

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL MONTAJE DE UN NUEVO  
TURBOGENERADOR EN EL ÁREA SUR DE LA REFINERÍA DE  
BARRANCABERMEJA, ECOPETROL S.A.**

**JUAN CARLOS COBOS GÓMEZ  
JORGE EDUARDO MANRIQUE HERRERA**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍA EN ENERGÍA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS  
BUCARAMANGA  
2005**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL MONTAJE DE UN NUEVO  
TURBOGENERADOR EN EL ÁREA SUR DE LA REFINERÍA DE  
BARRANCABERMEJA, ECOPETROL S.A.**

**JUAN CARLOS COBOS GÓMEZ  
JORGE EDUARDO MANRIQUE HERRERA**

**MONOGRAFÍA PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GERENCIA  
DE RECURSOS ENERGÉTICOS**

**PROFESOR  
Dr. ENRIQUE AMOROCHO CORTÉS**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍA EN ENERGÍA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS  
BUCARAMANGA  
2005**

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Bucaramanga, 01 de Noviembre de 2005

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>8</b>
<b>1 MARCO ESTRATÉGICO DEL PROYECTO.....</b>	<b>10</b>
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	10
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	10
<b>2 ASPECTOS GENERALES.....</b>	<b>11</b>
2.1 SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ACTUAL DE LA GCB.....	11
2.2 SITUACIÓN ACTUAL.....	12
2.3 ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS SISTEMAS ACTUALES .....	13
2.4 MANTENIMIENTO .....	15
2.4.1 Costos de mantenimiento.....	16
2.5 ALCANCE DEL PROYECTO.....	16
<b>3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....</b>	<b>18</b>
3.1 ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS EQUIPOS .....	18
3.1.1 Turbina de Vapor .....	18
3.1.2 Generador Eléctrico .....	19
3.1.3 Sistema de lubricación .....	19
3.2 ESPECIFICACIONES DE PROCESO.....	20
3.2.1 Condiciones Operativas .....	20
3.2.2 Servicios Industriales .....	21
<b>4 EVALUACIÓN DE MERCADO .....</b>	<b>23</b>
<b>5 EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....</b>	<b>24</b>
5.1 VIABILIDAD TÉCNICA.....	24

5.1.1	Estudio Técnico del Proyecto .....	24
5.1.2	Inversión .....	26
5.2	IMPACTO AMBIENTAL.....	27
5.3	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	27
5.3.1	Alternativas del Proyecto .....	28
5.3.2	Análisis Financiero .....	30
5.4	ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES .....	31
5.4.1	Caso Base. TG de 10MW .....	31
5.4.2	Alternativa 1. TG de 15 MW .....	33
5.4.3	Alternativa 2. TG de 20MW .....	35
5.4.4	Comparación de las sensibilidades en los tres casos analizados.....	36
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>39</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>41</b>
	<b>ANEXO.....</b>	<b>42</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Turbogenerador actual en U900	12
Figura 2. Esquema típico de sistema turbogenerador	18
Figura 3. Gráfico de sensibilidad de VPN en caso base respecto de variaciones en inversión, degradación y facturación de energía.	32
Figura 4. Gráfico de sensibilidad de TIR en el caso base respecto de variaciones en inversión, degradación y facturación de energía.	33
Figura 5. Gráfico de sensibilidad de VPN en alternativa 1 respecto de variaciones en inversión, degradación y facturación de energía.	34
Figura 6. Gráfico de sensibilidad de TIR en alternativa 1 respecto de variaciones en inversión, degradación y facturación de energía.	34
Figura 7 gráfico de sensibilidad de VPN en alternativa 2 respecto de variaciones en inversión, degradación y facturación de energía.	35
Figura 8 gráfico de sensibilidad de VPN en alternativa 2 respecto de variaciones en inversión, degradación y facturación de energía.	35
Figura 9 gráfico de sensibilidad de VPN por variación en la inversión.	36
Figura 10 gráfico de sensibilidad de VPN por variación en ahorro por degradación.	37
Figura 11. Gráfico de sensibilidad de VPN por variación en ahorro por facturación de energía eléctrica.	37

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Condiciones operativas del cabezal de vapor de 400 PSIG	20
Tabla 2. Condiciones operativas del cabezal de vapor de 175 PSIG	20
Tabla 3. Condiciones operativas de sistema de condensado y de agua de calderas	21
Tabla 4. Condiciones operativas del sistema de agua de enfriamiento	21
Tabla 5. Condiciones operativas del cabezal de vapor de servicio 25 PSIG	22
Tabla 6. Condiciones operativas de los cabezales de aire comprimido	22
Tabla 7. Resumen sondeo de mercado	23
Tabla 8. Costos de operación del turbogenerador	25
Tabla 9. Montos estimados de inversión para el nuevo turbogenerador	26
Tabla 10. Inversiones, costos y beneficios del turbogenerador de 10 MW	28
Tabla 11. Inversiones, costos y beneficios del turbogenerador de 15 MW	29
Tabla 12. Inversiones, costos y beneficios del turbogenerador de 10 MW	29
Tabla 13. Resultados de cálculos de indicadores financieros de las alternativas evaluadas	30
Tabla 14. Orden de elegibilidad de los casos analizados según resultados de indicadores	30
Tabla 15. Orden de elegibilidad de alternativas	30
Tabla 16. Efecto de la variación del VPN respecto a las variables claves del proyecto.	38

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad existen deficiencias en la generación y suministro de energía eléctrica para la refinería de ECOPETROL S.A. en Barrancabermeja, debido a que los equipos existentes se encuentran obsoletos y por su grado de deterioro resulta muy costosa su recuperación. Adicionalmente, en la actualidad se tiene la situación de altas degradaciones de vapor de 400 PSIG a 175 PSIG para obtención del vapor requerido por las unidades de proceso de esta área de la refinería tales como (unidades de destilación, separación, extracción, torres de vacío etc.). Para el suministro de energía se cuenta con alternativas como la generación existente en otras áreas de la refinería, y la compra de energía a la empresa electricadora por medio del contrato vigente, sin embargo, debido a que las calderas son de 400 PSIG y los requerimientos de las plantas son de 175 PSIG, para no seguir derrochando dinero en procesos de degradación por válvulas, se requiere la implementación de un sistema de generación eléctrica cuyo sistema motriz sea una turbina de vapor de 400 con extracción de 175 PSIG.

