Por consiguiente, un estudio económico debe incluir la sensibilidad de criterios. (Coss, 2005)

## II.9. INDICES DE COSTOS DE EQUIPOS Y CONSIDERACIONES ECONOMICAS GENERALES

Uno de los mayores costos involucrados en cualquier proceso químico es de los equipos de procesos. En la economía moderna, los precios varían ampliamente de un período a otro y este factor debe ser considerado cuando los costos para un proceso industrial es determinado (Peters, 1991).

Existe información disponible de costos en el mercado basado en condiciones de años anteriores. Dado a que los precios varían considerablemente debido a cambios en condiciones económicas, algunos métodos pueden ser usados para actualizar los precios, uno de ellos es el uso de índices de costos.

Un índice de costo es un valor índice para un punto dado en el tiempo mostrando el costo a un tiempo relativo en base a un tiempo base fijado (Peters, 1991). Si el costo de algún tiempo en el pasado es conocido, el costo equivalente al presente puede ser determinado por la multiplicación del costo original por la relación del índice de costo presente y el índice asociado al costo original.

Los índices de costo en la Ecuación 5 son números adimensionales y los costos deben ser expresados en dólares (\$). Distintos tipos de índices de costos son publicados regularmente, entre los más comunes se encuentran: Marshall and Swift Indexes, el Engineering News-Record Construction Index Nelson-Farar Refinery Construction index, y el Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI).

$$C_{Presente} = C_{Base} \left( \frac{IC, presente}{IC, base} \right) \quad (\text{Ec. 5})$$

Será de interés ahondar en la descripción del CEPCI. El CEPCI está diseñado específicamente para facilidades en la industria de procesos químicos y es publicado mensualmente por la revista Chemical Engineering.

En el presente trabajo se hace uso de estos índices para la evaluación económica de los ciclos en estudio y representan una herramienta de ayuda para lograrlo.

## II.10. NORMATIVA NACIONAL

El Artículo 44 de la *Ley Penal del Ambiente*, de la Emisión de Gases, dicta que “El que emita o permita escape de gases, agentes biológicos o bioquímicos o de cualquier naturaleza, en cantidades capaces de envenenar, deteriorar o contaminar la atmósfera, o el aire en contravención a las normas técnicas que rigen la materia, será sancionado con prisión de seis (6) meses a dos (2) años y multa de seiscientos (600) o dos mil (2.000) días de salario mínimo.”

Por su parte, la *Ley Orgánica del Ambiente* establece, en su artículo 60, que para la conservación de la calidad de la atmósfera se debe [...] reducir y controlar las emisiones a la atmosfera producidas por la operación de fuentes contaminantes, de manera que se asegure la calidad del aire y el bienestar de la población y demás seres vivos, atendiendo a los parámetros establecidos en las normas que la regulan y en cumplimiento con convenios internacionales suscritos y ratificados por la República Bolivariana de Venezuela.

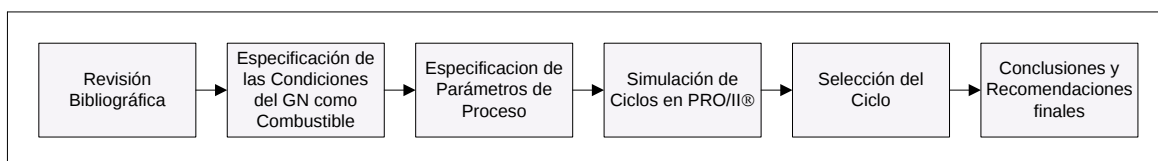
La optimización en el uso del gas natural puede estar cónsono a la situación actual donde el Plan Estratégico de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) 2006-2012, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, plantea la aceleración de los diferentes proyectos de Exploración y Producción de gas en tierra firme y costa afuera, tomando en cuenta, las necesidades del mercado interno.

Además, el uso del gas natural como fuente de energía se encuentra entre los esfuerzos más importantes en el manejo energético llevado a cabo por el Ministerio de Energía y Petróleo, mediante la formulación de la Política Energética Nacional de 1997, la cual define como opciones prioritarias de la oferta energética nacional la hidroeléctrica y el gas natural.

## CAPITULO III

## MARCO METODOLÓGICO

En esta sección se desarrolla la metodología aplicada para el cumplimiento de los objetivos planteados en el presente Trabajo Especial de Grado. En la Figura 9, se presenta el proceso general de la metodología:



**Figura 9 Procedimiento General**

### III.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En la etapa de revisión bibliográfica se realizó una definición de fundamentos y conceptos básicos.

Para lograrlo se realizó la consulta de fuentes directas (información de plantas nacionales de generación eléctrica, entrevistas con expertos en el área) o indirectas (libros y revistas técnicas, manuales, Internet, entre otras).

### III.2. CONDICIONES REQUERIDAS PARA LA UTILIZACIÓN DEL GAS DE BAJA PRESIÓN COMO COMBUSTIBLE EN EL CICLO RANKINE Y CICLO COMBINADO.

Para efecto del presente estudio, se tomó en cuenta la información asociada al Distrito Furrial, el cual dispone de facilidades de compresión hasta 8963 kPa, acondicionamiento, extracción de líquidos e inyección de gas y agua a los yacimientos para la recuperación mejorada del crudo. En las instalaciones del Distrito

Furrial existe una fuente de venteo de gas natural continua, que puede ser utilizada como recurso para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado.

Para establecer las condiciones de calidad necesarias para que el gas de venteo pueda ser utilizado como combustible se consideraron las composiciones de los contaminantes establecidas por el Ente Nacional del Gas (ENAGAS), las mismas son planteadas con carácter de obligatoriedad. Estos valores son aplicables al gas natural procedente de las instalaciones de producción, procesamiento y tratamiento y, en este sentido, fueron los considerados dentro de la simulación.

Cumpliendo con los parámetros establecidos por ENAGAS se presenta en la Tabla 6 con la composición del gas natural utilizada considerando factores de recuperación típicos suministrados por expertos en el área de la industria del gas (Apéndice 1).

**Tabla 6 Composición Final del Gas**

| Componente           | Composición (%) |
|----------------------|-----------------|
| Metano               | 89,22           |
| Etano                | 6,84            |
| Propano              | 1,63            |
| Butano               | 0,89            |
| Nitrógeno            | 0,16            |
| Dióxido de Carbono   | 1,25            |
| Sulfuro de Hidrógeno | 0,01            |

Como se presentó en la Tabla 2. del Marco Referencial, la Estación de Flujo Jusepín es la que contribuye con cantidades mas considerables al venteo de gas natural, por lo que fue tomada como fuente de datos para cumplir los objetivos del presente Trabajo Especial de Grado.

Para las simulaciones, el flujo disponible de gas se obtiene entonces de la Tabla 2 Gas de Quema en las Instalaciones del Distrito Furrial (Marco Metodológico). Se descarta el valor de 39 MMPCD, obtenidos en febrero, ya que es mucho más bajo que

los demás valores reportados, tomando el valor superior inmediato que es 70MMPCD. Considerando los procesos de extracción de líquidos del gas natural así como de endulzamiento, y llevando la corriente de gas de venteo a las composiciones que debe tener el gas natural para su uso como combustible, la corriente de gas natural tratada asociada a un venteo de 70 MMPCD es de 38,8 MMPCD.

### **III.3. ESPECIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE PROCESO**

En cuanto a las condiciones del proceso, por un lado se tiene que para el ciclo de Rankine ideal y con recalentamiento la temperatura del vapor a la entrada de la turbina está restringida por las limitaciones metalúrgicas impuestas por los materiales usados para fabricar los equipos de proceso.

Las altas presiones en el generador de vapor requieren tuberías que puedan soportar grandes esfuerzos a elevadas temperaturas. Aún cuando estos factores limitan las mejoras que se pueden obtener con el sobrecalentamiento y recalentamiento, los progresos en materiales y métodos de fabricación han permitido incrementos significativos en los últimos años en la temperatura máxima y en la presión del generador de vapor, con la correspondiente mejora en el rendimiento térmico.

Las condiciones se definieron a partir del uso de catálogos de equipos (turbinas de gas y de vapor y calderas comerciales) para limitar las presiones y temperaturas a ser usadas en el ciclo. La turbina de vapor a usar como referencia para las simulaciones corresponde al modelo SST-150 de Siemens, la cual es una turbina de carcasa simple que permite generar energía, aporta elevada eficiencia junto con una configuración muy compacta. Esto permite operar la caldera a 1,4 MPa (200 psig) y generar vapor a 390°C. La caída de presión considerada en las calderas será de 0,2 MPa.

La turbina de gas a usar como referencia corresponde al modelo GE10-1 de la serie de General Electric Oil & Gas. La misma maneja un flujo máximo de 47,5 Kg/s y genera hasta 11,25 MW. Permite el uso de combustible líquidos y gaseosos.

En el Ciclo de Rankine con Sobrecalentamiento se consideraron las mismas condiciones, la entrada de vapor a la turbina de baja se considera a una temperatura

de 390°C. Esta temperatura se fija de acuerdo a la temperatura de vapor máxima de entrada soportada por la turbina

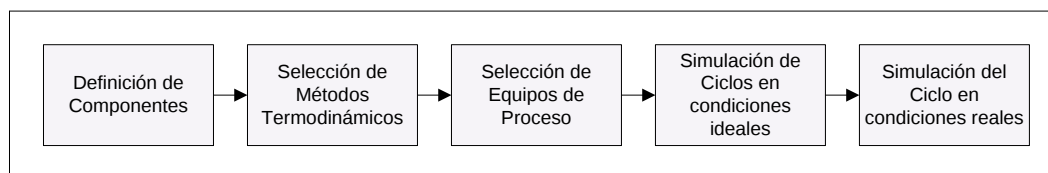
Además, se tomó en cuenta que los condensadores suelen operar a presión atmosférica o ligeramente superior por lo que esto también supone una premisa importante (Cecchi, 2008).

Las características de la caldera fueron adecuadas a las especificaciones del generador de vapor modelo Modulatic Package Once-Thru de la empresa Vapor Power International.

Las condiciones de proceso consideradas fueron validadas por ingenieros con experiencia en el área de gas, tomando como referencia algunos proyectos realizados por la consultora ABSG Consulting de Venezuela en este campo de trabajo.

#### III.4. SIMULACIÓN DE LOS CICLOS DE POTENCIA HACIENDO USO DEL PAQUETE DE PRO/II®

En la Figura 10, se presenta un diagrama general del procedimiento seguido para realizar las simulaciones en PRO/II:



**Figura 10 Procedimiento para Realizar las Simulaciones en PRO/II**

##### III.4.1. Definición de componentes

Para la definición de componentes, dado que existe un proceso de combustión dentro del proceso, deben incluirse los compuestos asociados a los productos de combustión.

A continuación se presentan los compuestos utilizados durante la simulación:

- Metano (C1)
- Etano (C2)

- Propano (C3)
- Butano (C4) (Incluye el butano y los hidrocarburos mas pesados a él que hayan quedado en la corriente)
- Agua
- Dióxido de Carbono
- Sulfuro de Hidrógeno
- Dióxido de Azufre (como producto de la combustión del sulfuro de hidrógeno)
- Oxígeno
- Nitrógeno

En este punto es importante establecer que es posible operar la mayor parte de las unidades con un aire en exceso tan bajo como del 5 al 7% en la salida del horno a carga plena, pero algunas calderas se han operado con menos del 2.5% de aire en exceso sin demasiada perdida de combustible sin quemar (Rosaler, 1998), considerando esto, el porcentaje de exceso de aire se definió en 3% para los ciclos de Rankine involucrados (Ideal, con sobrecalentamiento y combinado).

#### III.4.2. Selección de los métodos termodinámicos

Existen 3 corrientes básicas en la simulación, la corriente de agua, la de gas natural y la de aire. El aire no representa complicación alguna ya que su comportamiento es considerado como ideal en la mayoría de los casos.

En el caso del agua, el método termodinámico no posee una relevancia significativa, sin embargo, dentro del mismo se deben modificar las opciones asociadas al método de cálculo de las propiedades del agua. En este caso, se toma como referencia las tablas de vapor de Keenan and Keyes. Por defecto, el simulador considera que los cálculos para la presión parcial del agua en el sistema se realizan utilizando como referencia los datos disponibles en el GPSA (Gas Processors Suppliers Association).

Para el gas natural, en sistema con un porcentaje menor de 5% en  $N_2$ ,  $CO_2$  y  $H_2S$ , ecuaciones de estado generales como Soave-Redlich-Kwong (SRK), Peng-Robinson

(PR) y Benedict-Webb-Rubin-Starling (BWRS) generan resultados apropiados. En la Tabla 7 se presentan los métodos recomendados para este sistema:

**Tabla 7 Métodos termodinámicos de referencia para sistema de gas natural**

| Método Recomendado                                              | Comentario                                                                                                                                |
|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| SRK/PR/BWRS                                                     | Estos métodos dan buenos resultados para la mayoría de los sistemas de hidrocarburos e hidrocarburos-agua.                                |
| SRKGD (SRK-Kabadi Danner)                                       | Usar SRKGD para sistema que contengan agua e hidrocarburos, siempre y cuando no haya componentes polares como el metanol en la corriente. |
| SRKM (SRK Modificado) / PRM (PR modificado) / SRKS (SRK SimSci) | Estos métodos se recomiendan cuando el sistema de hidrocarburos tiene agua y componentes polares como el metanol.                         |

Tomando las consideraciones de la Tabla 7 en cuenta se establece como mejor opción el método de SRRKD para la corriente de entrada de gas natural.

#### III.4.3. Selección de los equipos de simulación.

Los Ciclos de Rankine Ideal y con Recalentamiento están compuestos por bombas, calderas, condensadores y turbinas de vapor.

Por su parte, los equipos principales en el Ciclo Combinado de Rankine son la turbina de gas, la caldera de recuperación, el condensador, la bomba y la turbina de vapor. La turbina de gas está integrada por un compresor axial, una cámara de combustión y la turbina propiamente dicha (Coppari, 2001).

De las operaciones unitarias disponibles en PRO/II, para el sistema caldera se hace uso de un “Fired Heater”, o calentador a fuego para obtener vapor sobrecalentado. El “fired heater” simula una caldera de tubos de agua, esta configuración implica que el agua pasa a través de los tubos y los gases de combustión por el cuerpo de la caldera. El Fired Heater actúa a su vez como un reactor de combustión y un intercambiador de calor.

Para las turbinas, se consideró el uso de la operación unitaria “Expander” que simula la expansión isentrópica de una etapa.

El condensador está representado por un “Simple HX”, esto es un intercambiador de calor simple. Las especificaciones de un intercambiador de calor pueden ser la temperatura de salida, la fase de salida, el calor, aproximados de temperaturas, área de transferencia de calor o el coeficiente global de transferencia de calor.

Para el ciclo combinado, la turbina de gas, se representó mediante el uso de tres equipos: un compresor, un reactor de conversión y un expansor. Esta configuración permite simular la turbina de gas. El reactor de conversión simula un reactor químico resolviendo balances de masa y energía basados en la información de relaciones estequiométricas y conversión suministradas.

La herramienta “Controller” (CN1) se requirió para ajustar la temperatura de las corrientes de salida de la bomba y la de entrada a la caldera en los distintos ciclos.

Una vez definidas las entradas en el simulador se procedió a realizar las simulaciones de los ciclos en estudio.

#### III.4.4. Simulaciones en condiciones ideales

Se partió de la realización de las simulaciones en PRO/II de los distintos ciclos de potencia a analizar, estos son: a) Ciclo de Rankine Ideal, b) Ciclo de Rankine con Recalentamiento y, c) Ciclo Combinado, sin tomar en cuenta caídas de presión en equipos y líneas de tuberías.

Además, en esta primera fase se consideró que la eficiencia en bombas y turbinas son máximas, es decir, del 100%.

#### III.4.5. Simulaciones en condiciones reales

En esta etapa se consideraron las pérdidas típicas en los equipos y en las líneas de tuberías.

- Para las pérdidas en equipos:

Se considera principalmente la caída de presión en la caldera, esto de acuerdo a información del fabricante y criterio de expertos en el área.

- Para pérdidas en tuberías:

La longitud de las tuberías se estableció tomando como referencia el Manual de PDVSA IR-M-01 “Separación entre Equipos e Instalaciones”, donde se recomienda una separación referencial entre equipos con fuego, como calderas y hornos, y equipos que manejen productos no combustible de 5 metros.

Esto permitió obtener la separación entre los equipos del ciclo en estudio y, en función a esto, una longitud de tubería de referencia para los cálculos de pérdidas de presión.

Para el cálculo de pérdidas en tuberías donde el fluido de trabajo está en estado líquido se considera el uso de nomogramas (ver APENDICE 3). En general se conoce la cantidad de flujo en la tubería, así como el diámetro del tubo o la velocidad del flujo. Con cualquiera dos de estas tres cantidades conocidas, puede obtenerse la tercera mediante el uso de rectas.

En este caso, se conoce la cantidad de flujo en la tubería; por su parte, la velocidad de flujo se tomó en cuenta tomando como referencia los valores reportados en la Tabla 8.

**Tabla 8 Gasto Máximo de Fluidos en Tuberías (Rosaler, 2005)**

| Fase                                      | Gasto máximo (m/s) |
|-------------------------------------------|--------------------|
| Líquidos                                  | 4                  |
| Aire y otros gases de una sola fase       | 5                  |
| Vapor húmedo a baja presión               | 50                 |
| Vapor a presión superior de 2bar          | 65                 |
| Vapor recalentado por arriba de los 288K. | 100                |

Para el cálculo de pérdidas en tuberías donde el fluido de trabajo es vapor, se hizo uso de un nomograma similar para líquidos, sin embargo, hay una variable adicional que es la velocidad de masa que, a su vez, depende del volumen específico del vapor o gas en estudio (ver APENDICE 3).

Estas pérdidas calculadas y los diámetros obtenidos fueron usadas como valores de referencia a introducir en PRO/II en modo de diseño de tuberías (Line sizing – Forward calculation). No se consideran pérdidas en accesorios. Se utiliza, dentro de la simulación, la unidad “PIPE” que es una operación unitaria que puede calcular caídas de presión, así como también puede ser usada para determinar el tamaño de la tubería para una caída de presión y velocidad de flujo máximas dadas.

Esto permitió evaluar la influencia de las pérdidas en líneas y tuberías en el rendimiento de los ciclos en estudio.

Los porcentajes de desviación obtenidos son porcentajes relativos calculados como el cociente de la diferencia entre el valor de referencia y el valor del programa entre el valor de referencia.

#### **III.5. SELECCIÓN DEL CICLO**

##### **III.5.1. Análisis de Sensibilidad**

Se realizó un análisis de sensibilidad que considera la variación del flujo disponible de Gas Natural. Para ello se hace uso de la herramienta “Case Study” incluida en el paquete PRO/II.

Ésta es una herramienta que permite la realización de estudios paramétricos alterando selectivamente ciertos parámetros y re-corriendo la simulación del caso base.