Por lo anterior, el proyecto de instalación del nuevo turbogenerador es estratégico para eliminar las pérdidas de energía por degradación, un mejor aprovechamiento del vapor disponible y mayor confiabilidad al suministro de energía eléctrica a las unidades de proceso.

Con base en lo anterior, se planteó y justificó un proyecto para instalación de un nuevo turbogenerador de 10 MW y se inició el proceso de especificación conceptual del mismo. Conocedores de la problemática actual y del planteamiento del proyecto, se efectuó un estudio de evaluación técnico y financiera para analizar la viabilidad del mismo, y con planteamiento de alternativas en nivel de potencia, buscando opciones que brinden una mayor rentabilidad y retorno de la inversión, solucionando el problema técnico existente de una manera estratégica para la empresa.

En el presente documento se muestran los resultados del estudio efectuado, en el cual se aplicaron las herramientas de análisis conocidas y sugeridas en las diferentes materias vistas a lo largo de la especialización en Gerencia de Recursos Energéticos V promoción de la UNAB.

El trabajo se organiza de tal manera que en el capítulo uno (1) se presentan los objetivos del proyecto, en los capítulos dos (2) y tres (3) se plantean las bases técnicas del proyecto, en el capítulo cuatro (4) se presentan los resultados de la evaluación de mercado, en el capítulo cinco (5) se dan los resultados de la evaluación del proyecto técnico y financiera, incluido el análisis de sensibilidad



ante variaciones de los aspectos más importantes que afectan la viabilidad del proyecto. Por último se dan las conclusiones en el capítulo seis (6).

El análisis financiero se realiza por medio de una herramienta desarrollada en *Excel* la cual permite evaluar las tres opciones planteadas a saber, caso base con turbogenerador de 10 MW, alternativa 1 de 15 MW, y la alternativa 2 de 20 MW. La herramienta se incluye en el CD anexo y es de fácil uso por su manejo de comandos mediante botones de función en cada una de las páginas que contiene, y así por medio de menús se accede a todos los datos y cálculos y entrega los resultados de VPN, TIR, Relación Beneficio Costo, Tiempo de recuperación de la inversión, IVAN, y el análisis de sensibilidad.

# **1 MARCO ESTRATÉGICO DEL PROYECTO**

## **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Garantizar el suministro confiable y competitivo de vapor de 175 PSIG a las unidades de proceso del área sur de la Refinería, y recuperación de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica mediante la instalación de un turbogenerador a vapor de 400 PSIG con potencia de 10 MW y extracción de 450,000 LB/H de vapor de 175 PSIG.

## **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Reducir los costos actuales por degradación de vapor de 400 a 175 PSIG necesario para las unidades de proceso.
- Disminuir la facturación mensual por compras de energía eléctrica en un 40% aproximadamente.
- Reducción de los costos de mantenimiento en las máquinas de generación actuales.
- Aumentar la capacidad disponible de generación del área sur de la GCB para elevar la confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica a las unidades de proceso.

## 2 ASPECTOS GENERALES

En la actualidad se tienen deficiencias en el sistema de generación de energía eléctrica mediante turbogeneradores, por deterioro de los existentes debido al cumplimiento de su vida útil, y para compensar la falta de los mismos se ha recurrido a la degradación directa de vapor de 400 a 175 PSIG mediante válvulas, y a la compra de energía eléctrica mediante un contrato de compra de energía con la empresa electrificadora.

De estos aspectos surge la necesidad de instalación de un nuevo turbogenerador con el cual se evitarían pérdidas por degradación de vapor por un valor aproximado de US \$2'400.000 y se contribuye a la recuperación de disponibilidad de generación de energía eléctrica con ahorros en facturación de alrededor de US \$480.000 por año, si se considera de la opción de 10 MW de generación en el nuevo sistema.

### 2.1 SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ACTUAL DE LA GCB

El sistema de generación de energía eléctrica a través de turbinas de vapor en la refinería de Barrancabermeja ECOPETROL está constituida por 4 centros de producción:

- U-2400 la cual tiene capacidad de 30 MW.
- U-950 con 20 MW y un vapor de extracción de 400 KLB/HR de 175 PSIG el cual es utilizado en las plantas de proceso.
- U-900 con 10.5 MW y con un flujo de extracción de 360 KLB/HR.
- U-2900 con 60 MW perteneciente al área de Balance que realiza el proceso de tratamiento de crudos pesados.

Adicionalmente, se cuenta con una turbina de gas para generación de energía en la GCB el cual tiene una potencia de 24 MW.

Con lo anterior se tiene una capacidad total de 144 MW instalados, frente a los 80MW típicos de demanda en la GCB. Sin embargo, por obsolescencia mecánica y deterioro de los sistemas, la capacidad disponible de generación actual se encuentra por debajo de la potencia demandada. Para suplir esta necesidad, el sistema eléctrico de la GCB está interconectado con el sistema eléctrico nacional, y se tiene actualmente un contrato de compra de energía con la ESSA, la cual provee transformadores, líneas exclusivas para atender la demanda de la ECOPETROL GCB.

La generación de energía eléctrica por medio de turbogeneradores en la GCB se basa en el ciclo *RANKINE* con sobrecalentamiento, donde aproximadamente la

eficiencia del ciclo está en un 25%. Los aspectos más importantes en la generación de energía radican en mantener un vacío por encima de 25" Hg, máxima extracción de vapor de 175 PSIG, máxima carga eléctrica y una temperatura de 600° F aproximadamente en el vapor de extracción.

En el área de refinería el flujo de vapor de extracción de 175 PSIG es de 600 KLB/HR para las unidades de proceso y esto implica mantener un sistema de decalementamiento en óptimas condiciones.

El sistema de decalementamiento consiste en utilizar condensado y mediante una bomba y boquillas dispersarlo en el cabezal de salida de la planta para ser utilizado en las plantas de proceso tales como Topping, destilación, turbinas, torres de vacío, etc.

Considerando la estructura actual de generación y las necesidades existentes de vapor y energía eléctrica, se planea recuperar la capacidad instalada de generación, por lo cual se plantea la compra de una máquina de 10, 15 o 20 MW para reemplazo de algunas de las unidades de generación existente, las cuales serán analizadas en el marco del estudio financiero del proyecto.

## 2.2 SITUACIÓN ACTUAL

*Figura 1. Turbogenerador actual en U900*



Los turbogeneradores TG-901 y TG-903 están trabajando en la GCB desde el año 1958. El turbogenerador TG-902 está fuera de servicio desde el año 2001 y

requiere una reparación de aprox. US \$ 800.000, con gran inversión en repuestos, adicional a la inversión realizada hasta la fecha de alrededor de US \$ 200.000 sin lograr la recuperación del mismo y su puesta en servicio.

El turbogenerador TG-903 también presenta un deterioro generalizado en los componentes internos de la máquina lo cual implica que en los próximos 5 años la GCB-ECOPETROL S.A. debe hacer una inversión similar a la requerida en el TG-902.

Dentro de las principales acciones que se han realizado hasta el momento para actualización de los turbogeneradores tenemos: Cambio del sistema de gobernación, modificaciones y actualización del sistema de excitación, instalación de un sistema de monitoreo de vibraciones y reparación de los componentes internos de la turbina.

Las plantas de proceso ubicadas en la GCB-ECOPETROL S.A. consumen aproximadamente 600 KLB/HR de extracción a 175 PSIG, de los cuales el área de FOSTER (U-900) tiene capacidad instalada de 300 KLB/HR con los TG-901/2/3, mientras el área U-950 aporta 400 KLB/HR aproximadamente de extracción con los TG-951/2.

En el momento de algún mantenimiento por parte de los TG-951/2, se hace necesario degradar cerca de 400 KLB/HR de vapor de 400 PSIG a 175 PSIG con las consecuencias en consumo energético y pérdida de disponibilidad de vapor que esto implica.

La disponibilidad de energía y vapor en el área de FOSTER se ha visto afectada debido a que el TG-902 se encuentra fuera de servicio.

Así mismo es importante mencionar que en la actualidad los turbogeneradores TG-951/2 se encuentran fuera de servicio debido a que los mismos sufrieron daños en sus turbinas de vapor por fallas en el sistema de lubricación. El 14 de noviembre del 2004 el TG-952 y el TG-951 desde el 15 de Enero del 2005.

El TG-2401/2 y los TG-2951/2/3 han recibido sus mantenimientos contratados y han recuperado su confiabilidad respectiva.

En estos momentos se desarrolla un plan de recuperación y contratación directamente con GENERAL ELECTRIC para habilitar con 35 MW el TURBOGAS 2960 perteneciente a la U-2900.

### **2.3 ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS SISTEMAS ACTUALES**

En este numeral se mencionan los principales parámetros técnicos y operativos en los sistemas de generación de energía eléctrica actual de la GCB.

Los siguientes datos corresponden a los encontrados en la U-900 la cual contiene los tres turbogeneradores a ser reemplazados por el nuevo turbogenerador objeto del presente estudio.

- Eficiencia del ciclo: 29%
- Rata de calor (BTU/KW-HR): 15000
- Rata de vapor (LB/MW): 11000
- Carga al condensador(KLB/HR): 35
- Coeficiente de transferencia de calor(BTU/°F/H/SQ/FT: 215)
- Depresión del condensado (°F): 4,4
- % Eficiencia en la transferencia de calor : 65
- # de tubos equivalente: 1074
- Factor de limpieza: 062

Mediante las evaluaciones técnicas realizadas en los turbogeneradores se evalúa el desempeño del condensador de superficie, la eficiencia de la turbina y la eficiencia del ciclo RANKINE.

Los aspectos más importantes a tener en cuenta al realizar las evaluaciones técnicas y que permiten recuperar confiabilidad, eficiencia y reducción de costos en la generación de vapor son:

- Re-entube o limpieza de los tubos en el condensador de superficie.
- Revisión del sistema del vapor de sello para evitar filtraciones y pérdida de eficiencia.
- Establecer restricciones de la turbina por presionamiento en los álabes disminuyendo la eficiencia y aumentando el flujo de vapor.
- Realizar lavados con vapor saturado en la turbina.
- Evaluar restricciones en el vapor de extracción para asegurar todo el flujo de extracción posible.

El área de refinería consume aproximadamente 600 KLBH de vapor extracción a 175 PSIG, de los cuales la unidad 900 tiene capacidad instalada de 300 KLBH con los TG-901/2/3 generadores *General Electric* de 3.5 MW cada uno, y la unidad 950 tiene una capacidad instalada de 400 KLBH con los TG-951/2 generadores *Siemens* de 10 MW cada uno.

El TG-902 se encuentra fuera de servicio desde hace 2.5 años y los TG-901/903 han reducido su capacidad de extracción debido a la obsolescencia de sus sistemas de gobernación, lo cual ha afectado notablemente la capacidad instalada del vapor de 175 PSIG ocasionando permanentes degradaciones (reducción de vapor de 400 a 175 PSIG a través de válvulas).

## 2.4 MANTENIMIENTO

En la actualidad se tienen programas de mantenimiento preventivo y correctivo de los turbogeneradores, el cual es aplicado a las cuatro especialidades básicas; mecánica, eléctrico, metalistería y analítica e instrumentos.

Dentro de las principales actividades que se realizan podemos mencionar:

- Revisión preventiva de las bombas de lubricación.
- Revisión de disparo mecánica de la turbina de vapor.
- Revisión de cortes y alarmas tanto por nivel mecánico como eléctrico.
- Revisión de señales eléctricas para sincronización tales como tensión, corriente y potencia eléctrica desarrollada.
- Revisión del sistema de lubricación en filtros, limpieza de enfriadores y mallas.
- Revisión de escobillas en el generador
- Revisión del sistema de admisión, extracción y gobernanza de la turbina, así como el cheque de extracción.
- Revisión del vapor de sello.
- Revisión del sistema de INTERPOST el cual retiene el condensado de los sistemas de condensación.
- Revisión del control automático de las bombas de lubricación por baja presión de lubricación.
- Revisión del sistema de eyectores primarios y secundarios.
- Revisión del estado de los *switchs* de cortes y alarmas.
- Reparación de porta-escobillas y cambio de escobillas.
- Revisión sistema de protecciones eléctricas.
- Mantenimiento al *breaker* de campo.
- Revisión del tacómetro marca 200 RPM de más.
- Revisión del *panalarm*.
- Revisión y calibración de instrumentación análoga del tablero de control del TG- 901 como: vatímetros, amperímetros, indicación de temperatura del estator.
- Revisión de sensores de vibración y RTD's del sistema BENTLY-NEVADA y habilitar señales que actualmente están deshabilitadas.
- Verificar estado de las borneras de conexionado del Rack, si se encuentran deterioradas cambiar según condición.
- Cambiar por condición prensaestopas, flexiconduit y cajas paso que se encuentren deterioradas según condición.
- Verificar curvas de calibración de sensores de proximidad.