Consiste en un número de ciclos, cada ciclo representa la solución del problema en estudio. Se pueden introducir tantas variables se desee, así como elegir los resultados convenientes para el análisis. La salida de estas corridas se presenta en tablas y gráficos.

Para la evaluación del Análisis de sensibilidad se varió para cada ciclo dentro de la simulación el valor del caudal de agua y aire manteniendo la relación entre los mismos.

Las condiciones del proceso, como temperaturas y presiones, se mantuvieron constantes.

### III.5.2. Evaluación Preliminar de Costo de Inversión

Para la evaluación de capital de equipos principales establecen, en primer lugar, los costos de los equipos unitarios sin considerar la instalación, instrumentación, mantenimiento, entre otros aspectos. Este costo representa un estimado confiable.

Una vez determinado el costo grueso de los equipos principales de proceso, para los costos de instalación, tuberías, instalaciones eléctricas asociadas y supervisión, se tomaron en cuenta los factores para equipos individuales propuestos por Wroth (1960).

Los costos de las turbina de gas y de vapor fueron obtenidos usando como referencia una publicación realizada por National Energy Technology Center (Loh, 2002), estos costos fueron actualizados haciendo uso de los índices CEPCI para los años involucrados.

Los precios de las bombas y el intercambiador se obtuvieron de presupuestos suministrados por HIDROCAVEN, C.A. y Vapor Power LTD respectivamente.

Los costos presentados corresponden a un estimado preliminar y grueso de los costos reales asociados a la compra e instalación de equipos de procesos principales. Se estima que el porcentaje de precisión está sobre el 30%.

### III.5.3. Requerimiento Espacial

En primer lugar se hace una estimación del espacio requerido para la instalación de los equipos principales de proceso, esto se realiza utilizando los datos presentes en los catálogos de los equipos (Ver Apéndice 7)

Las consideraciones tomadas en cuenta para la estimación del requerimiento espacial para los ciclos en estudio se basaron en la norma PDVSA IR-M-01 para la separación de equipos de procesos y, junto con los datos de las dimensiones de los equipos obtenidas de los catálogos asociados a cada uno de ellos se estimó el espacio total requerido por la planta de generación eléctrica.

Se presenta un diagrama de bloque con la distribución propuesta de equipos que permite mantener la distancia recomendada por la Norma PDVSA IR-M-01.

### **III.6. NORMATIVA NACIONAL**

Se realizó la revisión de leyes nacionales para evaluar la condición actual del Centro Operativo Jusepín con respecto a leyes ambientales y de materia energética; así como la revisión de la normativa existente en cuanto a aprovechamiento energético.

## CAPITULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capitulo se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para alcanzar los objetivos planteados así como su análisis.

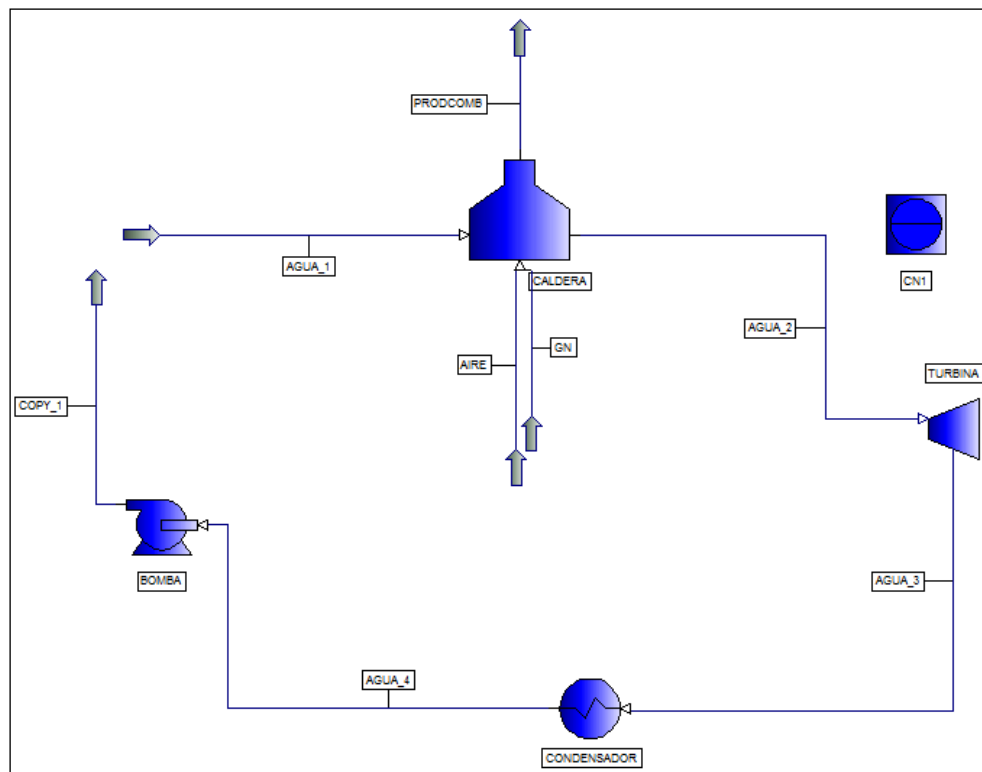
#### IV.1. EVALUACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

De acuerdo a los parámetros establecidos en el Marco Metodológico del presente Trabajo Especial de Grado se logró la simulación de tres (3) ciclos de potencia correspondientes a: (a) Ciclo Ideal de Rankine; (b) Ciclo de Rankine con Recalentamiento y (c) Ciclo de Rankine Combinado.

##### IV.1.1. Simulaciones en PRO/II

Debido a limitaciones de simulador al trabajar con altos flujos en el simulador, se consideró la porción media del flujo de combustible original es decir el 50% de la corriente original seleccionada de 38,8 MMPCD, es decir, se trabajó con un flujo de gas tratado de 19,4 MMPCD.

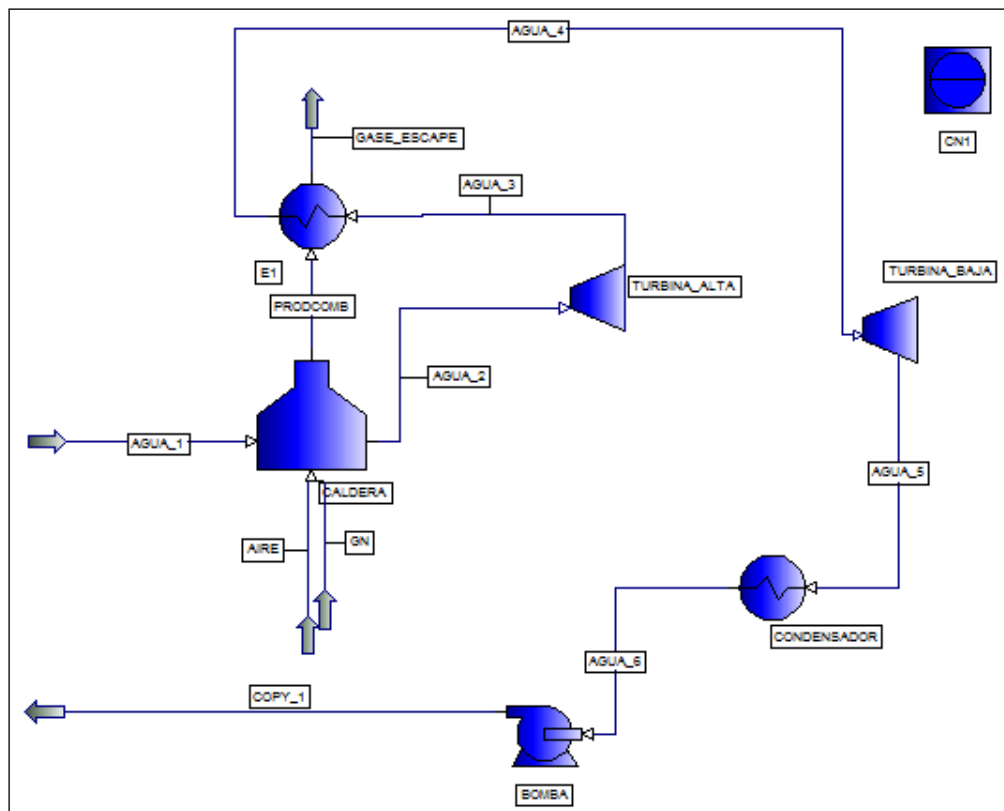
En la Figura 11, se presenta la interfaz resultante del simulador PRO/II donde se observa la distribución de los equipos para el Ciclo de Rankine Simple.



**Figura 11 Representación Grafica del Ciclo Ideal de Rankine sin Pérdidas**

El error relativo en cuanto a las temperaturas ajustadas con la herramienta Controller (CN1) resultó ser cero, es decir, las condiciones de las corrientes AGUA\_1 y COPY\_1 son iguales.

En la Figura 12 se observa la distribución final de los equipos en la simulación del Ciclo de Rankine con Sobrecalentamiento.

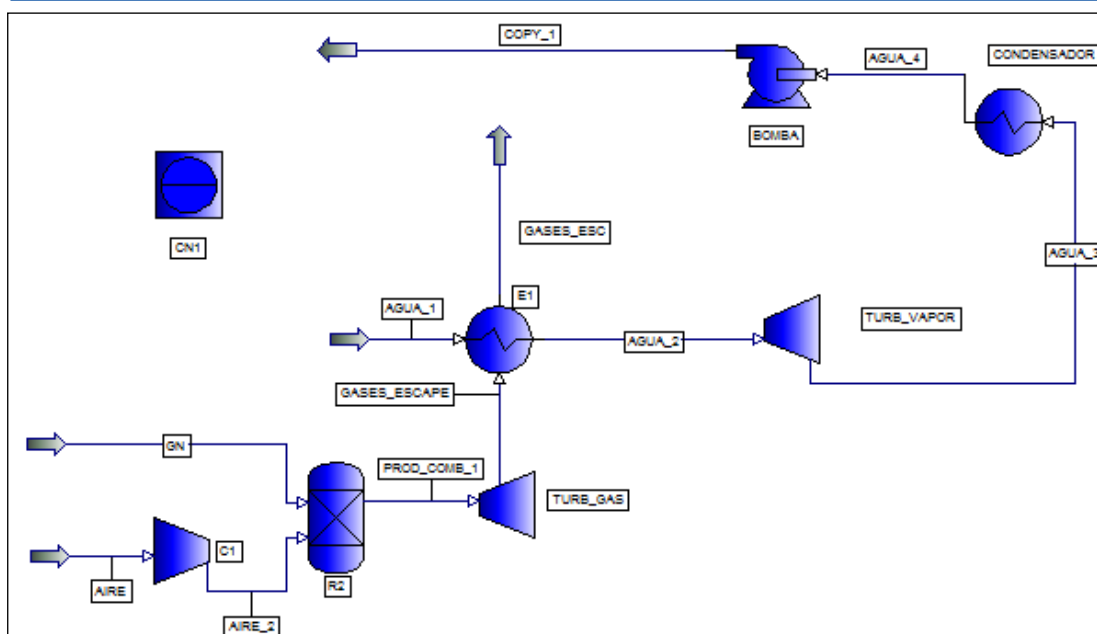


**Figura 12 Representación Grafica del Ciclo de Rankine con Recalentamiento sin Pérdidas**

La caldera está representada por la unidad “Caldera” y “E1”. Esto, debido a que no es posible agregar una entrada adicional a la caldera, se toma en cuenta el intercambiador E1 como un recuperador dentro de la caldera.

Adicionalmente, se tiene que el error relativo asociado a la herramienta “Controller” es igual a cero, esto implica la convergencia de las temperaturas a la salida de la bomba y la entrada de la caldera.

En la Figura 13, se presenta la configuración final correspondiente al ciclo de Rankine Combinado.



**Figura 13 Representación Grafica del Ciclo Combinado sin Pérdidas**

El compresor, el reactor y el expansor, representan juntos una turbina de gas. Los gases de escape, que salen de la turbina a una temperatura de 884,2 K son aprovechados en un ciclo simple para generar vapor aprovechando esta temperatura.

Al igual que en los ciclos anteriores, el error relativo asociado a la herramienta “Controller” resultó ser igual a cero. Para esta simulación se dividió a la mitad el flujo de agua en el ciclo de vapor.

A continuación los resultados para los ciclos en estudio sin considerar las pérdidas en líneas y equipos y eficiencia en los equipos mecánicos.

## CAPITULO IV RESULTADOS Y DISCUSION DE RESULTADOS

**Tabla 9 Resultados para los Ciclos en Estudio sin tomar en cuenta las pérdidas en equipos y líneas de proceso**

| Parámetro (unidades)                   | Ciclo de Rankine | Ciclo de Rankine con Recalentamiento | Ciclo Combinado de Rankine |
|----------------------------------------|------------------|--------------------------------------|----------------------------|
| Flujo de agua (kg/s)                   | 38,3             | 38,3                                 | 19,1                       |
| Flujo de combustible (kg/s)            | 5,4              | 5,4                                  | 5,4                        |
| Trabajo neto en el Ciclo de Gas (MW)   | -                | -                                    | 48,7                       |
| Trabajo neto en el Ciclo de Vapor (MW) | 27,4             | 30,7                                 | 10,7                       |
| Trabajo Neto (MW)                      | 27,4             | 30,7                                 | 59,4                       |
| Calor entregado (MW)                   | 96,8             | 104,3                                | 125,6                      |
| W/Q (adim)                             | 0,28             | 0,30                                 | 0,47                       |
| CE (kW/habitante)                      | 0,23             | 0,26                                 | 0,50                       |

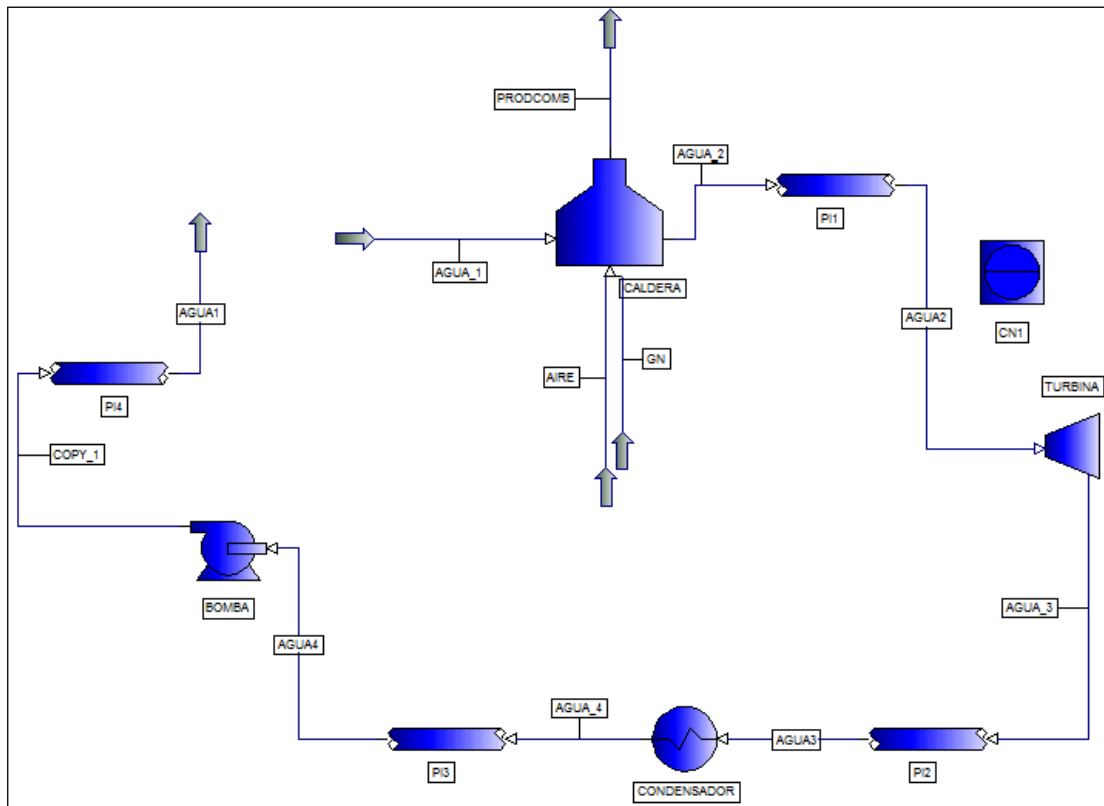
Según la información presentada en la Tabla 9, las potencias generadas por los tres ciclos, Rankine ideal, con recalentamiento y combinado son 657,6; 736,8 y 1425,6 MW-h respectivamente.

Como es de esperarse la relación entre el trabajo generado y el calor absorbido, W/Q, o eficiencia del Ciclo Combinado es mayor que la del Ciclo de Rankine con Sobrecalentamiento que a su vez es mayor que el Ciclo de Rankine Ideal. La diferencia porcentual en la eficiencia del Ciclo Combinado con respecto a los otros ciclos en estudio es bastante alta, esto debido a la influencia de la turbina de gas en la eficiencia del ciclo.

Tomando en cuenta que el consumo diario estimado de las comunidades del Distrito Norte es de aproximadamente 220 MW-h, la cobertura energética requerida es de 1,86 kW-h/habitante que equivale a 0,08 Kw/habitante, se tiene una mayor cobertura energética para el ciclo combinado, esto es, mayor capacidad para satisfacer las

necesidades de la población, este valor es obtenido al dividir el trabajo neto producido por el ciclo entre la cantidad de habitantes del Distrito Punta de Mata.

En la Figura 14 se presenta la hoja de trabajo en PRO/II para el Ciclo Ideal de Rankine considerando las pérdidas en líneas y equipos.



**Figura 14 Representación Gráfica del Ciclo de Rankine Ideal con Pérdidas**

La pérdida fijada en la caldera es de 30psi. Como aproximación para las pérdidas en las tuberías se usaron los nomogramas presentados en el Apéndice C.

La Figura 15 y la Figura 16, presentan la configuración para el Ciclo de Rankine con Recalentamiento y Ciclo Combinado respectivamente.