En conclusión existe un programa de mantenimiento programado cada tres años para reparaciones generales y antes de dichas reparaciones se realizan mantenimientos menores y preventivos.

Todo esto implica tener un proceso de definición de alcances, planeación y consecución de repuestos y materiales para poder realizar dichos mantenimientos.

En la actualidad se realiza mantenimiento general al TG-2403 con cambio de rotor, TG-903 con revisión del sistema de lubricación.

#### **2.4.1 Costos de mantenimiento.**

Los costos requeridos actualmente para reparaciones generales y puesta a punta de los turbogeneradores actuales en la U-900 están alrededor de \$ 2,500 millones de pesos por cada unidad, y en la cual implican la revisión, reparación de la máquina en sus cuatro especialidades (mecánica, eléctrica, analítica e instrumentos y metalistería.)

En cuanto a mantenimiento anual, para los turbogeneradores de la U-900 se estima que los costos aproximadamente son de KUS \$200 / año por generador.

### **2.5 ALCANCE DEL PROYECTO**

El proyecto incluye el suministro de equipos principales y auxiliares, suministro de materiales para la construcción, gestión de compras, revisión de la Ingeniería Básica, desarrollo de la ingeniería detallada, instalación de equipos, alistamiento para la arrancada, pruebas de operación y desempeño, puesta en servicio de equipos, entrenamiento para la operación y el mantenimiento además de la elaboración de planos y documentos "AS-BUILT".

Adicionalmente el alcance incluye el desmantelamiento y retiro de los equipos existentes que serán reemplazados por el nuevo Turbogenerador.

La ejecución del Proyecto se realizará bajo la modalidad de contratación EPC (Engineering, procurement and construction).

El Contratista responsable de la obra deberá responder por las siguientes actividades:

- Revisar todos los documentos de la Ingeniería básica.
- Complementar la Ingeniería básica en todos los aspectos que sean necesarios para desarrollar la ingeniería detallada.
- Desarrollar los diseños de ingeniería Detallada que requiere la instalación bajo el estricto cumplimiento de las normas indicadas en este documento y siguiendo las mejores prácticas de ingeniería.
- Presentar para revisión los documentos de ingeniería detallada y realizar las correcciones que resulten de los comentarios de los ingenieros de ECOPETROL.

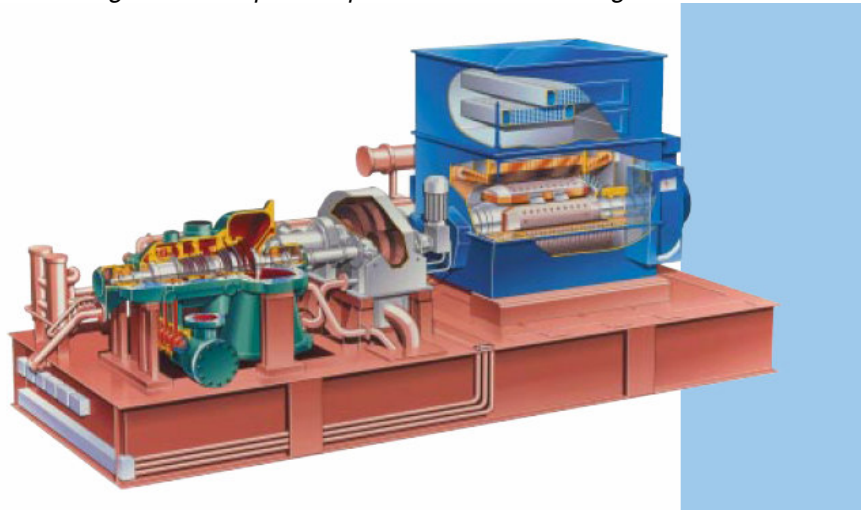


- Realizar las especificaciones de equipos y materiales siguiendo los estándares de ECOPETROL para el caso de que existan. En caso de que ECOPETROL no tenga el estándar requerido el contratista deberá realizar la especificación requerida siguiendo los criterios de confiabilidad, seguridad, mantenibilidad y costo, según las mejores prácticas de ingeniería.
- Realizar las requisiciones de materiales según los diseños de la ingeniería detallada.
- Realizar la Gestión de Compras según el Listado de Fabricantes aceptados por ECOPETROL GCB.
- Realizar la instalación de los Equipos según la Ingeniería Detallada y siguiendo estrictamente los manuales de Seguridad de ECOPETROL.
- Documentar el avance de la obra y realizar los informes de seguimiento correspondientes.
- Realizar el alistamiento de Equipos siguiendo las recomendaciones del fabricante de los Equipos y/o Responsable de Las Pruebas y Puesta en servicio.
- Solicitar aprobación para posibles cambios de ingeniería y documentar los posibles cambios para los planos "As-Built".
- Realizar las pruebas y puesta en servicio de Equipos diligenciando los protocolos de Prueba correspondientes. Corridas de eficiencia y capacidad después de 30 días de puesto en servicio el equipo.
- Realizar el entrenamiento del personal de Operaciones y Mantenimiento asegurando la asimilación del aprendizaje y transferencia tecnológica.
- Elaborar los Catálogos Mecánicos y Libros finales de Ingeniería.
- Garantizar el correcto funcionamiento del sistema y estabilidad de la obra según lo indicado en los aspectos legales y contractuales que hacen parte integral de este proceso.

### 3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

La concepción de diseño original del generador es una potencia de 10 MW efectivos de energía eléctrica generada, entregada a un nivel de tensión de 6300V para ser conectado en planta eléctrica en el sistema actual en el cual se encuentran las viejas unidades de generación TG 901, TG 902 y TG903. Al nuevo turbogenerador se le denominará TG905 y reemplazará los tres generadores existentes los cuales son cada uno de 3,5MW.

*Figura 2. Esquema típico de sistema Turbogenerador*



#### 3.1 ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS EQUIPOS

En los numerales siguientes se presentan las características básicas de diseño de los sistemas componentes del turbogenerador TG 905.

El grupo generador estará compuesto por los siguientes equipos o sistemas principales:

- Turbina de vapor.
- Generador eléctrico (incluye excitación y control).
- Sistema de lubricación.

En los numerales siguientes se presentan las características básicas de diseño de los sistemas componentes del turbogenerador TG 905.

##### 3.1.1 Turbina de Vapor

La turbina será el sistema motriz del generador, y de la misma se tomará la extracción de vapor de 175 PSIG. Dentro de las especificaciones de la misma, se encuentran las siguientes características:

- Turbina de contrapresión multietapas, eficiencia isentrópica > 88% para 10 MW, para trabajar con vapor admisión de PSIG 400 @ 750 °F, con un flujo aproximado de 350-400 KLBH y Vapor exhosto (extracción) de 175 ± 5 PSIG @ 500-550 °F.
- La turbina de vapor servirá de “driver” o sistema motriz a un generador de 12.5 MVA / 10 MW, de tal manera que ésta suministrará una potencia en el eje tal que teniendo en cuenta las pérdidas internas, mecánicas etc., la potencia final de diseño de salida del generador sea de 10 MW.
- La vida útil de la turbina de vapor, de acuerdo con normas debe tener una especificación de vida útil de mínimo 20 años y para una operación continua (sin intervenciones) mínima de 5 años.

### **3.1.2 Generador Eléctrico**

El generador Eléctrico será de las siguientes características:

- La frecuencia de operación será de 60 HZ.
- El generador será conectado a un sistema Trifásico y deberá operar en paralelo con los demás generadores del sistema.
- El Voltaje en Bornes será de 6300V, ajustable ± 10 %.
- Potencia Nominal de 12 MVA / 10 MW, con factor de potencia 0,8.
- Forma de onda de Voltaje sinusoidal y su contenido relativo de armónicos no deberá exceder del 1.5 % con respecto a la onda fundamental.
- La Conexión de los devanados del Generador en Estrella, con resistencia de Puesta a Tierra que limite las corrientes por falla a tierra de tal manera que el valor no sea superior que el valor nominal de corriente de fase.
- La eficiencia mínima garantizada del generador es 97,5 %.
- Encerramiento del Tipo TEAWC, totalmente cerrado y enfriado por aire y agua.
- Tropicalización acorde con las condiciones ambientales del sitio.
- Sistema de excitación tipo Brushless, con sistema de detección y protección contra fallas a tierra del rotor, características de potencia, voltaje, corriente y número de polos.
- Control de excitación digital.
- Paneles para control, sincronización, operación manual automática y sistemas de protección.

### **3.1.3 Sistema de lubricación**

El sistema de lubricación del conjunto turbina - generador debe tener las siguientes características básicas:

- El sistema de aceite de lubricación y control deberá ser común para la turbina – generador (incluyendo el reductor en caso que aplique).
- Debe tener bomba principal y auxiliar de capacidad tal que garantice la lubricación normal de la turbina, generador, reductor (en caso que aplique) más el sistema de control y un 20% adicional.
- La capacidad de la bomba de emergencia debe ser tal que garantice la lubricación de la turbina, del generador y del reductor, en un evento de

parada de emergencia, hasta que el equipo se detenga completamente y no permita el daño de chumaceras y ejes de cualquiera de los equipos involucrados.

### 3.2 ESPECIFICACIONES DE PROCESO

Tal como se presenta en los siguientes numerales, se tienen todas las condiciones desde el punto de vista de proceso para la entrada en operación del nuevo turbogenerador. Desde el punto de vista de operación, y de servicios auxiliares los sistemas existentes son adecuados y dimensionados para acoger al nuevo equipo. A continuación se resumen todas las condiciones del sistema.

#### 3.2.1 Condiciones Operativas

El nuevo turbogenerador de turbina a contrapresión va a trabajar con vapor de admisión de 400 PSIG y 750°F, proveniente del cabezal general de vapor de alta presión, el cual es generado entre otras por las calderas B-901/2/3/4 en la U-900 y las calderas B-954/5/6 en la U-950, ubicada en el área sur de la zona de refinación de la Gerencia Complejo Barrancabermeja de ECOPETROL S.A. A continuación se presentan las condiciones específicas de este vapor de admisión.

Tabla 1. Condiciones operativas del cabezal de Vapor de 400 PSIG

SISTEMA	PRESIÓN (Psig)			TEMPERATURA (°F)		
	Normal	Mínima	Máxima	Normal	Mínima	Máxima
Condiciones a la salida de las calderas generadoras de vapor						
HPS vapor de alta presión	425	410	430	750	730	760
Condiciones a la entrada de los turbogeneradores de vapor						
HPS vapor de alta presión	420	405	428	750	730	760
Flujo de vapor disponible (KLBH)	Normal	Mínimo	Máximo			
	500	450	600			

La nueva turbina de contrapresión descargará el vapor de extracción a una presión de 175 PSIG en los cabezales de vapor de media presión disponibles en el área sur de la zona de refinación de la GCB ECOPETROL S.A.. A continuación se presentan las condiciones específicas de este vapor de extracción.

Tabla 2. Condiciones operativas del cabezal de Vapor de 175 PSIG

SISTEMA	PRESIÓN (PSIG)			TEMPERATURA (°F)		
	Normal	Mínima	Máxima	Normal	Mínima	Máxima
Condiciones de vapor de extracción a la salida del Turbogenerador						
MPS vapor de media presión	175	170	178			
Condiciones de vapor de media presión en los cabezales de distribución (1)						
MPS vapor de media presión	175	165	178	480	450	520
Flujo de vapor necesario (KLBH)	Normal	Mínimo	Máximo			
	500	450	600			

### 3.2.2 Servicios Industriales

A continuación se presentan las condiciones operativas de los servicios industriales disponibles para la operación del nuevo turbogenerador.

- **Condensado y Agua de Calderas**

En el área de la U-900 de la Gerencia Complejo Barrancabermeja de ECOPETROL S.A. donde estará ubicado el nuevo turbogenerador, se dispondrá de condensado de los condensadores de superficie de los otros turbogeneradores, condensado que presenta muy buenas condiciones de calidad. En caso de no disponer de este condensado, se considera conveniente disponer de agua desmineralizada proveniente de la planta de agua U-850.