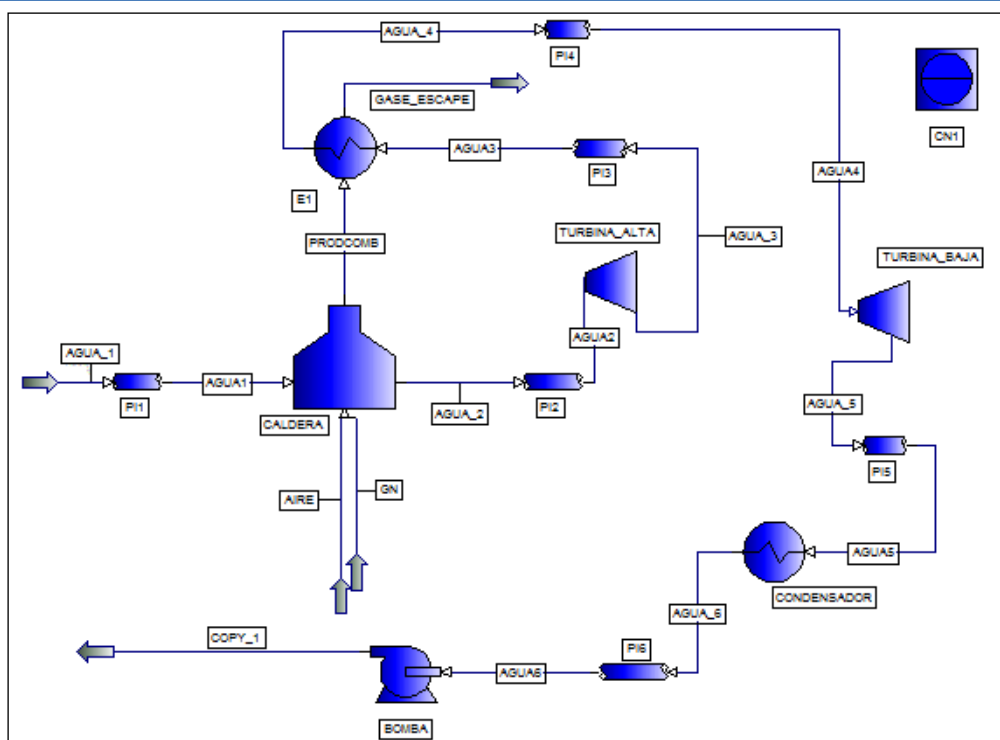


Figura 15 Representación Gráfica del Ciclo de Rankine con Recalentamiento con Pérdidas

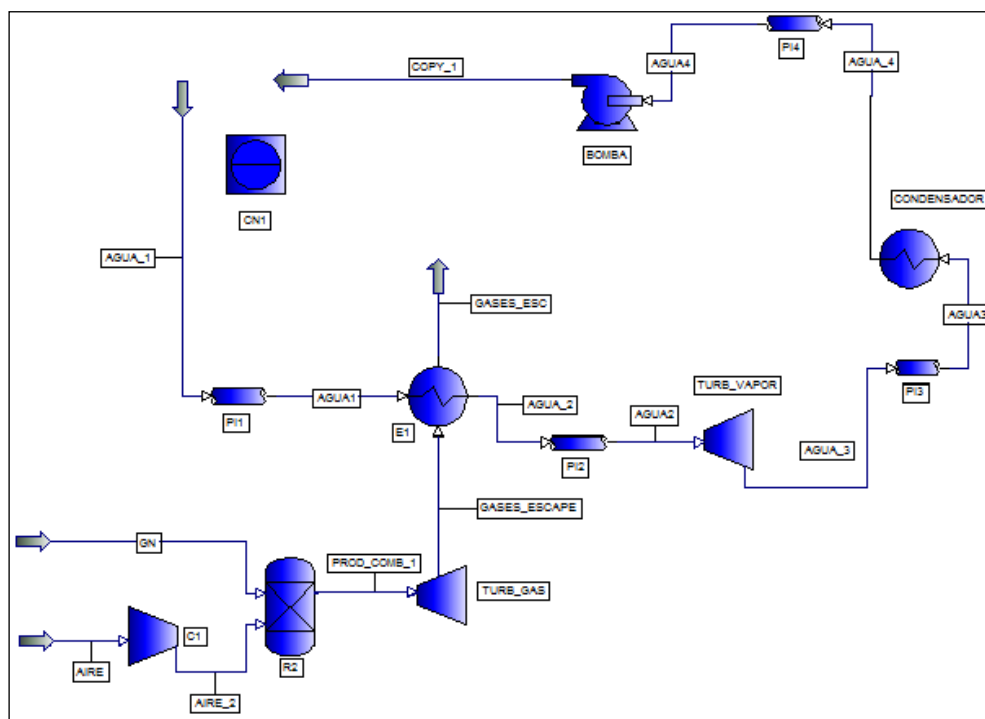


Figura 16 Representación Gráfica del Ciclo de Rankine Combinado con Pérdidas

## CAPITULO IV RESULTADOS Y DISCUSION DE RESULTADOS

En la Tabla 10, se presenta el cambio en el trabajo producido por la bomba, compresor y las turbinas considerando las eficiencias de los equipos.

**Tabla 10 Cambios en el trabajo debido a la consideración de eficiencias en equipos mecánicos**

| Equipo           | Eficiencia (%) | Trabajo (MW)           |              |                                      |              |                 |              |
|------------------|----------------|------------------------|--------------|--------------------------------------|--------------|-----------------|--------------|
|                  |                | Ciclo de Rankine Ideal |              | Ciclo de Rankine con Recalentamiento |              | Ciclo Combinado |              |
|                  |                | Sin pérdidas           | Con pérdidas | Sin pérdidas                         | Con pérdidas | Sin pérdidas    | Con pérdidas |
| Turbina de Vapor | 90             | 27,5                   | 24,1         | 30,7                                 | 27,0         | 9,7             | 8,3          |
| Turbina de Gas   | 85             | -                      | -            | -                                    | -            | 66,8            | 59,3         |
| Bomba            | 70             | 0,055                  | 0,162        | 0,055                                | 0,162        | 0,028           | 0,087        |
| Compresor        | 85             | -                      | -            | -                                    | -            | 18,1            | 22,5         |

Las desviaciones entre los valores obtenidos haciendo uso de los Nomogramas antes mencionados y los obtenidos en las simulaciones se encuentran en el APENDICE 3. En ellos se observan altos porcentajes de error esto debido a la poca exactitud de las lecturas usando nomogramas debido a su alto grado de incertidumbre, sin embargo son útiles como valores “semilla”.

En la Tabla 11, se presentan los resultados para los ciclos en estudio considerando las pérdidas en líneas y equipos y eficiencia en los equipos mecánicos.

## CAPITULO IV RESULTADOS Y DISCUSION DE RESULTADOS

**Tabla 11 Resumen de Resultados para los Ciclos en Estudio tomando en cuenta las pérdidas en equipos y líneas de proceso**

| Parámetro (unidades)                   | Ciclo de Rankine | Ciclo de Rankine con Recalentamiento | Ciclo Combinado de Rankine |
|----------------------------------------|------------------|--------------------------------------|----------------------------|
| Flujo de agua (kg/s)                   | 38,3             | 38,3                                 | 19,1                       |
| Flujo de combustible (kg/s)            | 5,4              | 5,4                                  | 5,4                        |
| Trabajo neto en el Ciclo de Gas (MW)   | -                | -                                    | 36,9                       |
| Trabajo neto en el Ciclo de Vapor (MW) | 23,9             | 26,9                                 | 8,3                        |
| Trabajo neto (MW)                      | 23,9             | 26,9                                 | 45,2                       |
| Calor entregado (MW)                   | 96,7             | 103,9                                | 136,7                      |
| W/Q (adim)                             | 0,25             | 0,26                                 | 0,33                       |
| CE (kW/habitante)                      | 0,20             | 0,23                                 | 0,38                       |

Comparando los resultados presentados en las Tablas 9 y 11, se observa que la eficiencia térmica del ciclo de Rankine Ideal y con Recalentamiento no presentan grandes variaciones, sin embargo, para el Ciclo Combinado se observa una disminución considerable, de casi quince (15) puntos, esto se debe a la influencia de la variación de las eficiencias de los equipos mecánicos en el sistema de la turbina de gas.

En los ciclos de vapor, las caídas de presión en las tuberías son muy pequeñas por lo que no afectan de manera considerable al rendimiento del ciclo.

En el caso del ciclo combinado, la diferencia entre las eficiencias globales obtenidas radica en el hecho de que dentro del sistema de la turbina de gas hay una doble afectación de las eficiencias, la del compresor y del expansor, por lo que en comparación con las condiciones ideales de la turbina de gas, el compresor ahora requerirá mas potencia y el expansor generará menos potencia. Con esto se observa la

sensibilidad del desempeño de una turbina de gas con respecto a las eficiencias del compresor y la turbina.

De igual manera se observa una disminución en la cobertura energética con respecto a los valores presentados en la Tabla 9, sin embargo, esta reducción es mas apreciable en el Ciclo de Rankine Combinado, esto debido a la disminución del trabajo neto generado por el ciclo con las nuevas condiciones de operación, sin embargo, tiene mayor capacidad para satisfacer las necesidades de las comunidades del Distrito Norte y comunidades aledañas.

En este punto es importante también presentar las temperaturas obtenidas de los gases de salida para cada ciclo.

**Tabla 12 Temperatura de los gases de escape**

|                                        | Ciclo de Rankine Ideal | Ciclo de Rankine con Recalentamiento | Ciclo de Rankine Combinado | Turbina de Gas |
|----------------------------------------|------------------------|--------------------------------------|----------------------------|----------------|
| Temperatura de los gases de escape (K) | 1101,3                 | 1041,9                               | 513,4                      | 916,7          |

Se observa en la Tabla 12, que las distintas mejoras introducidas al Ciclo de Rankine Ideal permite el aprovechamiento calórico de la corriente de los gases de combustión. La disminución lograda con el recalentamiento de la corriente de vapor es de aproximadamente 60 K, sin embargo, ambas corrientes se encuentran a una temperatura muy elevada considerando que en el ciclo de Rankine Combinado la corriente de gases puede ser liberada a la atmósfera a una temperatura de 513,4 K, esto implica una longitud de la chimenea más corta que la necesaria para el venteo de los gases de escape de los ciclos de Rankine Ideal y con Recalentamiento.

La temperatura a la salida de la turbina de gas en el Ciclo de Rankine Combinado es de 916,7 K. Esta temperatura es menor que la obtenida durante la operación del Ciclo

de Rankine Ideal y con Recalentamiento por lo que se concluye que el aprovechamiento calórico es mayor en el Ciclo de Rankine Combinado.

#### IV.1.2. Análisis de Sensibilidad

Por otra parte, en la industria del gas siempre es recomendable aprovechar el gas y reinyectarlo al pozo para el proceso de extracción del mismo. Bajo esta premisa es lógico pensar que este gas de venteo pudiera ser aprovechado dentro de la planta de manera que el flujo disponible para operar un ciclo de potencia se vería disminuido. Bajo esta premisa se procedió a la realización de un Análisis de Sensibilidad para estudiar la influencia de la variación del flujo de gas disponible en la potencia neta entregada por los ciclos en estudio.

En la Figura 17, se presentan los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad realizado al Ciclo de Rankine Ideal con pérdidas haciendo variaciones en el flujo de gas natural disponible:

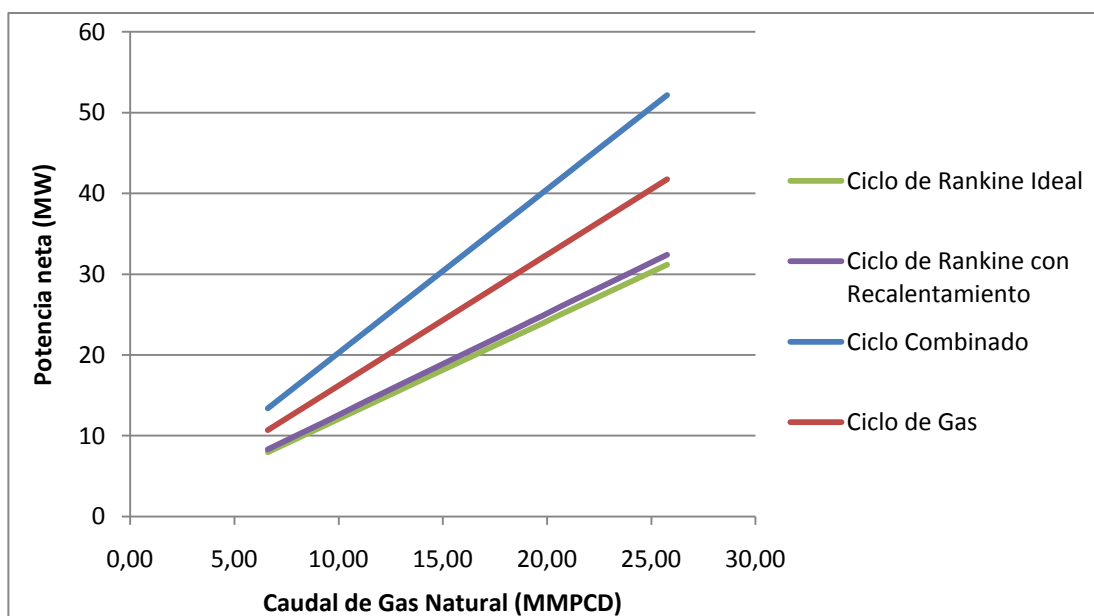


Figura 17 Potencia Neta vs Caudal de Gas Natural para los Ciclos en Estudio

Según la Figura 17, existe una variación considerable entre la potencia neta generada por los ciclos en estudio. La cercanía entre las curvas correspondientes al Ciclo de

Rankine Combinado y el Ciclo de Gas (turbina de gas) se debe a que la potencia generada por el ciclo de vapor en el ciclo combinado es prácticamente despreciable con respecto a la potencia generada por la turbina de gas. Sin embargo, y como se verá mas adelante, económicamente esta diferencia representa un peso importante.

El comportamiento lineal presentado por las curvas en la Figura 17 se debe a que la relación combustible/agua se mantuvo constante para cada caudal de gas natural considerado. Al momento de considerar el flujo de agua constante y variar el flujo de gas, el simulador utilizado presentó problemas para la solución de los casos.

Además, las potencias generadas por cada uno de los ciclos suelen tener menor diferencia a caudales de gas menores, y, al aumentar el caudal de gas disponible, las potencias generadas tienden a diferir más entre ellas. La pendiente para el Ciclo de Rankine Combinado es mayor con respecto a los otros ciclos, esto debido a que se requiere menores cambios en el caudal de gas ara obtener mayores cambios en la potencia generada.

Tomando en cuenta que la corriente de trabajo representaba el 50% de la corriente original de trabajo de 38,8 MMPCD de gas natural tratado asociada a 70MMPCD de gas de quema, se tiene que para una nueva reducción del flujo de 25% y 10% de trabajo la potencia generada por los ciclos es la presentada en la Tabla 13.

**Tabla 13 Potencia generada por los ciclos considerando la reducción del gas de venteo**

| Corriente<br>(% corriente original) | Potencia Neta Generada (MW) |                                      |                 |                                                    |
|-------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|-----------------|----------------------------------------------------|
|                                     | Ciclo Ideal de Rankine      | Ciclo de Rankine con Recalentamiento | Ciclo Combinado | Ciclo de Gas<br>(Considera solo la turbina de gas) |
| 19,16 MMPCD (50%)                   | 23,9                        | 26,9                                 | 45,2            | 36,9                                               |
| 9,58 MMPCD (25%)                    | 11,6                        | 12,0                                 | 19,4            | 15,5                                               |
| 6,6 MMPCD (10%)                     | 8,0                         | 8,3                                  | 13,4            | 10,7                                               |
| W/Q (adim)                          | 0,25                        | 0,26                                 | 0,33            | -                                                  |

Según lo presentado en la Tabla 13, reduciendo el flujo de venteo hasta un 10% del caudal de venteo original, la turbina de gas sigue proporcionando la potencia suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de todas las poblaciones del Distrito Punta de Mata, esto es 256,8MW-h.

Dado que la variación del flujo de gas y de agua se mantuvo proporcional durante el análisis de sensibilidad, para cada punto de las curvas presentadas en la Figura 17, la relación W/Q o, eficiencia térmica, es constante.

#### **IV.1.3. Evaluación Económica**

En la Tabla 14 se presentan los resultados del análisis de capital de inversión de cada ciclo, para ello, solo se consideraron los precios de los equipos principales de proceso: calderas, turbinas, bombas y condensadores. Los costos están basados en las condiciones mínimas a las cuales se garantiza el suministro eléctrico a las comunidades del Distrito Punta de Mata.

**Tabla 14 Costos de Inversión asociados a los ciclos en estudio**

|                  | Ciclo de Rankine | Ciclo de Rankine con Recalentamiento | Ciclo Combinado de Rankine | Turbina de Gas |
|------------------|------------------|--------------------------------------|----------------------------|----------------|
| Costo Total (\$) | 1.942.480        | 2.135.170                            | 3.5841.180                 | 2.871.130      |

Se puede observar en la Tabla 12 que el mayor costo de inversión está asociado al Ciclo combinado, sin embargo, es importante destacar que estos precios no incluyen la instalación de los equipos, mantenimiento, instalación de redes de tuberías, sistemas de control, entre otros aspectos operacionales. Todos estos aspectos constituyen un costo adicional importante. Considerando estos costos se obtiene:

**Tabla 15 Costo de planta instalada**

|                  | Ciclo de Rankine | Ciclo de Rankine con Recalentamiento | Ciclo Combinado de Rankine | Turbina de Gas |
|------------------|------------------|--------------------------------------|----------------------------|----------------|
| Costo Total (\$) | 4.205.190        | 4.590.570                            | 7.488.600                  | 5.742.300      |

Adicionalmente, se requiere facilidades de enfriamiento para el condensador de los ciclos de Rankine ideal, con recalentamiento y combinado, así como un sistema de Agua Desmineralizada para la reposición constante de agua de operación. Se requiere además mayor esfuerzo en horas-hombre (HH) para el mantenimiento de los equipos en los ciclos de Rankine ideal, con recalentamiento y combinado.

Las especificaciones de los costos de los equipos presentados en la Tabla 12 y 14 se encuentran en el APENDICE 5. Además, los costos de los equipos corresponden a una planta que maneja un flujo de gas de 19,16 MMPCD.

Por otro lado, se requiere mayor espacio para la instalación de los ciclos de Rankine ideal, con recalentamiento y combinado, estas además, tienen mayor generación de ruido debido al motor en funcionamiento, el escape de gases y el flujo de aire. En el caso de las turbinas de gas, éstas poseen, generalmente, cabinas cerradas que permiten reducir y controlar los niveles de ruido.

#### IV.1.4.Requerimiento espacial

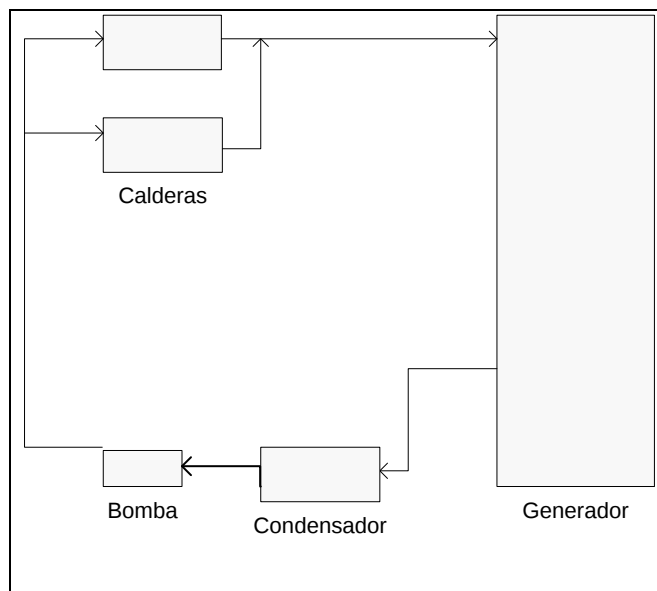
A continuación se presenta una estimación del espacio requerido para la instalación de los distintos ciclos en estudio.