Tabla 3. Condiciones operativas de sistema de condensado y de agua de calderas

Propiedad Sistema	Condensado	Agua de Calderas
Presión: Normal / Máxima (Psig)	60 / 70	90 / 110
Temperatura: Normal / Máxima (°F)	110 / 130	90 / 110
Flujo Disponible (GPM)	Max 60	Max 70
Ph	8.2 – 9.2	7.5 – 8.5
Hierro (ppm)	0.01 – 0.1	0.01 – 0.1

- **Agua de Enfriamiento**

La fuente principal de agua de enfriamiento será la torre enfriadora TE-801 y como suministro alternativo se utilizará agua de enfriamiento proveniente de la torre enfriadora TE-831.

Tabla 4. Condiciones operativas del sistema de agua de enfriamiento

PROPIEDAD / SISTEMA	TE-801	TE-831
	Normal / Máxima	Normal / Máxima
Temperatura de entrada al sistema (°F)	88 / 90	87 / 89
Temperatura de retorno (°F)	101 / 111	96 / 106
Presión de entrada al sistema (Psig)	50 / 55	50 / 64
Presión de retorno (Psig)	30 / 25	35 / 30
pH	7 – 7.8	7.2 - 7.6
Dureza total (ppm CaCO3)	200 - 550	450 – 500
Turbiedad (NTU)	Máx. 60	25 - 30
Conductividad (Microhoms)	Máx. 1200	850 - 1200
Factor de ensuciamiento (Btu/hr*Ft2°F)	Máx. 9 X10-4	9 x 10 -4
Decantación (mgr/cm2*año)	Máx. 100	Máx. 100

- **Vapor de servicio**

En la U-900 se puede utilizar como vapor de servicio, el vapor de baja presión (25 PSIG), cabezal alimentado por el exhosto de las turbinas de proceso y vapor de media presión (175 PSIG) proveniente principalmente de la extracción de los turbogeneradores de vapor.

Tabla 5. Condiciones operativas del cabezal de Vapor de Servicio 25 PSIG

SISTEMA	PRESIÓN (PSIG)			TEMPERATURA (°F)		
	Normal	Mínima	Máxima	Normal	Mínima	Máxima
MPS vapor de media presión	175	165	185	480	450	520
LPS vapor de alta presión	28	23	32	400	350	450

- **Aire Comprimido**

En el área se dispone de dos cabezales de aire comprimido para instrumentos y aire industrial para propósitos varios.

Tabla 6. Condiciones operativas de los cabezales de Aire Comprimido

Propiedad / Sistema	Aire de Instrumentos	Aire Industrial
	Normal / Máxima	Normal / Máxima
Presión (Psig)	50 / 55	67 / 70
Temperatura (°F)	50 / 110	90 / 110
Punto de Rocío (°C)	- 20	NA
Humedad Relativa	Máx. 1%	NA

## 4 EVALUACIÓN DE MERCADO

Con base en la ingeniería conceptual se efectuó una evaluación de mercado para determinar las soluciones tecnológicas existentes y los costos de las inversiones requeridas para el desarrollo del proyecto. La evaluación de mercado contempla la invitación a los fabricantes de turbinas y que son especialistas en el desarrollo de generadores. Esta misma empresa se hará cargo de la Ingeniería de detalle, de la adquisición de los equipos, del desmantelamiento de los existentes, y del montaje de los nuevos, hasta el punto de poner el sistema en servicio.

Como se prevé el desarrollo del proyecto en dos etapas, la compra del generador y un contrato EPC para desarrollo de ingeniería detallada, suministro de los equipos requeridos para montaje y el proyecto de montaje y puesta en marcha, de esta forma se realizó la solicitud de ofertas.

Tabla 7. Resumen sondeo de mercado

Descripción	Fabricante				
	General Electric	Siemens	Dresser Rand	Murray	Skoda
Suministro de Equipos Principales	US \$ 3,783,000	US \$ 2,400,000	US \$ 1,600,000	US \$ 2,000,000	US \$ 4,877,000
Equipos Complementarios, Ingeniería e Instalación	US \$ 5,100,000	US \$ 1,835,564	US \$ 594,700	No disponible	US \$ 5,637,680
Costo Total sin IVA	US \$ 8,883,000	US \$ 4,235,564	US \$ 2,194,700		US \$ 10,514,680

La propuesta de SIEMENS es la que más coherencia muestra y cuyos valores se acercan más a los estimados iniciales de ECOPETROL, por lo cual es la que se utiliza para determinar los costos de inversión en la evaluación financiera.

## 5 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

### 5.1 VIABILIDAD TÉCNICA

Según la situación actual y los requerimientos para la instalación del mismo en la planta eléctrica U900, tal como se plantea en los capítulos anteriores el proyecto es viable tanto para la configuración de 10 MW, la de 15 MW o la de 20MW.

El proyecto de instalación del nuevo turbogenerador satisface los requerimientos de producción de energía con la tecnología más apropiada para el sistema actual y los recursos disponibles en la GCB.

#### 5.1.1 Estudio Técnico del Proyecto

- ***La Tecnología a utilizar.***

Para la especificación del nuevo turbogenerador y tal como se plantea en el capítulo cuatro (4) se deben considerar las siguientes características de diseño:

Turbina de contrapresión, Multietapa con alabes de reacción, para trabajar con vapor admisión de PSIG 400 @ 750 °F, con un flujo de 450 KLKBH y Vapor exhosto de  $175 \pm 10$  PSIG @ 550 °F.

Generador sincrónico trifásico de potencia nominal 12.5 MVA, factor de potencia 0.80, voltaje nominal 2,400 Voltios, Frecuencia de 60 Hz, velocidad: de acuerdo al diseño de la turbina, con excitación tipo Brushless y control digital de excitación para una potencia en los terminales del generador de 10 MW.