**Tabla 16 Espacio requerido para la instalación de los equipos principales**

|                                               | Ciclo de Rankine | Ciclo de Rankine con Recalentamiento | Ciclo Combinado de Rankine | Turbina de Gas |
|-----------------------------------------------|------------------|--------------------------------------|----------------------------|----------------|
| Área de equipos principales (m <sup>2</sup> ) | 52,8             | 52,8                                 | 82,3                       | 31,3           |

Se observa en la Tabla 15, que el requerimiento espacial para la turbina de gas es mucho menor que para los Ciclos de Rankine Ideal, con Recalentamiento y Combinado. Los resultados presentados sólo incluyen las áreas asociadas a la caldera, la turbina de vapor y la turbina de gas de acuerdo a las especificaciones espaciales presentadas en el APENDICE 7.

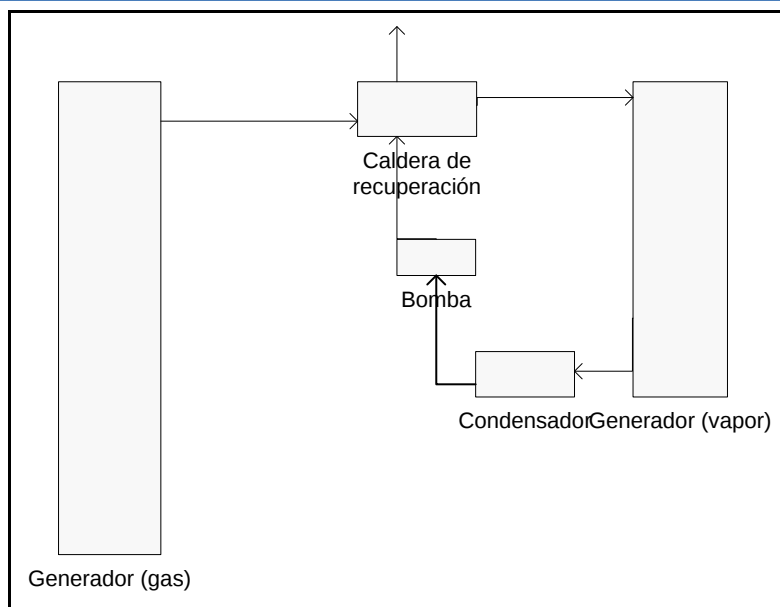
Si se desea tener una idea del espacio total requerido por ciclo se presentan a continuación los planos de planta asociados a cada ciclo en estudio:



**Figura 18 Requerimiento espacial para una planta de generación termoelectrica operando con Ciclo de Rankine y Ciclo de Rankine con Recalentamiento (Elaboración propia)**

La configuración, tanto para el Ciclo de Rankine Ideal como para el Ciclo de Rankine con Recalentamiento, se considera igual ya que la disposición de los equipos es la misma, la diferencia radica en que existe una salida y una entrada de flujo adicional en las calderas y en el soporte de la turbina para el Ciclo de Rankine con Recalentamiento. La disposición presentada en la Figura 18, considera la separación mínima requerida establecida por PDVSA con respecto a la caldera, ya que es el equipo que maneja un fluido inflamable. En total la planta puede ocupar un área total de aproximadamente 190m<sup>2</sup>.

A continuación se presenta la distribución de los equipos para el Ciclo Combinado.



**Figura 19 Requerimiento Espacial para una planta de generación termoeléctrica operando con Ciclo de Rankine Combinado (Elaboración propia)**

La planta termoeléctrica presentada en la Figura 19 ocupa aproximadamente 260m<sup>2</sup>. El equipo a considerar para la aplicación de la Norma PDVSA es, en este caso, la turbina de gas ya que es la única que maneja un fluido inflamable.

En ambos casos el espacio utilizado para el generador incluye la turbina y el transformador de potencia en energía eléctrica.

#### IV.1.5. Selección del Ciclo a utilizar

La evaluación del capital favorece la selección del Ciclo de Rankine Ideal, sin embargo, cuando se consideran algunos parámetros técnicos como lo son: (a) el ruido, (b) la eficiencia térmica del ciclo, (c) el espacio requerido para la instalación, (d) sistema de utilidades, entre otros, se concibe la turbina de gas como una mejor opción.

Se recomienda entonces el uso de una turbina de gas para la generación eléctrica, el rendimiento de este ciclo es el mas alto y además, es una tecnología ampliamente conocida en el país.

Además, entre las ventajas que ofrece el uso de turbinas de gas para la generación eléctrica sobre las instalaciones de vapor se tiene: (a) instalación mas compacta, esto implica un menor requerimiento espacial para su ubicación, (b) menos dispositivos auxiliares, esto permite la reducción de costos en equipos de control y menores conexiones que pueden aumentar las probabilidades de falla en el equipo y menores requerimientos de mantenimiento, (c) no necesitan el uso de condensador, por lo que hay un ahorro económico en cuanto a facilidades de enfriamiento de la corriente de agua, (d) no necesitan agua y por lo tanto no hace falta facilidades de agua desmineralizada y, (e) la relación peso-potencia es más pequeña.

Frente al modelo tradicional donde las instalaciones eléctricas son del tipo centralizado, el uso de pequeñas instalaciones más cercanas al consumidor está siendo la base del desarrollo de los sistemas eléctricos en Venezuela. (CORPOELEC, 2008)

### **IV.1.6. Normativa nacional**

El Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo establece un límite de venteo del 2% del volumen de gas producido, es decir, que tomando en cuenta una producción de 791 MMPCD, el venteo permitido es de 15,8 MMPCD.

Este valor difiere notablemente de las cantidades reales de venteo presentadas en la Tabla 2. El flujo requerido, de este gas de venteo, para el funcionamiento de la turbina de gas es de 12,9 MMPCD (correspondientes a 6,6 MMPCD de gas tratado).

Si se resta el consumo del gas de venteo a los valores reportados de venteo se tiene que aun se requiere una reducción en el flujo de venteo de aproximadamente 40 MMPCD (Considerando el venteo de 70MMPCD).

Esta cantidad representa el incumplimiento, además, del Artículo 44 de la *Ley Penal del Ambiente*, de la Emisión de Gases, y la *Ley Orgánica del Ambiente*. En este sentido, se deben considerar los efectos de la quema de gas y ejercer de manera activa los controles sobre esta situación.

Entre las alternativas propuestas para la reducción y aprovechamiento del gas de venteo se encuentran:

- Sin duda el mejoramiento de las prácticas operacionales es la primera opción que podría permitir la reducción significativa de las emisiones, esto mediante la realización de un programa de mantenimiento preventivo y correctivo en los puntos potenciales de fuentes de emisiones.
- La reinyección a pozo es una de las alternativas mas recomendables, debido a que continuamente la presión de los pozos disminuye y se requiere reinyectar continuamente gas natural para presurización y extracción de crudo del pozo.
- Uso del gas como combustible en procesos de calentamiento dentro de los procesos asociados a la explotación de crudo en el Distrito Punta de Mata.

Algunas propuestas para el aprovechamiento del gas natural fuera de las instalaciones del Distrito Punta de Mata se encuentran:

- Uso residencial del gas natural para propósitos de cocción o calentamiento de agua. Esto implica el acondicionamiento del gas para estas funciones. Lo cual no representa mayor reto ya que las instalaciones de Jusepín cuenta con la Planta de Extracción Profunda Jusepín, anteriormente llamada ACOGAS, donde se extrae el agua de la corriente de gas hasta lograr un gas natural totalmente seco mediante los procesos de deshidratación con glicol y tamices moleculares, se extraen los líquidos de gas natural y se endulza el gas mediante el proceso con aminas.
- Producción de hidrógeno a partir del reformado de metano con vapor de agua. Este proceso se lleva a cabo en cuatro etapas, a saber (Gary J., 2003):  
Reformado: existe una reacción catalítica de metano con vapor generando monóxido de carbono e hidrógeno.  
Conversión total: se añade mas vapor para convertir el monóxido de carbono del paso anterior en una cantidad equivalente de hidrogeno, se genera dióxido de carbono en esta etapa.

Purificación del gas: se elimina el dióxido de carbono por absorción con una solución de amina.

Metanación: en este paso, las cantidades restantes de monóxido y dióxido de carbono se convierten en metano.

- Uso como Gas Natural Vehicular (GNV) generando una disminución en las emisiones de monóxido de carbono en el parque automotriz.

---

## CONCLUSIONES

Una vez obtenidos y analizados los resultados del presente Trabajo Especial de Grado, se puede concluir:

- La configuración seleccionada para modelar la turbina de gas, esto es: (a) compresor, (b) reactor de conversión y (c) expansor, permite el estudio de este equipo de proceso.
- El simulador PRO/II permite modelar una caldera de tubos de agua mediante el uso de la operación unitaria “Fired Heater”.
- En los ciclos ideales, se observa una diferencia considerable en la eficiencia térmica entre el ciclo de Rankine Ideal y con Recalentamiento con respecto al ciclo combinado.
- En los ciclos reales, la disminución de la eficiencia del Ciclo de Rankine Combinado es mayor.
- El flujo de gas necesario para satisfacer las necesidades energéticas de las comunidades del Distrito Norte de PDVSA, en el Estado Monagas, es menor para el ciclo combinado.
- A menores cambios de flujo la generación de potencia es mayor en el Ciclo Combinado de Rankine con respecto a los ciclos de Rankine Simple y con Recalentamiento.
- Considerando el uso de la turbina de gas se logra satisfacer las necesidades energéticas de las comunidades del Distrito Punta de Mata.
- Considerando una disminución del 90% del caudal de gas natural de venteo disponible, tomando en cuenta sólo en Centro Operativo Jusepín,

la turbina de gas tiene la capacidad de satisfacer las necesidades energéticas de las comunidades del Distrito Norte, Estado Monagas.

- El espacio utilizado por la turbina de gas es menor que el requerido para la instalación de los ciclos de Rankine ideal, con recalentamiento y combinado.
- La búsqueda de una solución energética basada en el uso del gas natural se encuentra cónsono con las leyes nacionales.

## RECOMENDACIONES

A continuación se presentan una serie de recomendaciones propuestas con la finalidad de mejorar esta investigación con la ejecución de trabajos posteriores.

- Evaluar una posible ubicación de la planta de generación eléctrica dentro de las instalaciones del PDVSA Gas en el Distrito Norte.
- Realizar una evaluación técnico-económica de las alternativas propuestas en el presente Trabajo Especial de Grado para el aprovechamiento del gas natural de venteo de las instalaciones de PDVSA.
- Comparar los resultados obtenidos en PRO/II con los valores obtenidos haciendo uso de otro simulador de procesos comercial, como por ejemplo: HYSYS de AspenTech tomando en cuenta condiciones reales de proceso con el fin de determinar cual simulador tiene menores desviaciones con respecto a datos reales.
- Realizar un estudio para la reducción de emisiones dentro de las instalaciones de PDVSA, considerando las eficiencias operacionales actuales y la evaluación de posibles mejoras al proceso.
- Realizar un análisis de sensibilidad en la turbina de gas considerando las condiciones atmosféricas del sitio, esto es, estudiar la influencia de los cambios de temperatura ambiental y humedad relativa del aire sobre el funcionamiento de la turbina de gas.

REFERENCIAS

- Bahadori, A. y Vuthaluru, H. (2009). **Rapid estimation of equilibrium water dew point of natural gas in TEG dehydration systems**. Journal of Natural Gas Science and Engineering. Pgs 68-71.
- Birn S., Brown, M y otros. (1999). **Mechanical Engineering Handbook**. CRC Press LLC.
- Canadian Association of Petroleum Producers. (2006). **Best Management Practices for Facility Flare Reduction**. Guide.
- Cecchi, P., Monsalve, E., Vidal, A. y Zúñiga, A. (2008). **Centrales Térmicas de Potencia – Ciclo de Rankine**. [Libro en línea] Disponible en: [http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:X1AyGFp1pJIJ:https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2008/2/ME64A/1/material\\_alumnos/objeto/19861+ciclo+rankine+con+gas+natural&hl=es&gl=ve&pid=bl&srcid=ADGEESjTWh6hHLdQEWlo2who14p1NoMYm6qL2CWTesbUm3dRlTeSrhWQODXnnWVj9R0FWLG7lsOk-K27c7DefPz69GVT0DLybdnScPKyAC3ueCq7Lou97zG1abkfKEhdMV-A1YO6jgaB&sig=AHIEtbQUxwBp-Yh4P1w6-iTiuQ-3uQIrjw](http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:X1AyGFp1pJIJ:https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2008/2/ME64A/1/material_alumnos/objeto/19861+ciclo+rankine+con+gas+natural&hl=es&gl=ve&pid=bl&srcid=ADGEESjTWh6hHLdQEWlo2who14p1NoMYm6qL2CWTesbUm3dRlTeSrhWQODXnnWVj9R0FWLG7lsOk-K27c7DefPz69GVT0DLybdnScPKyAC3ueCq7Lou97zG1abkfKEhdMV-A1YO6jgaB&sig=AHIEtbQUxwBp-Yh4P1w6-iTiuQ-3uQIrjw) [Consulta: Marzo de 2010]
- Cengel, Y. y Boles M. (2006). **Termodinámica**. 5ª Ed. Mexico: McGRAW-HILL.
- Coppari, N., Gomez, S. y Ramilo, L. (2001). **BOLETIN ENERGETICO CNEA - ¿Qué es un ciclo combinado?** [Publicacion en Línea] Disponible en: <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b7/artic1.asp>. [consulta: Junio de 2010]
- CORPOELEC (2008) **Informe Anual de Gestión**. [Publicación gratuita] Venezuela: Electricidad de Caracas C.A.
- Coss, R. (2005) **Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión** [Libro en Línea] Disponible en: [http://books.google.com/books?id=XfVvR-TwcbEC&printsec=frontcover&dq=analisis+y+evaluacion+de+proyectos+de+inversion&hl=es&ei=bVVqTdKXNsH6lweQ0ID\\_AQ&sa=X&oi=book\\_result&ct=result&resnum=1&ved=0CCwQ6AEwAA#v=onepage&q&f=false](http://books.google.com/books?id=XfVvR-TwcbEC&printsec=frontcover&dq=analisis+y+evaluacion+de+proyectos+de+inversion&hl=es&ei=bVVqTdKXNsH6lweQ0ID_AQ&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=1&ved=0CCwQ6AEwAA#v=onepage&q&f=false) [Consulta, Enero de 2011]
- ElectriAhorro Servicios de Calidad y Ahorro de Energía (2010). **Generación de Electricidad** [Documento en línea] Disponible en: [http://www.electriahorro.com/HTML/Pages/Secondary/EA\\_VzlaGeneracionFS.html?EA\\_VzlaGeneracion.html~mainFrame](http://www.electriahorro.com/HTML/Pages/Secondary/EA_VzlaGeneracionFS.html?EA_VzlaGeneracion.html~mainFrame) [Consulta: Marzo de 2010]

## REFERENCIAS

---

- Ente Nacional del Gas (2010). **Gas Natural**. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.enagas.gob.ve/info/gasnatural/concepto.php> [Consulta: Marzo de 2010]
- FONDONORMA (2000). **COVENIN 3568-1:2000** Gas Natural. Características mínimas de calidad. Parte 1: Introducción General, Definiciones y Conceptos. Caracas: FONDONORMA
- FONDONORMA (2000). **COVENIN 3568-2:2000** Gas Natural. Características mínimas de calidad. Parte 2: Gas de uso general para sistemas de transporte troncales de libre acceso. Caracas: FONDONORMA.
- García, M. I. (2007). **El cambio climático llegó a Venezuela**. PRODUCTO ONLINE. Ed 286.
- Gary, J., (2003) **Refino de petróleo: tecnología y economía**. España: Reverté
- Gavin, P y Sinnott R, K (2008) Chemical engineering design: principles, practice and economics of plant and processes. Estados Unidos: Butterworth-Heinemann.
- James, T. (2006). **Natural Gas Production: The crucial link between Natural Gas production and its transportation to market**. Energy Information Administration, Office of Oil and Gas. Pgs 11.
- Kidney, A.J y Parrish, W. L. (2006) **Fundamentals of Natural Gas Processing** Estados Unidos de América: Taylor & Francis.
- Kok, K. (2009). **Nuclear Engineering Handbook**. Taylor & Grancis Group: USA. 768pags.
- La Electricidad de Caracas C.A. (2008) **Reporte Anual de Gestión**. 92pgs
- La Rosa, L. (2010). **Valorización del Gas Natural Asociado destinado a la quema y venteo en las instalaciones petroleras del Distrito Norte de PDVSA, Estado Monagas, Venezuela**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Caracas.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos** N° 5471 Extraordinario del 5 de junio de 2000
- Ley Orgánica del Ambiente** N° 5833 Extraordinario del 22 de diciembre del 2006
- Ley Penal del Ambiente** N°4358 del 3 de Enero de 1992
- Loh, H y Lyons J (2002) **Process equipment cost estimation**. National energy Technology.

## REFERENCIAS

- M.J. Morán y H. N. Shapiro (2005). **Fundamentos de Termodinámica técnica**. 2ª Ed. Barcelona: REVERTÉ.
- Mogollón, C., Ruiz, J y otros. (2007) **Programa de Simulación de ciclos termodinámicos de plantas de vapor**. Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 28. pp. 175-182
- Natural Gas Supply Association (2010) **Processing Natural Gas**. [Publicación en Línea] Disponible en: [http://www.naturalgas.org/naturalgas/processing\\_ng.asp](http://www.naturalgas.org/naturalgas/processing_ng.asp)
- NaturalGas.org (2004). **Processing Natural Gas**. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.naturalgas.org/naturalgas/processing\\_ng.asp](http://www.naturalgas.org/naturalgas/processing_ng.asp)
- PDVSA (1995) **Manual de Ingeniería de Riesgos IR-M-01 – Separación entre equipos e instalaciones**. Rev. 2.
- Petróleos de Venezuela, S.A. (2005) **Gas**. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.pdvs.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid\\_temas=84](http://www.pdvs.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=84). [Consulta: Mayo de 2010]
- Rosaler, R (2005) **Manual del Ingeniero de Planta**. 2da edición. México: Mc Graw Hill.
- S/N (S/F). **La Dinámica Petrolera y la Distribución del Territorio**. [Documento en línea] Disponible en: [http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:rTO\\_ebelILIJ:servidor-opsu.tach.ula.ve/ascen\\_acro/qui\\_h/cont/capitulo\\_5.pdf+Distrito+norte+furrial+y+planta+de+mata&hl=es&gl=ve&pid=bl&srcid=ADGEEShrwfb189rxAsNzB1SQ46n3ety6NUVmhPEYQ-Dlcx9h5Gz38nh6DT1dQeaLNittmDAVvwHyz5LeE6BoFvHVp955ma-c1d4tsF-gD4-e7HCwTYAVpeuP3-mAcm960Et\\_uWsYGjXI&sig=AHIEtbSmzv7z\\_vptlz3bZRoL26HUGIkioA](http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:rTO_ebelILIJ:servidor-opsu.tach.ula.ve/ascen_acro/qui_h/cont/capitulo_5.pdf+Distrito+norte+furrial+y+planta+de+mata&hl=es&gl=ve&pid=bl&srcid=ADGEEShrwfb189rxAsNzB1SQ46n3ety6NUVmhPEYQ-Dlcx9h5Gz38nh6DT1dQeaLNittmDAVvwHyz5LeE6BoFvHVp955ma-c1d4tsF-gD4-e7HCwTYAVpeuP3-mAcm960Et_uWsYGjXI&sig=AHIEtbSmzv7z_vptlz3bZRoL26HUGIkioA) [Consulta: Marzo de 2010]
- Simulation Sciences Inc (1994) **PRO/II Keyword Input Manual**. Version 4.0
- Walas, S. M. (1988) **Chemical Process Equipment**. Estados Unidos de América. Butterworth-Heinemann
- Wark, K. y Richards D. (1996). **Termodinámica**. 6a Ed. México. McGraw Hill. Pgs1048.
- Wroth, W.F., (1960) **Factors in Cost Estimation**, Chemical Engineering Vol 67, p. 204.