- ***Diseños Conceptual, Básico y Detallado.***

La ingeniería conceptual fue desarrollada y en ella se determinó el alcance técnico del proyecto. La misma fue empleada para el desarrollo del estudio de mercado con el cual se determinó qué existe y qué se puede esperar de los equipos disponibles comercialmente. Las ofertas de los fabricantes y los requerimientos de los mismos, son empleados como base para la ingeniería básica, la cual se encuentra en proceso de desarrollo en la GCB. La ingeniería de detalle será desarrollada por el propio proveedor de acuerdo con la estrategia de contratación que se va a implementar.

- ***Estimativo de Inversión en Activos Fijos.***

Para la estimación de la inversión en activos fijos se emplea como datos de entrada el estudio de mercado ya desarrollado y cuyos resultados se presentan en el capítulo cuatro (4) del presente documento.



- **Condiciones para transferencia y adopción de Tecnología.**

Se prevé que para la adopción de estas nuevas tecnologías se brinde entrenamiento al personal de mantenimiento y operaciones, asegurando la asimilación del aprendizaje y la transferencia de tecnología. Dentro del alcance del proyecto se encuentra en el entrenamiento teórico práctico con acompañamiento en los primeros meses de operación del sistema.

- **Estimativos de costos y gastos de operación y mantenimiento**

Los costos de operación del nuevo turbogenerador se concentran en mantenimiento y consumo de vapor. Los demás costos son similares a los equipos actuales y por eso no se entra en detalle de los mismos ni se consideran en el análisis.

Se estima que durante la fase de producción del turbogenerador se requiere una intervención para mantenimiento general cada 5 años, con un costo aproximado de US \$200,000 cada una. Por lo demás y al no tener piezas de desgaste mecánico, no se requiere mayor mantenimiento salvo inspección visual y lubricación.

El consumo de servicios industriales del nuevo turbogenerador tiene varios componentes, por un lado el ahorro en vapor que se logra por una mayor eficiencia del mismo, y por el otro el consumo requerido para la generación de los 3 MW adicionales respecto de la situación actual.

Los costos de lubricación son equivalentes a los costos de los equipos actuales por eso no se consideran en el análisis. Adicionalmente, los operadores requeridos durante la etapa de producción del generador son los mismos de los generadores actuales luego no se consideran costos adicionales por ese aspecto.

A continuación una tabla resumen de los costos de operación del turbogenerador.

*Tabla 8. Costos de operación del turbogenerador*

Descripción	Valor US\$			Comentarios
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2	
Consumo adicional de servicios industriales	39,000	105,000	330,000	Consumo estimado anual
Depreciación de equipos	156,000	208,000	335,000	Se deprecia el equipo en 20 años, sin valor residual.
Gastos de mantenimiento	200,000	200,000	300,000	Requerida cada cinco años.

- **Estimativo de Inversión en Inventario partes y repuestos.**

Dentro del costo inicial del equipo se consideró el suministro de los repuestos requeridos para los primeros años de operación. Adicionalmente, se estima que cada cinco años será requerida una inversión adicional en mantenimiento de US\$200,000 el cual incluye mano de obra y repuestos. Esta estimación fue hecha con la base de operación normal del equipo y los cuidados básicos necesarios para mantenerlo en servicio y libre de fallas catastróficas que requieran de grandes inversiones.

### 5.1.2 Inversión

Las inversiones en equipos requeridas para el desarrollo del proyecto se resumen en la tabla 9 presentada a continuación.

*Tabla 9. Montos estimados de Inversión para el nuevo Turbogenerador*

Descripción	Valor US\$			Comentarios
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2	
<b>Activos Fijos</b>				
Compra del turbogenerador (FOB)	2'400,000	3'200,000	5'000,000	En el 2006.
Transporte y nacionalización de equipos	720,000	960,000	1'500,000	En el 2006
Obras civiles	220,000	220,000	320,000	En el año 2007
<b>Activos Diferidos</b>				
Ingenierías, estudios	480,000	480,000	528,000	Año 2006
Gastos de Montaje, construcción	280,000	280,000	308,000	Año 2007
Gastos de administración del proyecto	380,000	380,000	418,000	En 2007
Puesta en marcha	170,000	170,000	165,000	En 2007
AIU proveedor	300,000	300,000	330,000	15% del valor del contrato EPC, 2007
Otros gastos	255,000	255,000	280,500	Contrato Transporte, Interventoría, gastos de contratación, 2007

Vale la pena mencionar que los valores de las inversiones fueron tomados de la propuesta mejor estructurada del sondeo de mercado y que fue la que más cerca estuvo del presupuesto de ECOPETROL.

**Nota:** Los valores anteriores se encuentran en el archivo Excel anexo en el cual se realizó la evaluación financiera.

## **5.2 IMPACTO AMBIENTAL**

Desde el punto de vista ambiental se tendrá un impacto positivo para el medio ambiente puesto que se va a aprovechar el vapor generado actualmente para la producción de energía eléctrica.

Se espera que se reduzcan los niveles de ruido en el área por no tener que degradar vapor de 400 a 175 PSIG por medio de válvulas.

Por lo anterior, no se requieren estudios de impacto ambiental, simplemente seguir unas recomendaciones básicas para el proceso de montaje del turbogenerador, en cuanto a manejo de chatarra y desperdicios.

La obra de montaje del turbogenerador es una obra de recuperación de la capacidad instalada de generación en la GCB. Como tal la obra se va a desarrollar en un área intervenida y antropizada que ha modificado de manera total el sistema natural desde el inicio de la refinación de crudo en 1922, y no cambia las condiciones actuales de emisiones de gases, manejo de aguas, ni de vertimientos.

Es importante mencionar que el Complejo Industrial de Barrancabermeja donde se instalará el nuevo turbogenerador, en la actualidad cuenta con los siguientes permisos:

**Aguas:** Se tiene la Concesión de Aguas con las resoluciones No. 80 de Febrero 10 de 1994 y la resolución No. 415 de julio 11 de 1994, mediante el cual se otorga una concesión de agua de 2158 lt/seg del Río Magdalena, 220 lt/seg de La Ciénaga Miramar y de 189 lt/seg de La Ciénaga San Silvestre.

**Aire:** Se cuenta con la autorización sanitaria e Funcionamiento 2-40100-302002 de Septiembre 22 de 1994, expedida por el Servicio de salud de Santander.

**Residuos Sólidos:** Se tienen la solicitud de cumplimiento del Servicio de Salud de Santander No. 2-40100-304105 del 5 de Enero de 1995.