**APENDICES**

## APENDICE 1. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL (ENAGAS)

Según el Artículo 6 de las Normas Técnicas Aplicables a la Calidad del Gas para el Aseguramiento de la Calidad del Gas en Sistemas de Transporte y Distribución (NTA), el gas natural que circula por los sistemas de transporte y distribución deberá cumplir a partir del 1 ° de Enero de 2012 con las especificaciones mencionadas a continuación:

| Componentes                                | Valores                            |                 |
|--------------------------------------------|------------------------------------|-----------------|
|                                            | Mínimo                             | Máximo          |
| Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S)    | -                                  | 4,16 ppm molar  |
| Monóxido de Carbono (CO)                   | -                                  | 0,1% molar      |
| Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )      | -                                  | 2% molar        |
| Agua (H <sub>2</sub> O)                    | -                                  | 5,625 lb/MMPC   |
| Nitrógeno (N <sub>2</sub> )                | -                                  | 1% molar        |
| Hidrógeno (H <sub>2</sub> )                | -                                  | 0,1% molar      |
| Oxígeno (O <sub>2</sub> )                  | -                                  | 0,1% molar      |
| Azufre Total                               | -                                  | 18,42 ppm molar |
| Mercurio (Hg)                              | menores de 0,01 µg/Nm <sup>3</sup> |                 |
| Metano (CH <sub>4</sub> )                  | 80% molar                          | -               |
| Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )     | -                                  | 12% molar       |
| Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )   | -                                  | 3% molar        |
| Butano+ (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> +) | -                                  | 1,5% molar      |
| Hidrocarburos Insaturados                  | -                                  | 0,2% molar      |

Con el fin de permitir la adecuación de la infraestructura de la industria del gas natural las operadoras deberán cumplir con las metas de reducción de los parámetros de calidad en los plazos que se mencionan a continuación:

| Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )   |                |
|-----------------------------------------|----------------|
| 1ra Etapa: 1 de Enero de 2009           | 6,5% molar     |
| 2da Etapa: 1 de Enero de 2011           | 4% molar       |
| 3ra Etapa: 1 de Enero de 2013           | 2% molar       |
| Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S) |                |
| 1ra Etapa: 1 de Enero de 2009           | 9,22 ppm molar |
| 2da Etapa: 1 de Enero de 2011           | 6,79 ppm molar |
| 3ra Etapa: 1 de Enero de 2013           | 4,16 ppm molar |
| Azufre Total                            |                |
| 1ra Etapa: 1 de Enero de 2009           | 30 ppm molar   |
| 2da Etapa: 1 de Enero de 2011           | 24 ppm molar   |
| 3ra Etapa: 1 de Enero de 2013           | 18 ppm molar   |
| Agua (H <sub>2</sub> O)                 |                |
| 1ra Etapa: 1 de Enero de 2009           | 6,56 lb/MMPC   |
| 2da Etapa: 1 de Enero de 2011           | 6,06 lb/MMPC   |
| 3ra Etapa: 1 de Enero de 2013           | 5,65 lb/MMPC   |

Los porcentajes de recuperación considerados se presentan a continuación:

| Componente         | Porcentaje de recuperación |
|--------------------|----------------------------|
| Nitrogeno          | 100%                       |
| Metano             | 99%                        |
| Dioxido de Carbono | 20%                        |
| Etano              | 50%                        |
| Propano            | 20%                        |
| Butano+            | 10%                        |

Haciendo uso de estos valores, se obtiene una nueva corriente de trabajo dentro de especificación.



### **Procedimiento**

Para considerar la distancia entre los equipos, es decir, la longitud de la tubería se toma a partir del siguiente procedimiento:

Se lee en el Gráfico la distancia recomendada entre Equipos con Fuego (Hornos y Calderas) y Equipos que manejen productos no combustibles, esto es: cinco (05) metros.

Esta distancia se considera como la distancia mínima de separación entre los equipos considerados en las simulaciones representando la hipotenusa de un triangulo imaginario donde los puntos extremos de la hipotenusa representan la ubicación de los equipos. Aplicando:

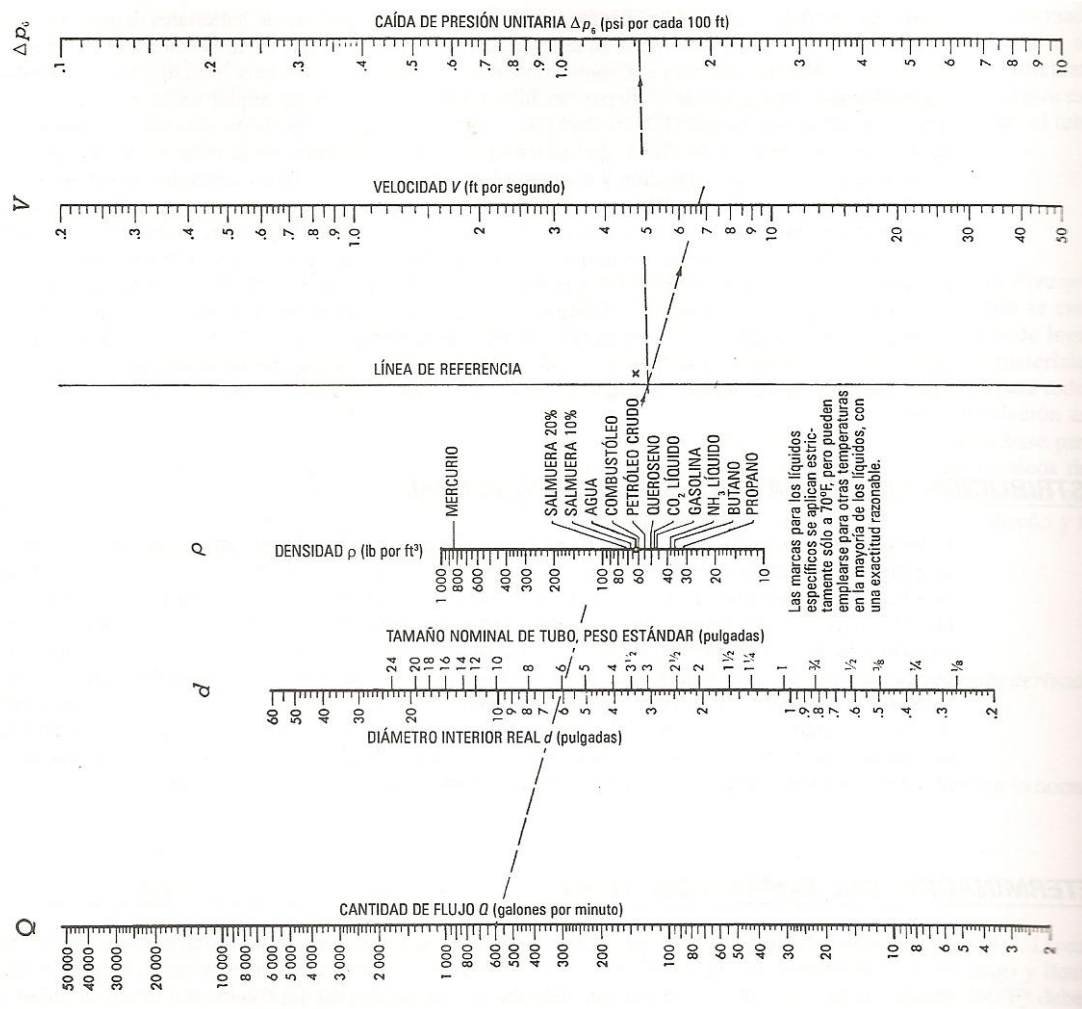
$$a^2 + b^2 = 2 \cdot a^2 = (5m)^2$$

$$a = 7,07m$$

Se tiene entonces que la distancia a considerar para la longitud de las tuberías es de 7 metros.

### APENDICE 3. Nomogramas

Solución racional (estimada) de la caída de presión para corrientes líquidas (Rosaler, 2005)



En el problema promedio se conoce la cantidad de flujo  $Q$  y se supone el diámetro  $d$  o una velocidad de flujo  $V$ . Con cualesquiera dos de estas tres cantidades conocidas puede obtenerse la tercera al ubicar los dos valores en sus escalas respectivas y al dibujar una línea recta a través de ellos; su intersección con la tercera escala proporciona la cantidad desconocida. Esta misma línea también interceptará la línea de referencia. Dibuje una línea recta a través de este punto de intersección y el punto correspondiente a la densidad del fluido en la escala  $\rho$ ; su intersección con la escala  $\Delta P_6$  indica la caída de presión (con base a un coeficiente de fricción de 0,006)

**Procedimiento:**

Dada la información presentada en la Tabla 8. se considera una velocidad de flujo de 3,3 m/s ( $10,8 \text{ ft/s} \approx 11 \text{ ft/s}$ ) .

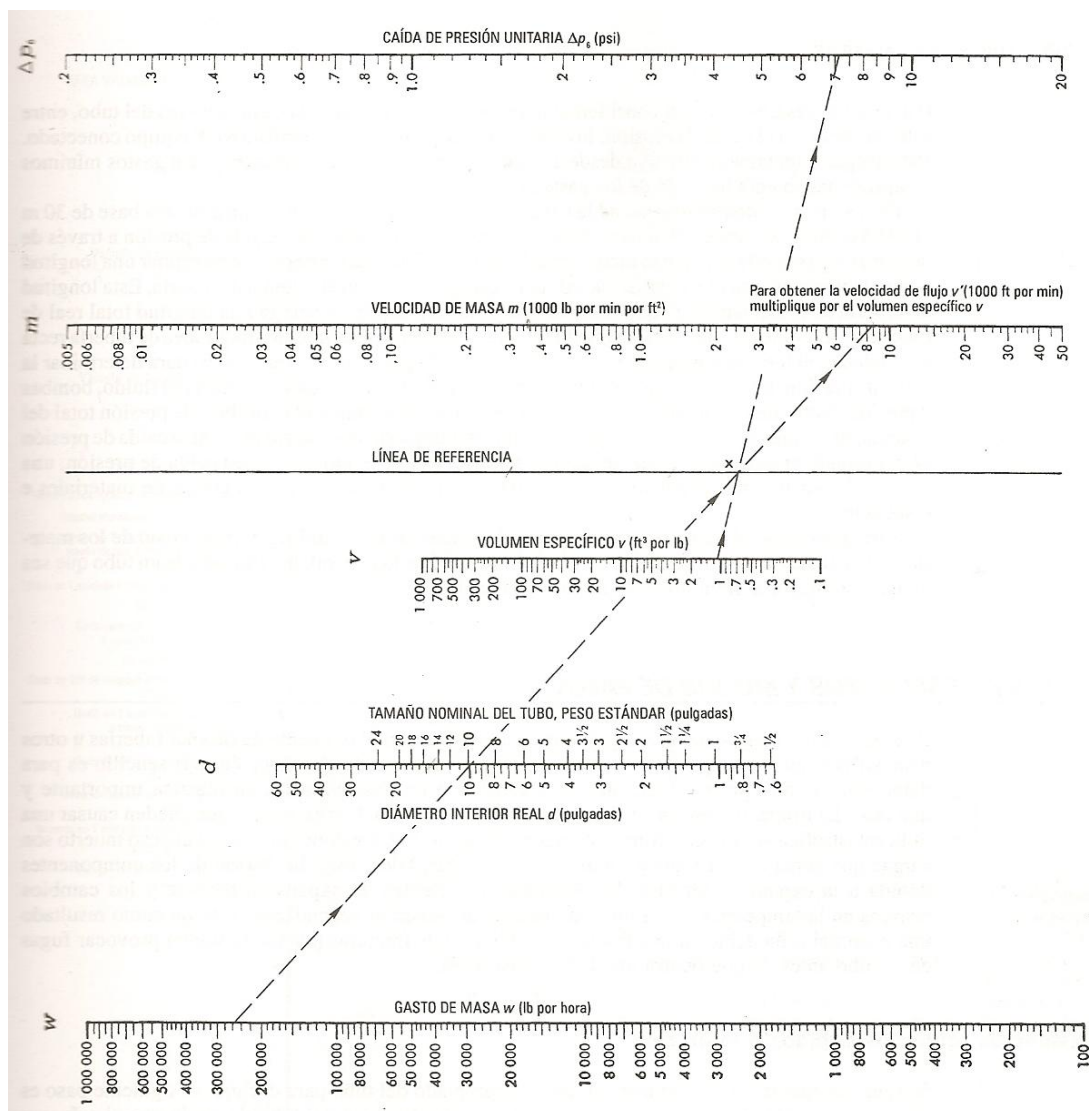
Como segundo parámetro se considera el caudal de agua, esto es, 602,3 gpm.

Trazando una recta considerando la velocidad de flujo y el caudal de agua se tiene:

Diámetro interno = 4,8 pulgadas (0,1219m)

Caída de Presión = 2,1 psi/100ft. Considerando una distancia de 22,96 ft (7metros)  
0,482 psi (3,323 kPa)

Solución racional (estimada) de la caída de presión para corrientes de gases y vapores  
(Rosaler,2005)



En el problema promedio se conoce el gasto de masa  $w$  y se supone el diámetro del tubo  $d$  o una velocidad de flujo  $V'$ . La grafica se basa en el uso de la velocidad de masa  $m$ , la cual se obtiene al dividir la velocidad de flujo  $V'$  entre el volumen específico  $v$ . Con cualesquiera dos de las tres cantidades  $w$ ,  $d$  y  $m$  conocidas, puede obtener la tercera al localizar los dos valores conocidos en sus escalas respectivas y al dibujar una línea recta a través de ellos; su intersección con la tercera escala proporciona la cantidad desconocida. Esta misma línea también se intercepta con la línea de referencia. Dibuje una línea recta a través de este punto de intersección y el punto correspondiente al volumen

---

especifico del fluido en la escala  $v$ ; su intersección con la escala  $\Delta P_6$  indica la caída de presión (con base en un coeficiente de fricción de 0,006)

### **Procedimiento:**

Se tiene una flujo de agua de 303787,7 lb/h (38,27 Kg/s).

La densidad de la corriente se obtiene en los resultados de PRO/II, esto es: 4 ft<sup>3</sup>/lb y 26 ft<sup>3</sup>/lb para la corriente de salida de la caldera y salida de la turbina respectivamente.

Trazando la recta correspondiente se tiene:

Para la corriente de vapor sobrecalentado (salida de la caldera)

Diámetro interno = 18 in

Caída de Presión = 4psi/100ft. Considerando una distancia de 22,96 ft (7metros) se tiene 0,482 psi (0,633 MPa)

Para la corriente a la salida de la turbina

Diámetro interno = 30 in

Caída de Presión = 0,35psi/100ft. Considerando una distancia de 22,96 ft (7metros) se tiene 0,080 psi (0,554 kPa)

**APENDICE 4. DESVIACIONES ASOCIADAS A LOS PARÁMETROS DE TUBERÍAS.**

Ciclo de Rankine Ideal

| Línea | Parámetro          | Unidades | Resultados<br>Nomogramas | Resultados<br>PRO/II | Desviación<br>(%) |
|-------|--------------------|----------|--------------------------|----------------------|-------------------|
| PI1   | Diámetro interno   | m        | 0,4572                   | 0,5080               | 11,09             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 90                       | 58,44                | 35,07             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 0,633                    | 0,94                 | 48,49             |
| PI2   | Diámetro interno   | m        | 0,76                     | 1,016                | 33,68             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 90                       | 78,58                | 12,69             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 0,554                    | 0,148                | 73,28             |
| PI3   | Diámetro interno   | m        | 0,122                    | 0,203                | 66,39             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 3,35                     | 3,84                 | 14,62             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 3,323                    | 1,400                | 57,80             |
| PI4   | Diámetro interno   | m        | 0,1219                   | 0,1524               | 25,02             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 3,35                     | 2,27                 | 32,23             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 3,323                    | 1,705                | 48,69             |

Ciclo de Rankine con Recalentamiento

| Línea | Parámetro          | Unidades | Resultados<br>Nomogramas | Resultados<br>PRO/II | Desviación<br>(%) |
|-------|--------------------|----------|--------------------------|----------------------|-------------------|
| PI1   | Diámetro interno   | m        | 0,127                    | 0,152                | 19,68             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 3,35                     | 2,28                 | 31,94             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 3,323                    | 0,247                | 75,64             |
| PI2   | Diámetro interno   | m        | 0,457                    | 0,609                | 33,26             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 90                       | 40,63                | 54,86             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 0,633                    | 0,053                | 69,19             |
| PI3   | Diámetro interno   | m        | 0,457                    | 0,609                | 33,26             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 90                       | 69,85                | 22,39             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 0,554                    | 0,092                | 46,51             |
| PI4   | Diámetro interno   | m        | 0,457                    | 0,663                | 45,08             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 90                       | 83,03                | 7,74              |
|       | Caída de Presión   | psi      | 1,014                    | 1,110                | 9,47              |
| PI5   | Diámetro interno   | m        | 0,457                    | 1,143                | 150,11            |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 90                       | 80,29                | 10,79             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 0,554                    | 0,016                | 98,42             |
| PI6   | Diámetro interno   | m        | 0,127                    | 0,203                | 59,84             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 3,35                     | 3,84                 | 14,63             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 3,323                    | 0,203                | 79,98             |

Ciclo de Rankine Combinado

| Línea | Parámetro          | Unidades | Resultados<br>Nomogramas | Resultados<br>PRO/II | Desviación<br>(%) |
|-------|--------------------|----------|--------------------------|----------------------|-------------------|
| PI1   | Diámetro interno   | m        | 0,076                    | 0,152                | 50,00             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 4,0                      | 1,14                 | 250,88            |
|       | Caída de Presión   | psi      | 0,5                      | 0,06                 | 733,33            |
| PI2   | Diámetro interno   | m        | 0,457                    | 0,254                | 79,92             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 90,0                     | 59,96                | 50,10             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 1,0                      | 0,63                 | 58,73             |
| PI3   | Diámetro interno   | m        | 0,762                    | 0,762                | 0,00              |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 90,0                     | 62,89                | 43,11             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 0,7                      | 0,047                | 189,36            |
| PI4   | Diámetro interno   | m        | 0,076                    | 0,1524               | 50,13             |
|       | Velocidad de flujo | m/s      | 4,0                      | 3,59                 | 11,42             |
|       | Caída de Presión   | psi      | 0,5                      | 0,24                 | 108,33            |

## APENDICE 5. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE EQUIPOS (EVALUACIÓN DE CAPITAL DE INVERSIÓN)

El índice CEPCI solo se consideró para las turbinas ya que los precios de los demás equipos involucrados están actualizados.

| Equipo           | CEPCI (2002) | CEPCI (2010) |
|------------------|--------------|--------------|
| Turbina de Gas   | 360,8        | 487,1        |
| Turbina de Vapor | 360,8        | 487,1        |

### Procedimiento

Se parte de los costos presentados por Loh (2002) donde se obtuvo la siguiente correlación para los costos de las turbinas de gas y vapor:

$$\text{Costo turbina de gas (\$)} = 5E-10 \cdot P^3 - 0,0004 \cdot P^2 + 131,52 \cdot P + 319705$$

Donde

P = Potencia neta generada por la turbina (HP)

$$\text{Costo turbina de vapor (\$)} = 4E-08 \cdot P^3 - 0,0029 \cdot P^2 + 123,62 \cdot P - 9720,3$$

Donde

P = Potencia neta generada por la turbina (HP)

### ***Costo Ciclo de Rankine Ideal***

- Precio de la bomba suministrado por HIDROCAVEN C.A. = 16447,07 \$
- Precio del generador de vapor (caldera de tubos de agua) suministrado por Vapor Power = 70000,00\$ (se consideran dos calderas)
- Precio del condensador de vapor suministrado por United Cooling System LTD = 85000,00\$

- Precio de la turbina de vapor, aplicando las ecuaciones obtenidas del ajuste de los datos presentados en la publicación de National Energy Technology.

$$\begin{aligned} \text{Precio} &= 4e^{-8} * (13964)^3 - 0,0029 * (13964)^2 + 123,62 * (13964) - 9720,3 \\ &= 1.259.970,7 \$ \end{aligned}$$

Este costo tiene como año base el 2002, para actualizar el costo se hace uso de los índices CEPCI correspondientes:

$$\text{Costo (2010)} = 1.259.970,7 \$ * \left( \frac{487,1}{360,8} \right) = 1.701.030,3 \$$$

Costo total de inversión = 1.942.477,3 \$

Costo global considerando instalación de los equipos, mantenimiento, instalación de redes de tuberías, sistemas de control, entre otros aspectos operacionales, haciendo uso de los factores propuestos por Wroth (1960)

$$\begin{aligned} \text{Costo total} &= 7,0 * 16447,07 \$ + 2,0 * 140000,00\$ + 4,8 * 85000,00\$ + 2 \\ &\quad * 1259970,7\$ = 4.205.190,04\$ \end{aligned}$$

#### ***Para el Ciclo de Rankine con Recalentamiento***

- Precio de la bomba suministrado por HIDROCAVEN C.A. = 16447,07 \$
- Precio del generador de vapor (caldera de tubos de agua) suministrado por Vapor Power = 110000,00\$ (El costo de la caldera con recalentamiento es 10% mayor debido a que requiere de la construcción de nuevas entradas y salidas en el hogar de la caldera) (se consideran dos calderas)
- Precio del condensador de vapor suministrado por United Cooling System LTD= 85000,00\$
- Precio de la turbina de vapor, aplicando las ecuaciones obtenidas del ajuste de los datos presentados en la publicación de National Energy Technology.

$$\begin{aligned} \text{Precio} &= 4e^{-8} * (14511,6)^3 - 0,0029 * (14511,6)^2 + 123,62 * (14511,6) - 9720,3 \\ &= 1.490.101,74 \$ \end{aligned}$$

Este costo tiene como año base el 2002, para actualizar el costo se hace uso de los índices CEPCI correspondientes:

$$\text{Costo (2010)} = 1.490.101,74 \$ * \left( \frac{487,1}{360,8} \right) = 2.011.799,9 \$$$

Costo total de inversión = 2.135.167,0\$

Costo global considerando instalación de los equipos, mantenimiento, instalación de redes de tuberías, sistemas de control, entre otros aspectos operacionales, haciendo uso de los factores propuestos por Wroth (1960)

$$\begin{aligned} \text{Costo total} &= 7,0 * 16447,07 \$ + 2,0 * 110000,00\$ + 4,8 * 85000,00\$ + 2 \\ &* 1.490.101,74\$ = 4.590.569,39\$ \end{aligned}$$

#### **Para el Ciclo Combinado**

- Precio de la bomba suministrado por HIDROCAVEN C.A. = 16447,07 \$
- Precio del generador de vapor (caldera de tubos de agua) suministrado por Vapor Power = 110000,00\$ (El costo de la caldera con recalentamiento es 10% mayor debido a que requiere de la construcción de nuevas entradas y salidas en el hogar de la caldera)
- Precio del condensador de vapor suministrado por United Cooling System LTD = 85000,00\$
- Precio de la turbina de vapor, aplicando las ecuaciones obtenidas del ajuste de los datos presentados en la publicación de National Energy Technology.

$$\begin{aligned} \text{Precio} &= 4e^{-8} * (3615,1)^3 - 0,0029 * (3615,1)^2 + 123,62 * (3615,1) - 9720,3 \\ &= 541.603,15 \$ \end{aligned}$$

Este costo tiene como año base el 2002, para actualizar el costo se hace uso de los índices CEPCI correspondientes:

$$\text{Costo (2010)} = 401.171,05 \$ * \left( \frac{487,1}{360,8} \right) = 541.603,15 \$$$

- Precio de la turbina de gas, aplicando las ecuaciones obtenidas del ajuste de los datos presentados en la publicación de National Energy Technology.

$$\begin{aligned} \text{Precio} &= 5e^3 * (14354,6)^3 - 0,0004 * (14354,6)^2 + 131,52 * (14354,6) + 319705 \\ &= 2.871.129,78 \$ \end{aligned}$$

Este costo tiene como año base el 2002, para actualizar el costo se hace uso de los índices CEPCI correspondientes:

$$\text{Costo (2010)} = 401.171,05 \$ * \left( \frac{487,1}{360,8} \right) = 541.603,15 \$$$

Costo total de inversión = 3.584.180,0 \$

Costo global considerando instalación de los equipos, mantenimiento, instalación de redes de tuberías, sistemas de control, entre otros aspectos operacionales, haciendo uso de los factores propuestos por Wroth (1960)

$$\begin{aligned} \text{Costo total} &= 7,0 * 16447,07 \$ + 2,0 * 110000,00\$ + 4,8 * 85000,00\$ + 2 \\ &* 541603,15\$ + 2 * 2871129,78\$ = 7.488.595,37\$ \end{aligned}$$

APENDICE 6. PRO/II INPUT FILES

*Ciclo de Rankine Ideal sin pérdidas*

| Input File                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>\$ Generated by PRO/II Keyword Generation System &lt;version 8.1&gt;<br/> \$ Generated on: Sun Feb 13 13:12:17 2011<br/> TITLE<br/> DIMENSION SI, PRES=PSIA, TIME=SEC, DUTY=KW, STDTEMP=273.15, &amp;<br/> STDPRES=14.6959<br/> SEQUENCE SIMSCI, EXCLUDE=OP1<br/> CALCULATION RVPBASIS=APIN, TVP=310.93<br/> COMPONENT DATA<br/> LIBID 1,H2O/2,AIR/3,N2/4,METHANE/5,ETHANE/6,PROPANE/7,BUTANE/ &amp;<br/> 8,SO2/9,H2S/10,H2/11,O2/12,CO2/13,NH3/14,R134A, &amp;<br/> BANK=SIMSCI,PROCESS<br/> ASSAY CONVERSION=API94, CURVEFIT=IMPROVED, KVRECONCILE=TAILS<br/> THERMODYNAMIC DATA<br/> METHOD SYSTEM(VLLE)=SRKK, SET=SRKK01, DEFAULT<br/> METHOD SYSTEM=IDEAL, SET=IDEA01<br/> METHOD SYSTEM=PR, SET=PR01<br/> STREAM DATA<br/> PROPERTY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE=401.27, PRESSURE=214.7, &amp;<br/> PHASE=M, RATE(WT)=38.3, COMPOSITION(M)=1,1, SET=PR01<br/> PROPERTY STREAM=GN, TEMPERATURE=333.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.293738, COMPOSITION(M)=3,0.0016/4,0.8922/5,0.0684/ &amp;<br/> 6,0.0163/7,0.0089/9,0.0001/12,0.0125, NORMALIZE<br/> PROPERTY STREAM=AIRE, TEMPERATURE=301.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=3.75, COMPOSITION(M)=2,1, SET=IDEA01<br/> UNIT OPERATIONS<br/> FURNACE UID=CALDERA<br/> SIDE(1) FEED=AGUA_1, M=AGUA_2, METH=PR01<br/> SIDE(2) FEED=GN,AIRE, M=PRODCOMB, METH=SRKK01<br/> INT (3) 0<br/> PAR (1) 873.15,663.15,553.15,10,,1073.15,,301.15,,0,,1173.15, &amp;<br/> 10,873.15,663.15<br/> EXPANDER UID=TURBINA<br/> FEED AGUA_2<br/> PRODUCT M=AGUA_3<br/> OPERATION PRES=15, TESTIMATE=373<br/> METHOD SET=PR01<br/> HX UID=CONDENSADOR<br/> HOT FEED=AGUA_3, M=AGUA_4, METH=PR01<br/> OPER HLFAC=1<br/> PUMP UID=BOMBA<br/> FEED AGUA_4</p> |

```

PRODUCT M=COPY_1
OPERATION PRESSURE=214.7
METHOD SET=PR01
CONTROLLER UID=CN1
  SPEC STREAM=COPY_1, TEMPERATURE(C), MINUS, STREAM=AGUA_1, &
    TEMPERATURE(C), VALUE=0
  VARY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), PCT2=20
  CPARAMETER IPRINT, NOSTOP, ITER=20
OPTIMIZER UID=OP1
  VARY ID=OPT1VARY1, STREAM=AGUA_1, RATE(KGM/D), MINI=175000, &
    MAXI=325000, RPERTURB=10
  OBJECTIVE EXPANDER=TURBINA, WORK(BTU/HR), RTOLER=0.1, MAXIMIZE
  OPTPARAMETER CYCLE=30, IPRINT=NONE, DPRINT=NONE, OPRINT=HIST, &
    LMODE=0, LOCAL=NONE
END

```

*Ciclo de Rankine con Recalentamiento sin pérdidas*

| Input File                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <pre> \$ Generated by PRO/II Keyword Generation System &lt;version 8.1&gt; \$ Generated on: Sun Feb 13 13:18:12 2011 TITLE   DIMENSION SI, PRES=PSIA, TIME=SEC, DUTY=KW, STDTEMP=273.15, &amp;     STDPRES=14.6959   SEQUENCE SIMSCI   CALCULATION RVPBASIS=APIN, TVP=310.93 COMPONENT DATA   LIBID 1,H2O/2,AIR/3,N2/4,METHANE/5,ETHANE/6,PROPANE/7,BUTANE/ &amp;     8,SO2/9,H2S/10,H2/11,O2/12,CO2/13,R134A/14,NH3, &amp;     BANK=SIMSCI,PROCESS   ASSAY CONVERSION=API94, CURVEFIT=IMPROVED, KVRECONCILE=TAILS THERMODYNAMIC DATA   METHOD SYSTEM(VLLE)=SRKK, SET=SRKK01, DEFAULT   METHOD SYSTEM=IDEAL, SET=IDEA01   METHOD SYSTEM=PR, SET=PR01 STREAM DATA   PROPERTY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE=323.15, PRESSURE=214.7, &amp;     PHASE=M, RATE(WT)=38.3, COMPOSITION(M)=1,1, SET=PR01   PROPERTY STREAM=GN, TEMPERATURE=333.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;     RATE(M)=0.293738, COMPOSITION(M)=3,0.0016/4,0.8922/5,0.0684/ &amp;     6,0.0162/7,0.00895/9,0.00013/12,0.01254, NORMALIZE   PROPERTY STREAM=AIRE, TEMPERATURE=301.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;     RATE(M)=0.00375182, COMPOSITION(M)=2,1, SET=IDEA01 UNIT OPERATIONS   FURNACE UID=CALDERA     SIDE(1) FEED=AGUA_1, M=AGUA_2, METH=PR01     SIDE(2) FEED=GN,AIRE, M=PRODCOMB, METH=SRKK01     INT (3) 0     PAR (1) 973.15,663.15,553.15,10,,1073.15,,301.15,,0,,1273.15, &amp;       10,973.15,743.15   EXPANDER UID=TURBINA_ALTA     FEED AGUA_2     PRODUCT M=AGUA_3     OPERATION PRATIO=0.5     METHOD SET=PR01   HX UID=E1     HOT FEED=AGUA_3, M=AGUA_4     COLD FEED=PRODCOMB, M=GASE_ESCAPE     CONFIGURE COUNTER </pre> |

```

    OPER HTEMP=663.15
EXPANDER UID=TURBINA_BAJA
    FEED AGUA_4
    PRODUCT M=AGUA_5
    OPERATION PRES=15
HX  UID=CONDENSADOR
    HOT FEED=AGUA_5, M=AGUA_6, METH=PR01
    OPER HLFrac=1
PUMP UID=BOMBA
    FEED AGUA_6
    PRODUCT M=COPY_1
    DEFINE PRES(Psia) AS  STREAM=AGUA_1, PRESSURE(Psia)
    METHOD SET=PR01
CONTROLLER UID=CN1
    SPEC STREAM=COPY_1, TEMPERATURE(C), MINUS, STREAM=AGUA_1, &
        TEMPERATURE(C), VALUE=0
    VARY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), PCT2=20
    CPARAMETER IPRINT, NOSTOP, ITER=25
END

```

*Ciclo combinado sin perdidas*

| Input File                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>\$ Generated by PRO/II Keyword Generation System &lt;version 8.1&gt;<br/> \$ Generated on: Sun Feb 27 15:14:51 2011<br/> TITLE<br/> DIMENSION SI, TEMP=C, PRES=PSIA, TIME=SEC, DUTY=BTU/HR, STDTEMP=0, &amp;<br/> STDPRES=14.6959<br/> SEQUENCE SIMSCI<br/> CALCULATION RVPBASIS=APIN, TVP=37.778<br/> COMPONENT DATA<br/> LIBID 1,H2O/2,AIR/3,N2/4,METHANE/5,ETHANE/6,PROPANE/7,BUTANE/ &amp;<br/> 8,SO2/9,H2S/10,H2/11,O2/12,CO2, BANK=SIMSCI,PROCESS<br/> ASSAY CONVERSION=API94, CURVEFIT=IMPROVED, KVRECONCILE=TAILS<br/> THERMODYNAMIC DATA<br/> METHOD SYSTEM(VLLE)=SRKK, SET=SRKK01, DEFAULT<br/> METHOD SYSTEM=IDEAL, SET=IDEA01<br/> METHOD SYSTEM=PR, SET=PR01<br/> STREAM DATA<br/> PROPERTY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE=122, PRESSURE=214.7, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=1.0625, COMPOSITION(M)=1,1, SET=PR01<br/> PROPERTY STREAM=GN, TEMPERATURE=60, PRESSURE=120.7, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.293738, COMPOSITION(M)=3,0.0016/4,0.8922/5,0.0684/ &amp;<br/> 6,0.0162/7,0.00895/9,0.00013/12,0.01254, NORMALIZE<br/> PROPERTY STREAM=AIRE, TEMPERATURE=28, PRESSURE=22.044, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=3.05563, COMPOSITION(M)=3,0.79/11,0.21, SET=IDEA01<br/> RXDATA<br/> RXSET ID=COMB, NAME=Reacciones de combustion del Gas Natural<br/> REACTION ID=CH4_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,2/4,-1/11,-2/12,1<br/> REACTION ID=C2H6_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,6/5,-2/11,-7/12,4<br/> REACTION ID=C3H8_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,4/6,-1/11,-5/12,3<br/> REACTION ID=C4H10_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,10/7,-2/11,-13/12,8<br/> UNIT OPERATIONS<br/> COMPRESSOR UID=C1<br/> FEED AIRE<br/> PRODUCT M=AIRE_2<br/> OPERATION CALCULATION=ASME, PRATIO=8<br/> METHOD SET=PR01<br/> CONREACTOR UID=R2<br/> FEED AIRE_2,GN<br/> PRODUCT M=PROD_COMB_1<br/> OPERATION ISOTHERMAL, DTFEED=900<br/> RXCALCULATION MODEL=STOIC, XOPTION=STOP, REFS=IDEA, &amp;</p> |

```

        CBASIS=FEED
        RXSTOIC RXSET=COMB
        REACTION CH4_COMB
        BASE COMPONENT=4
        CONVERSION 0.99
        REACTION C2H6_COMB
        BASE COMPONENT=5
        CONVERSION 0.9
        REACTION C3H8_COMB
        BASE COMPONENT=6
        CONVERSION 0.9
        REACTION C4H10_COMB
        BASE COMPONENT=7
        CONVERSION 0.9
        METHOD SET=SRKK01
EXPANDER UID=TURB_GAS
    FEED PROD_COMB_1
    PRODUCT V=GASES_ESCAPE
    OPERATION PRES=14.696, TESTIMATE=480
HX  UID=E1
    HOT FEED=AGUA_1, M=AGUA_2
    COLD FEED=GASES_ESCAPE, M=GASES_ESC
    CONFIGURE COUNTER
    OPER HLFrac=0
EXPANDER UID=TURB_VAPOR
    FEED AGUA_2
    PRODUCT M=AGUA_3
    OPERATION PRES=15
    METHOD SET=PR01
HX  UID=CONDENSADOR
    HOT FEED=AGUA_3, M=AGUA_4, METH=PR01
    OPER HLFrac=1
PUMP UID=BOMBA
    FEED AGUA_4
    PRODUCT M=COPY_1
    DEFINE PRES(PSIA) AS STREAM=AGUA_1, PRESSURE(PSIA)
    METHOD SET=PR01
CONTROLLER UID=CN1
    SPEC STREAM=COPY_1, TEMPERATURE(C), MINUS, STREAM=AGUA_1, &
        TEMPERATURE(C), VALUE=0
    VARY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), PCT2=20
    CPARAMETER IPRINT, NOSTOP, ITER=30
END

```

*Ciclo de Rankine ideal con pérdidas*

| Input File                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>\$ Generated by PRO/II Keyword Generation System &lt;version 8.1&gt;<br/> \$ Generated on: Mon Feb 21 19:30:20 2011</p> <p>TITLE<br/> DIMENSION SI, PRES=PSIA, TIME=SEC, DUTY=KW, STDTEMP=273.15, &amp;<br/> STDPRES=14.6959<br/> SEQUENCE SIMSCI<br/> CALCULATION RVPBASIS=APIN, TVP=310.93</p> <p>COMPONENT DATA<br/> LIBID 1,H2O/2,AIR/3,N2/4,METHANE/5,ETHANE/6,PROPANE/7,BUTANE/ &amp;<br/> 8,SO2/9,H2S/10,H2/11,O2/12,CO2/13,NH3/14,R134A, &amp;<br/> BANK=SIMSCI,PROCESS<br/> ASSAY CONVERSION=API94, CURVEFIT=IMPROVED, KVRECONCILE=TAILS</p> <p>THERMODYNAMIC DATA<br/> METHOD SYSTEM(VLLE)=SRKK, SET=SRKK01, DEFAULT<br/> METHOD SYSTEM=IDEAL, SET=IDEA01<br/> METHOD SYSTEM=PR, SET=PR01</p> <p>STREAM DATA<br/> PROPERTY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE=401.27, PRESSURE=214.7, &amp;<br/> PHASE=M, RATE(M)=2.125, COMPOSITION(M)=1,1, SET=PR01<br/> PROPERTY STREAM=GN, TEMPERATURE=333.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.293738, COMPOSITION(M)=3,0.0016/4,0.8922/5,0.0684/ &amp;<br/> 6,0.0163/7,0.0089/9,0.0001/12,0.0125, NORMALIZE<br/> PROPERTY STREAM=AIRE, TEMPERATURE=301.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=3.75, COMPOSITION(M)=2,1, SET=IDEA01</p> <p>UNIT OPERATIONS<br/> FURNACE UID=CALDERA<br/> SIDE(1) FEED=AGUA_1, M=AGUA_2, METH=PR01<br/> SIDE(2) FEED=GN,AIRE, M=PRODCOMB, METH=SRKK01<br/> INT (3) 0<br/> PAR (1) 873.15,663.15,553.15,10,,1073.15,,301.15,,30,,1173.15, &amp;<br/> 10,873.15,663.15</p> <p>PIPE UID=PI1<br/> FEED AGUA_2<br/> PRODUCT M=AGUA2<br/> LINE DIAMETER=457.2, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE<br/> SIZE DP=0.5, VMAX=90, DIAMETER=76.2/101.6/127/254/76.2/381/508/ &amp;<br/> 635/762/889</p> <p>EXPANDER UID=TURBINA<br/> FEED AGUA2<br/> PRODUCT M=AGUA_3<br/> OPERATION PRES=15, EFF=90<br/> METHOD SET=PR01</p> <p>PIPE UID=PI2<br/> FEED AGUA_3</p> |

```

PRODUCT M=AGUA3
LINE DIAMETER=762, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
SIZE DP=0.3, VMAX=90, DIAMETER=152.4/254/304.8/406.4/609.6/762/ &
    914.4/1016/1143/1270
HX UID=CONDENSADOR
HOT FEED=AGUA3, M=AGUA_4, METH=PR01
OPER HLFrac=1
PIPE UID=PI3
FEED AGUA_4
PRODUCT M=AGUA4
LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
SIZE DP=0.482, VMAX=4
PUMP UID=BOMBA
FEED AGUA4
PRODUCT M=COPY_1
OPERATION EFF=70
DEFINE PRES(Psia) AS STREAM=AGUA_1, PRESSURE(Psia)
METHOD SET=PR01
PIPE UID=PI4
FEED COPY_1
PRODUCT M=AGUA1
LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
SIZE DP=0.482, VMAX=4
CONTROLLER UID=CN1
SPEC STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), MINUS, STREAM=AGUA1, &
    TEMPERATURE(C), VALUE=0
VARY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), PCT2=20
CPARAMETER IPRINT, NOSTOP, ITER=20
END

```

*Ciclo de Rankine con recalentamiento con pérdidas*

| Input File                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>\$ Generated by PRO/II Keyword Generation System &lt;version 8.1&gt;<br/> \$ Generated on: Mon Feb 21 19:34:17 2011</p> <p>TITLE</p> <p>DIMENSION SI, PRES=PSIA, TIME=SEC, DUTY=KW, STDTEMP=273.15, &amp;<br/> STDPRES=14.6959</p> <p>SEQUENCE SIMSCI</p> <p>CALCULATION RVPBASIS=APIN, TVP=310.93</p> <p>COMPONENT DATA</p> <p>LIBID 1,H2O/2,AIR/3,N2/4,METHANE/5,ETHANE/6,PROPANE/7,BUTANE/ &amp;<br/> 8,SO2/9,H2S/10,H2/11,O2/12,CO2/13,R134A/14,NH3, &amp;<br/> BANK=SIMSCI,PROCESS</p> <p>ASSAY CONVERSION=API94, CURVEFIT=IMPROVED, KVRECONCILE=TAILS</p> <p>THERMODYNAMIC DATA</p> <p>METHOD SYSTEM(VLLE)=SRKK, SET=SRKK01, DEFAULT</p> <p>METHOD SYSTEM=IDEAL, SET=IDEA01</p> <p>METHOD SYSTEM=PR, SET=PR01</p> <p>STREAM DATA</p> <p>PROPERTY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE=323.15, PRESSURE=214.7, &amp;<br/> PHASE=M, RATE(M)=2.125, COMPOSITION(M)=1,1, SET=PR01</p> <p>PROPERTY STREAM=GN, TEMPERATURE=333.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.293738, COMPOSITION(M)=3,0.0016/4,0.8922/5,0.0684/ &amp;<br/> 6,0.0162/7,0.00895/9,0.00013/12,0.01254, NORMALIZE</p> <p>PROPERTY STREAM=AIRE, TEMPERATURE=301.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.00375182, COMPOSITION(M)=2,1, SET=IDEA01</p> <p>UNIT OPERATIONS</p> <p>PIPE UID=PI1</p> <p>FEED AGUA_1</p> <p>PRODUCT M=AGUA1</p> <p>LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE</p> <p>SIZE DP=0.5, VMAX=4</p> <p>FURNACE UID=CALDERA</p> <p>SIDE(1) FEED=AGUA1, M=AGUA_2, METH=PR01</p> <p>SIDE(2) FEED=GN,AIRE, M=PRODCOMB, METH=SRKK01</p> <p>INT (3) 0</p> <p>PAR (1) 973.15,663.15,553.15,10,,1073.15,,301.15,,30,,1273.15, &amp;<br/> 10,973.15,743.15</p> <p>PIPE UID=PI2</p> <p>FEED AGUA_2</p> <p>PRODUCT M=AGUA2</p> <p>LINE DIAMETER=457, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE</p> <p>SIZE DP=1, VMAX=90</p> <p>EXPANDER UID=TURBINA_ALTA</p> <p>FEED AGUA2</p> <p>PRODUCT M=AGUA_3</p> |

```

OPERATION PRATIO=0.5, EFF=90
METHOD SET=PR01
PIPE UID=PI3
  FEED AGUA_3
  PRODUCT M=AGUA3
  LINE DIAMETER=457, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
  SIZE DP=1, VMAX=90
HX UID=E1
  HOT FEED=AGUA3, M=AGUA_4
  COLD FEED=PRODCOMB, M=GASE_ESCAPE
  CONFIGURE COUNTER
  OPER HTEMP=663.15
PIPE UID=PI4
  FEED AGUA_4
  PRODUCT M=AGUA4
  LINE DIAMETER=457, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
  SIZE DP=1, VMAX=90
EXPANDER UID=TURBINA_BAJA
  FEED AGUA4
  PRODUCT M=AGUA_5
  OPERATION PRES=15, EFF=90
PIPE UID=PI5
  FEED AGUA_5
  PRODUCT M=AGUA5
  LINE DIAMETER=457, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
  SIZE DP=1, VMAX=90, DIAMETER=127/177.8/254/508/635/762/889/ &
    1016/1143/1270
HX UID=CONDENSADOR
  HOT FEED=AGUA5, M=AGUA_6, METH=PR01
  OPER HLFrac=1
PIPE UID=PI6
  FEED AGUA_6
  PRODUCT M=AGUA6
  LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
  SIZE DP=0.5, VMAX=4
PUMP UID=BOMBA
  FEED AGUA6
  PRODUCT M=COPY_1
  OPERATION EFF=70
  DEFINE PRES(Psia) AS STREAM=AGUA_1, PRESSURE(Psia)
  METHOD SET=PR01
CONTROLLER UID=CN1
  SPEC STREAM=COPY_1, TEMPERATURE(C), MINUS, STREAM=AGUA_1, &
    TEMPERATURE(C), VALUE=0
  VARY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), PCT2=20
  CPARAMETER IPRINT, NOSTOP, ITER=25
END

```

*Ciclo Combinado con perdidas*

| Input File                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>\$ Generated by PRO/II Keyword Generation System &lt;version 8.1&gt;<br/> \$ Generated on: Sun Feb 27 15:34:06 2011<br/> TITLE<br/> DIMENSION SI, PRES=PSIA, TIME=SEC, DUTY=BTU/HR, STDTEMP=273.15, &amp;<br/> STDPRES=14.6959<br/> SEQUENCE SIMSCI, EXCLUDE=PI1<br/> CALCULATION RVPBASIS=APIN, TVP=310.93<br/> COMPONENT DATA<br/> LIBID 1,H2O/2,AIR/3,N2/4,METHANE/5,ETHANE/6,PROPANE/7,BUTANE/ &amp;<br/> 8,SO2/9,H2S/10,H2/11,O2/12,CO2, BANK=SIMSCI,PROCESS<br/> ASSAY CONVERSION=API94, CURVEFIT=IMPROVED, KVRECONCILE=TAILS<br/> THERMODYNAMIC DATA<br/> METHOD SYSTEM(VLLE)=SRKK, SET=SRKK01, DEFAULT<br/> METHOD SYSTEM=IDEAL, SET=IDEA01<br/> METHOD SYSTEM=PR, SET=PR01<br/> STREAM DATA<br/> PROPERTY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE=395.15, PRESSURE=214.7, &amp;<br/> PHASE=M, RATE(M)=1.0625, COMPOSITION(M)=1,1, SET=PR01<br/> PROPERTY STREAM=GN, TEMPERATURE=333.15, PRESSURE=120.7, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.293738, COMPOSITION(M)=3,0.0016/4,0.8922/5,0.0684/ &amp;<br/> 6,0.0162/7,0.00895/9,0.00013/12,0.01254, NORMALIZE<br/> PROPERTY STREAM=AIRE, TEMPERATURE=301.15, PRESSURE=29.396, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=3.05625, COMPOSITION(M)=3,0.79/11,0.21, SET=IDEA01<br/> RXDATA<br/> RXSET ID=COMB, NAME=Reacciones de combustion del Gas Natural<br/> REACTION ID=CH4_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,2/4,-1/11,-2/12,1<br/> REACTION ID=C2H6_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,6/5,-2/11,-7/12,4<br/> REACTION ID=C3H8_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,4/6,-1/11,-5/12,3<br/> REACTION ID=C4H10_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,10/7,-2/11,-13/12,8<br/> UNIT OPERATIONS<br/> COMPRESSOR UID=C1<br/> FEED AIRE<br/> PRODUCT M=AIRE_2<br/> OPERATION CALCULATION=ASME, PRATIO=8, EFF=85<br/> METHOD SET=PR01<br/> CONREACTOR UID=R2<br/> FEED AIRE_2,GN<br/> PRODUCT M=PROD_COMB_1<br/> OPERATION ISOTHERMAL, DTFEED=800</p> |

```

RXCALCULATION MODEL=STOIC, XOPTION=MAKE, REFS=IDEA, &
    CBASIS=FEED
RXSTOIC RXSET=COMB
REACTION CH4_COMB
BASE COMPONENT=4
CONVERSION 0.99
REACTION C2H6_COMB
BASE COMPONENT=5
CONVERSION 0.9
REACTION C3H8_COMB
BASE COMPONENT=6
CONVERSION 0.9
REACTION C4H10_COMB
BASE COMPONENT=7
CONVERSION 0.9
METHOD SET=SRKK01
EXPANDER UID=TURB_GAS
    FEED PROD_COMB_1
    PRODUCT V=GASES_ESCAPE
    OPERATION PRES=14.696, TESTIMATE=753.15, EFF=85
PIPE UID=PI1
    FEED AGUA_1
    PRODUCT M=AGUA1
    LINE DIAMETER=76.2, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
    SIZE DP=0.5, VMAX=4
HX UID=E1
    HOT FEED=AGUA1, M=AGUA_2, DP=30
    COLD FEED=GASES_ESCAPE, M=GASES_ESC
    CONFIGURE COUNTER
    OPER HLFAC=0
PIPE UID=PI2
    FEED AGUA_2
    PRODUCT M=AGUA2
    LINE DIAMETER=457, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
    SIZE DP=1, VMAX=90
EXPANDER UID=TURB_VAPOR
    FEED AGUA2
    PRODUCT M=AGUA_3
    OPERATION PRES=15, EFF=90
    METHOD SET=PR01
PIPE UID=PI3
    FEED AGUA_3
    PRODUCT M=AGUA3
    LINE DIAMETER=762, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
    SIZE DP=1, VMAX=90, DIAMETER=127/254/381/508/635/762/889/1016/ &
        1143/1270
HX UID=CONDENSADOR
    HOT FEED=AGUA3, M=AGUA_4, METH=PR01

```

```

    OPER HLFRAC=1
PIPE UID=PI4
    FEED AGUA_4
    PRODUCT M=AGUA4
    LINE DIAMETER=76.2, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
    SIZE DP=0.5, VMAX=4
PUMP UID=BOMBA
    FEED AGUA4
    PRODUCT M=COPY_1
    OPERATION EFF=70
    DEFINE PRES(Psia) AS STREAM=AGUA_1, PRESSURE(Psia)
    METHOD SET=PR01
CONTROLLER UID=CN1
    SPEC STREAM=COPY_1, TEMPERATURE(C), MINUS, STREAM=AGUA_1, &
        TEMPERATURE(C), VALUE=0
    VARY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), PCT2=20
    CPARAMETER IPRINT, NOSTOP, ITER=30
END

```

**Análisis de sensibilidad – Ciclo de Rankine Ideal**

| Input File                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>\$ Generated by PRO/II Keyword Generation System &lt;version 8.1&gt;<br/> \$ Generated on: Sat Mar 05 18:23:42 2011<br/> TITLE<br/> DIMENSION SI, PRES=PSIA, TIME=SEC, DUTY=KW, STDTEMP=273.15, &amp;<br/> STDPRES=14.6959<br/> SEQUENCE SIMSCI, EXCLUDE=OP1<br/> CALCULATION RVPBASIS=APIN, TVP=310.93<br/> COMPONENT DATA<br/> LIBID 1,H2O/2,AIR/3,N2/4,METHANE/5,ETHANE/6,PROPANE/7,BUTANE/ &amp;<br/> 8,SO2/9,H2S/10,H2/11,O2/12,CO2/13,NH3/14,R134A, &amp;<br/> BANK=SIMSCI,PROCESS<br/> ASSAY CONVERSION=API94, CURVEFIT=IMPROVED, KVRECONCILE=TAILS<br/> THERMODYNAMIC DATA<br/> METHOD SYSTEM(VLLE)=SRKK, SET=SRKK01, DEFAULT<br/> METHOD SYSTEM=IDEAL, SET=IDEA01<br/> METHOD SYSTEM=PR, SET=PR01<br/> STREAM DATA<br/> PROPERTY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE=401.27, PRESSURE=214.7, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=2.125, COMPOSITION(M)=1,1, SET=PR01<br/> PROPERTY STREAM=GN, TEMPERATURE=333.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.293738, COMPOSITION(M)=3,0.0016/4,0.8922/5,0.0684/ &amp;<br/> 6,0.0163/7,0.0089/9,0.0001/12,0.0125, NORMALIZE<br/> PROPERTY STREAM=AIRE, TEMPERATURE=301.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=3.75, COMPOSITION(M)=2,1, SET=IDEA01<br/> UNIT OPERATIONS<br/> FURNACE UID=CALDERA<br/> SIDE(1) FEED=AGUA_1, M=AGUA_2, METH=PR01<br/> SIDE(2) FEED=GN,AIRE, M=PRODCOMB, METH=SRKK01<br/> INT (3) 0<br/> PAR (1) 873.15,663.15,553.15,10,,1073.15,,301.15,,30,,1173.15, &amp;<br/> 10,873.15,663.15<br/> PIPE UID=PI1<br/> FEED AGUA_2<br/> PRODUCT M=AGUA2<br/> LINE DIAMETER=457.2, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE<br/> SIZE DP=1, VMAX=90, DIAMETER=76.2/101.6/127/254/76.2/381/508/ &amp;<br/> 635/762/889<br/> EXPANDER UID=TURBINA<br/> FEED AGUA2<br/> PRODUCT M=AGUA_3<br/> OPERATION PRES=15, EFF=90<br/> METHOD SET=PR01<br/> PIPE UID=PI2<br/> FEED AGUA_3</p> |

```

PRODUCT M=AGUA3
LINE DIAMETER=762, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
SIZE DP=1, VMAX=90, DIAMETER=152.4/254/304.8/406.4/609.6/762/ &
    914.4/1016/1143/1270
HX UID=CONDENSADOR
HOT FEED=AGUA3, M=AGUA_4, METH=PR01
OPER HLFrac=1
PIPE UID=PI3
FEED AGUA_4
PRODUCT M=AGUA4
LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
SIZE DP=0.5, VMAX=4
PUMP UID=BOMBA
FEED AGUA4
PRODUCT M=COPY_1
OPERATION EFF=70, PRESSURE=214.7
METHOD SET=PR01
PIPE UID=PI4
FEED COPY_1
PRODUCT M=AGUA1
LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
SIZE DP=0.5, VMAX=4
CONTROLLER UID=CN1
SPEC STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), MINUS, STREAM=AGUA1, &
    TEMPERATURE(C), VALUE=0
VARY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), PCT2=20
CPARAMETER IPRINT, NOSTOP, ITER=20
OPTIMIZER UID=OP1
VARY ID=OPT1VARY1, STREAM=AGUA_1, RATE(KGM/S), MINI=0.7, &
    MAXI=5, RPERTURB=10
OBJECTIVE EXPANDER=TURBINA, WORK(KW), MAXIMIZE
CASESTUDY OLDCase=BASECASE, NEWCase=CS1
PARAMETER ID=CAUDAL, STREAM=GN, RATE(KGM/S), STARTVALUE(ACT)=0.1, &
    STEP(ACT)=0.01, CYCLES =1,30
PARAMETER ID=FAGUA, STREAM=AGUA_1, RATE(KGM/S), &
    STARTVALUE(ACT)=0.7225,STEP(ACT)=0.07225, CYCLES =1,30
RESULT ID=POTENCIA, EXPANDER=TURBINA, WORK(KW)
RESULT ID=BOMBA, PUMP=BOMBA, WORK(KW)
RESULT ID=CALDERA, FURN=CALDERA, PAR(31)
END

```

**Análisis de sensibilidad – Ciclo de Rankine con Recalentamiento**

| Input File                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>\$ Generated by PRO/II Keyword Generation System &lt;version 8.1&gt;<br/> \$ Generated on: Sat Mar 05 18:27:28 2011<br/> TITLE<br/> DIMENSION SI, PRES=PSIA, TIME=SEC, DUTY=KW, STDTEMP=273.15, &amp;<br/> STDPRES=14.6959<br/> SEQUENCE SIMSCI<br/> CALCULATION RVPBASIS=APIN, TVP=310.93<br/> COMPONENT DATA<br/> LIBID 1,H2O/2,AIR/3,N2/4,METHANE/5,ETHANE/6,PROPANE/7,BUTANE/ &amp;<br/> 8,SO2/9,H2S/10,H2/11,O2/12,CO2/13,R134A/14,NH3, &amp;<br/> BANK=SIMSCI,PROCESS<br/> ASSAY CONVERSION=API94, CURVEFIT=IMPROVED, KVBRECONCILE=TAILS<br/> THERMODYNAMIC DATA<br/> METHOD SYSTEM(VLLE)=SRKK, SET=SRKK01, DEFAULT<br/> METHOD SYSTEM=IDEAL, SET=IDEA01<br/> METHOD SYSTEM=PR, SET=PR01<br/> STREAM DATA<br/> PROPERTY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE=323.15, PRESSURE=214.7, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=2.125, COMPOSITION(M)=1,1, SET=PR01<br/> PROPERTY STREAM=GN, TEMPERATURE=333.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.293738, COMPOSITION(M)=3,0.0016/4,0.8922/5,0.0684/ &amp;<br/> 6,0.0162/7,0.00895/9,0.00013/12,0.01254, NORMALIZE<br/> PROPERTY STREAM=AIRE, TEMPERATURE=301.15, PRESSURE=18.696, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.00375182, COMPOSITION(M)=2,1, SET=IDEA01<br/> UNIT OPERATIONS<br/> PIPE UID=PI1<br/> FEED AGUA_1<br/> PRODUCT M=AGUA1<br/> LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE<br/> SIZE DP=0.5, VMAX=4<br/> FURNACE UID=CALDERA<br/> SIDE(1) FEED=AGUA1, M=AGUA_2, METH=PR01<br/> SIDE(2) FEED=GN,AIRE, M=PRODCOMB, METH=SRKK01<br/> INT (3) 0<br/> PAR (1) 973.15,663.15,553.15,10,,1073.15,,301.15,,30,,1273.15, &amp;<br/> 10,973.15,743.15<br/> PIPE UID=PI2<br/> FEED AGUA_2<br/> PRODUCT M=AGUA2<br/> LINE DIAMETER=457, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE<br/> SIZE DP=1, VMAX=90<br/> EXPANDER UID=TURBINA_ALTA<br/> FEED AGUA2<br/> PRODUCT M=AGUA_3</p> |

```

OPERATION PRATIO=0.5, EFF=90
METHOD SET=PR01
PIPE UID=PI3
  FEED AGUA_3
  PRODUCT M=AGUA3
  LINE DIAMETER=457, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
  SIZE DP=1, VMAX=90
HX UID=E1
  HOT FEED=AGUA3, M=AGUA_4
  COLD FEED=PRODCOMB, M=GASE_ESCAPE
  CONFIGURE COUNTER
  OPER HTEMP=663.15
PIPE UID=PI4
  FEED AGUA_4
  PRODUCT M=AGUA4
  LINE DIAMETER=457, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
  SIZE DP=1, VMAX=90
EXPANDER UID=TURBINA_BAJA
  FEED AGUA4
  PRODUCT M=AGUA_5
  OPERATION PRES=15, EFF=90
HX UID=CONDENSADOR
  HOT FEED=AGUA_5, M=AGUA_6, METH=PR01
  OPER HLFrac=1
PIPE UID=PI6
  FEED AGUA_6
  PRODUCT M=AGUA6
  LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
  SIZE DP=0.5, VMAX=4
PUMP UID=BOMBA
  FEED AGUA6
  PRODUCT M=COPY_1
  OPERATION EFF=70, PRESSURE=214.7
  METHOD SET=PR01
CONTROLLER UID=CN1
  SPEC STREAM=COPY_1, TEMPERATURE(C), MINUS, STREAM=AGUA_1, &
    TEMPERATURE(C), VALUE=0
  VARY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), PCT2=20
  CPARAMETER IPRINT, NOSTOP, ITER=25
CASESTUDY OLDCase=BASECASE, NEWCase=CS1
  PARAMETER ID=QGAS, STREAM=GN, RATE(KGM/S), STARTVALUE(ACT)=0.1, &
    STEP(ACT)=0.01, CYCLES =1,30
  PARAMETER ID=FAGUA, STREAM=AGUA_1, RATE(KGM/S), &
    STARTVALUE(ACT)=0.7225,STEP(ACT)=0.07225, CYCLES =1,30
  RESULT ID=POTENCIA, EXPANDER=TURBINA_ALTA, WORK(KW)
  RESULT ID=POTENCIA2, EXPANDER=TURBINA_BAJA, WORK(KW)
  RESULT ID=WBOMBA, PUMP=BOMBA, WORK(KW)
  RESULT ID=CALD_REC, HX=E1, DUTY(KW)

```

## APENDICES

```
RESULT ID=CALDERA, FURN=CALDERA, PAR(31)  
END
```

**Análisis de Sensibilidad – Ciclo Combinado**

| Input File                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>\$ Generated by PRO/II Keyword Generation System &lt;version 8.1&gt;<br/> \$ Generated on: Sat Mar 05 18:32:29 2011<br/> TITLE<br/> DIMENSION SI, PRES=PSIA, TIME=SEC, DUTY=KW, STDTEMP=273.15, &amp;<br/> STDPRES=14.6959<br/> SEQUENCE SIMSCI, EXCLUDE=PI1<br/> CALCULATION RVPBASIS=APIN, TVP=310.93<br/> COMPONENT DATA<br/> LIBID 1,H2O/2,AIR/3,N2/4,METHANE/5,ETHANE/6,PROPANE/7,BUTANE/ &amp;<br/> 8,SO2/9,H2S/10,H2/11,O2/12,CO2, BANK=SIMSCI,PROCESS<br/> ASSAY CONVERSION=API94, CURVEFIT=IMPROVED, KVRECONCILE=TAILS<br/> THERMODYNAMIC DATA<br/> METHOD SYSTEM(VLLE)=SRKK, SET=SRKK01, DEFAULT<br/> METHOD SYSTEM=IDEAL, SET=IDEA01<br/> METHOD SYSTEM=PR, SET=PR01<br/> STREAM DATA<br/> PROPERTY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE=395.15, PRESSURE=214.7, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=1.0625, COMPOSITION(M)=1,1, SET=PR01<br/> PROPERTY STREAM=GN, TEMPERATURE=333.15, PRESSURE=120.7, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=0.293738, COMPOSITION(M)=3,0.0016/4,0.8922/5,0.0684/ &amp;<br/> 6,0.0162/7,0.00895/9,0.00013/12,0.01254, NORMALIZE<br/> PROPERTY STREAM=AIRE, TEMPERATURE=301.15, PRESSURE=22.044, PHASE=M, &amp;<br/> RATE(M)=3.05625, COMPOSITION(M)=3,0.79/11,0.21, SET=IDEA01<br/> RXDATA<br/> RXSET ID=COMB, NAME=Reacciones de combustion del Gas Natural<br/> REACTION ID=CH4_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,2/4,-1/11,-2/12,1<br/> REACTION ID=C2H6_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,6/5,-2/11,-7/12,4<br/> REACTION ID=C3H8_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,4/6,-1/11,-5/12,3<br/> REACTION ID=C4H10_COMB<br/> STOICHIOMETRY 1,10/7,-2/11,-13/12,8<br/> UNIT OPERATIONS<br/> COMPRESSOR UID=C1<br/> FEED AIRE<br/> PRODUCT M=AIRE_2<br/> OPERATION CALCULATION=ASME, PRATIO=8, EFF=85<br/> METHOD SET=PR01<br/> CONREACTOR UID=R2<br/> FEED AIRE_2,GN<br/> PRODUCT M=PROD_COMB_1<br/> OPERATION ISOTHERMAL, DTFEED=800<br/> RXCALCULATION MODEL=STOIC, XOPTION=MAKE, REFS=IDEA, &amp;</p> |

```

        CBASIS=FEED
        RXSTOIC RXSET=COMB
        REACTION CH4_COMB
        BASE COMPONENT=4
        CONVERSION 0.99
        REACTION C2H6_COMB
        BASE COMPONENT=5
        CONVERSION 0.9
        REACTION C3H8_COMB
        BASE COMPONENT=6
        CONVERSION 0.9
        REACTION C4H10_COMB
        BASE COMPONENT=7
        CONVERSION 0.9
        METHOD SET=SRKK01
EXPANDER UID=TURB_GAS
    FEED PROD_COMB_1
    PRODUCT V=GASES_ESCAPE
    OPERATION PRES=14.696, TESTIMATE=753.15, EFF=85
PIPE UID=PI1
    FEED AGUA_1
    PRODUCT M=AGUA1
    LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
    SIZE DP=0.5, VMAX=4
HX UID=E1
    HOT FEED=AGUA1, M=AGUA_2, DP=30
    COLD FEED=GASES_ESCAPE, M=GASES_ESC
    CONFIGURE COUNTER
    OPER HLFRACTION=0
PIPE UID=PI2
    FEED AGUA_2
    PRODUCT M=AGUA2
    LINE DIAMETER=457, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
    SIZE DP=1, VMAX=90
EXPANDER UID=TURB_VAPOR
    FEED AGUA2
    PRODUCT M=AGUA_3
    OPERATION PRES=15, EFF=90
    METHOD SET=PR01
PIPE UID=PI3
    FEED AGUA_3
    PRODUCT M=AGUA3
    LINE DIAMETER=762, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
    SIZE DP=1, VMAX=90, DIAMETER=127/254/381/508/635/762/889/1016/ &
        1143/1270
HX UID=CONDENSADOR
    HOT FEED=AGUA3, M=AGUA_4, METH=PR01
    OPER HLFRACTION=1

```

```

PIPE UID=PI4
  FEED AGUA_4
  PRODUCT M=AGUA4
  LINE DIAMETER=127, LENGTH=7, DPCORR=BBM, XOPTION=CONTINUE
  SIZE DP=0.5, VMAX=4
PUMP UID=BOMBA
  FEED AGUA4
  PRODUCT M=COPY_1
  OPERATION EFF=70, PRESSURE=214.7
  METHOD SET=PR01
CONTROLLER UID=CN1
  SPEC STREAM=COPY_1, TEMPERATURE(C), MINUS, STREAM=AGUA_1, &
    TEMPERATURE(C), VALUE=0
  VARY STREAM=AGUA_1, TEMPERATURE(C), PCT2=20
  CPARAMETER IPRINT, NOSTOP, ITER=30
CASESTUDY OLDCase=BASECASE, NEWCase=CS1
  PARAMETER ID=QGAS, STREAM=GN, RATE(KGM/S), STARTVALUE(ACT)=0.1, &
    STEP(ACT)=0.01, CYCLES =1,30
  PARAMETER ID=FAGUA, STREAM=AGUA_1, RATE(KGM/S), &
    STARTVALUE(ACT)=0.36125,STEP(ACT)=0.036125, CYCLES =1,30
  PARAMETER ID=FAIRE, STREAM=AIRE, RATE(KGM/S), &
    STARTVALUE(ACT)=1.0395,STEP(ACT)=0.10395, CYCLES =1,30
  RESULT ID=POTENCIAGAS, EXPANDER=TURB_GAS, WORK(KW)
  RESULT ID=POTENCIAVAP, EXPANDER=TURB_VAPOR, WORK(KW)
  RESULT ID=WBOMBA, PUMP=BOMBA, WORK(KW)
  RESULT ID=WCOMPRESOR, COMPRESSOR=C1, WORK(KW)
  RESULT ID=REACTOR, CONREACTOR=R2, DUTY(BTU/HR)
END

```

## APENDICE 7. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS CONSIDERADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO

Caldera (Steam generator – Vapor Power International)

### General Information

|                         |                                                                       |
|-------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| Type of Boiler          | Watertube                                                             |
| Model Series            | 4611                                                                  |
| Rated Capacity          | 40 BHP (392 KW)                                                       |
| Equivalent Evaporation  | 1380 lb/hr from and at 212°F<br>(626 kg/hr from and at 100°C) Thermal |
| Output                  | 1,339,000 Btu/hr (377,428 k cal/hr)                                   |
| Construction Codes      | ASME, Hartford, National Board                                        |
| Boiler Shell Insulation | Mineral Wool Insulation                                               |
| Approx. Shipping Weight | 4000 lbs (1588 kg)                                                    |

### Pressures psig (k Pa)

| Design     | Operating               |
|------------|-------------------------|
| 15 (103)   | 5 - 13 (34 - 90)        |
| 300 (2068) | 75 - 250 (517 - 1724)   |
| 600 (4137) | 200 - 540 (1379 - 3723) |
| 900 (6205) | 400 - 810 (2758 - 5585) |

### Controls

Steam Pressure, Low Water Cutoff, Flame Failure Protection, Coil Temperature Limit.

### Burner

|                             |                                                        |
|-----------------------------|--------------------------------------------------------|
| Manufacturer                | Vapor Power International                              |
| Fuels                       | Light or Heavy Oil, Gas or Combination                 |
| Type (oil)                  | Air Atomized                                           |
| Type (gas)                  | Multiple Orifice Nozzle                                |
| Fuel Specifications:        |                                                        |
| Oil (No.2 CSG)              | 141,000 Btu/U.S. gal (9386 k cal/liter)                |
| Gas                         | 1000 Btu/cu ft (8899 k cal/m <sup>3</sup> )            |
| Main Burner                 | 1 psig (6.9 k Pa)                                      |
| Pilot Burner                | 4" w.C. (1.0 kPa)                                      |
| Atomizing Air Requirements: | 5 scfm @ 40 psig (0.14 m <sup>3</sup> /min @ 276 k Pa) |
| Ignition Type:              |                                                        |
| Oil and Gas                 | Electric spark - interrupted gas pilot                 |

|                                           |                                                          |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| <b>Power Requirements</b>                 |                                                          |
| Main Power                                | 230 or 460 VAC, 3 Ph, 60 Hz                              |
| Control Power                             | 120 VAC, 1 pH, 60 Hz<br>Supplied by integral transformer |
| HP required by blower and feedwater pump: |                                                          |
| 15 psig (103 k Pa)                        | 3 HP (2.2 KW)                                            |
| 300 psig (2068 k Pa)                      | 3 HP (2.2 KW)                                            |
| 600 psig (4137 k Pa)                      | 3 HP (2.2 KW)                                            |
| 900 psig (6205 k Pa)                      | 5.0 HP (3.7 KW)                                          |
| <b>OVERALL DIMENSIONS</b>                 |                                                          |
| L x W x H                                 | 72" x 52" x 70" (1829 mm x 1321 mm<br>x 1778 mm)         |
| Approx. Floor Loading (Wet)               | 153 lb/sq ft (748 kg/m <sup>2</sup> )                    |
| <b>PERFORMANCE DATA</b>                   |                                                          |
| Fuel Consumption @ Rated Output           |                                                          |
| Oil                                       | 11.87 gph (45 liter/hr)                                  |
| Gas                                       | 1720 scfh (49 m <sup>3</sup> /hr)                        |
| Thermal Efficiency up to 88% *            |                                                          |
| Turndown Ratio                            | 13 to 1                                                  |
| Combustion and Ventilating Air Required:  |                                                          |
| Oil, Gas                                  | 348 scfm (9.9 m <sup>3</sup> /min)                       |

## Turbina de Vapor SST-150 (Siemens)

### Hasta 20 MW

La SST-150 es una turbina de carcasa simple, que acciona el generador hasta 1.500 ó 1.800 rpm y tiene un diseño en paquete sobre bastidor (skid). Para generar energía, aporta elevada eficiencia junto con una configuración muy compacta.

### Datos técnicos

- Potencia entregada de hasta 20 MW
- Presión de entrada de hasta 103 bar
- Temperatura de vapor de entrada de hasta 505 °C
- Velocidad de giro de hasta 13.300 rpm
- Toma de hasta 25 bar
- Extracción controlada de hasta 16 bar
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 10 bar o condensación de hasta 0,25 bar
- Área de escape 0,28 – 1,6 m<sup>2</sup>

### Dimensiones típicas

Longitud 12 m  
Ancho 4 m  
Altura 5 m

### Turbina de Gas GE10-1 (General Electric)

## GE10-1 Gas Turbines

### Turbine

The single-shaft version is optimized for power generation applications.

The turbine consists of three reaction stages. In the first two stages the hot gas parts are cooled by air extracted from the axial compressor. The second and third stages have interlocked shrouds to limit tip leakage and blade vibration.

### Power Generation Package Arrangement

The GE10-1 package is designed specifically for power generation applications in both Simple Cycle and CHP Cycle modes.

The single lift architecture (main skid dimension 12.5 m x 2.5 m) minimizes site installation and commissioning lead time (1.5 months). The integrated control cab eliminates the need for control room civil works and related site wiring. An engine exchange maintenance option is available (5 days downtime) to reduce maintenance cost and time.

Each package is performance tested before shipping to ensure product reliability and quality.

The base configuration consists of a complete unit configured for outdoor installation.

The enclosure guarantees a sound pressure level below 85 dBA at 1 m.

The main skid incorporates the Gas Turbine, Electric Generator (11 kV, 4-poles, open air) which also acts as a starting motor, and the Gearbox (Epicyclical).

The Combustion chamber and valve system is able to accommodate different types of gas/liquid fuel compositions and NOx emission requirements.



### GE10-1 (ISO Conditions Standard Combustor)

|                           |       |
|---------------------------|-------|
| Electrical Output (kW)    | 11250 |
| Electrical Efficiency (%) | 31.4  |
| Exhaust Flow (kg/sec)     | 47.5  |
| Exhaust Temperature (°C)  | 482   |

### GENERAL SPECIFICATIONS

#### Axial Compressor

- 11-Stage Axial Flow
- 15.5:1 Pressure Ratio

#### Combustion Chamber

- Single Can Combustor
- Pollution prevention:
  - DLN Gas Fuel at 25 ppmvd NOx
  - DLN Gas Fuel at 15 ppmvd NOx
  - DLN Dual Fuel Gas Fuel at 25 ppmvd NOx
  - DLN Dual Fuel Liquid Fuel at 85 ppmvd NOx

#### Turbine

- 3-Stage HP Turbine 11000 rpm

### AVAILABLE OPTIONS

- Dual Fuel DLN version (liquid + gas fuel)
- 6.0kV electric generator
- 80 dBA sound pressure level package
- Indoor version
- H<sub>2</sub>O oil cooler system
- Standard exhaust duct (12 m)
- Lubrication stand-by pump
- Control cabinet located alongside the unit
- Additional pre-engineered BN1701 for complete vibration monitoring