## **5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA**

Para la evaluación financiera del proyecto y las alternativas, se desarrollo una herramienta informática en Excel, la cual se anexa para referencia. El nombre de la herramienta es "Evaluación Financiera Proyecto Turbogenerador GCB.xls".

En esta herramienta se realizó un flujo de caja para cada alternativa evaluada, y con base en el flujo de caja se calculan las herramientas financieras que se listan a continuación:

- Valor Presente Neto (VPN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Tiempo de Recuperación de la Inversión
- Relación Beneficio Costo (RBC)
- Relación Valor Presente Neto a Inversión (IVAN)

### 5.3.1 Alternativas del Proyecto

La propuesta de un generador de 10 MW es el caso base analizado. Adicional a este escenario, se plantean como alternativas variaciones en la potencia del turbogenerador, a 15 MW y 20 MW.

- **Caso Base. Potencia del Generador 10 MW.**

Este escenario es el caso base del estudio y los análisis técnicos y económicos se encuentran en los capítulos anteriores. En la tabla siguiente se presentan las principales cifras que definen la estructura de costos y beneficios del proyecto.

*Tabla 10. Inversiones, costos y beneficios del Turbogenerador de 10 MW*

Item	Descripción	Valor económico en US\$
1	Inversión en equipos (incluye TG, obra civil y repuestos)	3´120.000
2	Ingeniería	480,000
3	Costo de implementación (en el segundo año)	1´585.000
4	Costo anual de operación por año (Vapor requerido para generación de 3 MW adicionales)	94.000
5	Beneficios anuales (ahorros en degradación, facturación de energía, mantenimiento, incremento en eficiencia)	3´280.000

- **Alternativa 1. Potencia del Generador 15 MW.**

Los costos de implementación del generador, inventario de repuestos e implementación son muy similares a una configuración para 15 MW. La tecnología empleada es la misma y la eficiencia se mantiene. El incremento se encuentra en la inversión inicial pero se compensa con mayores beneficios por ahorro en facturación de energía. No obstante lo anterior, el principal aspecto de esta opción es el ahorro en degradación de vapor, sumado a una mayor capacidad de generación.

Tabla 11. Inversiones, costos y beneficios del Turbogenerador de 15 MW

Item	Descripción	Valor económico en US\$
1	Inversión en equipos (incluye TG, obra civil y repuestos)	4'160.000
2	Ingeniería	480,000
3	Costo de implementación (en el segundo año)	1'585.000
4	Costo anual de operación por año (Vapor requerido para generación de 3 MW adicionales)	105.000
5	Beneficios anuales (ahorros en degradación, facturación de energía, mantenimiento, incremento en eficiencia)	4'020.000

• **Alternativa 2. Generador de 20 MW.**

Para esta alternativa no se puede utilizar la tecnología de turbina a contrapresión, por lo que requiere la implementación de tecnología que incorpora condensador de superficie, sistema de enfriamiento y sistema de bombeo de condensado. Con lo anterior la eficiencia se reduce y la inversión y costos de operación se incrementan. De todas maneras se estiman ahorros en facturación de energía significativos que sumados con el ahorro en degradación definen los beneficios del proyecto.

Tabla 12. Inversiones, costos y beneficios del Turbogenerador de 10 MW

Item	Descripción	Valor económico en US\$
1	Inversión en equipos (incluye TG, obra civil y repuestos)	6'500.000
2	Ingeniería	528,000
3	Costo de implementación (en el segundo año)	1'821.000
4	Costo anual de operación por año (Vapor requerido para generación de 3 MW adicionales)	330.000
5	Beneficios anuales (ahorros en degradación, facturación de energía, mantenimiento, incremento en eficiencia)	4'720.000

Nota: Se hace mención a que el incremento en beneficios por degradación de vapor no se incrementa debido a que la tecnología de la turbina a contrapresión limita la cantidad de vapor de extracción posible, que es equivalente en los tres casos. El mayor beneficio obtenido en la medida que se incrementa la capacidad

de generación, viene del supuesto de operar a plena capacidad y obtener mayores ahorros en facturación de energía eléctrica.

### 5.3.2 Análisis Financiero

Luego de efectuar los cálculos y simulaciones con la herramienta diseñada para este proyecto, se obtuvieron los resultados que se presentan en las tablas y secciones siguientes para cada uno de los casos evaluados.

A continuación los resultados para cada una de las alternativas.

*Tabla 13. Resultados de cálculos de indicadores financieros de los alternativas evaluadas*

Item	Herramienta	Caso Base 10MW	Alternativa 1 15 MW	Alternativa 2 20 MW
1	VPN	US \$ 4'308.850	<b>US \$ 5'552.934</b>	US \$ 4,882.995
2	TIR	31,73 %	<b>31,90 %</b>	25,33 %
3	Tiempo de recuperación de la inversión	3,15 años	<b>3,13 años</b>	3,95 años
4	R B C	<b>2,14</b>	2,13	1,62
5	IVAN	0,86	<b>0,92</b>	0,57

*Tabla 14. Orden de elegibilidad de los casos analizados según resultados de indicadores*

Item	Herramienta	Caso Base 10MW	Alternativa 1 15 MW	Alternativa 2 20 MW
1	VPN	3	1	2
2	TIR	2	1	3
3	Tiempo de recuperación de la inversión	2	1	3
4	R B C	1	2	3
5	IVAN	2	1	3

Según las herramientas de evaluación financiera empleadas, se determinó que las tres alternativas evaluadas son viables financieramente, sin embargo, se da un orden de elegibilidad de las mismas según los resultados de la evaluación. Este orden se presenta en la tabla siguiente.

*Tabla 15. Orden de elegibilidad de alternativas*

Orden de Elegibilidad	Nombre del Caso	Descripción
1	Alternativa 1.	Turbogenerador de 15 MW
2	Caso Base.	Turbogenerador de 10 MW.
3	Alternativa 2.	Turbogenerador de 20 MW.

Desde el punto de vista financiero la alternativa de 15 MW es la que mejor resultados presenta. Este caso, tiene los mejores resultados en cuanto a Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Tiempo de Recuperación de la Inversión e IVAN.

Por lo anterior ***se recomienda la realización del proyecto de instalación del nuevo turbogenerador de 15 MW el cual es viable técnica y financieramente.*** Los resultados son prometedores y el beneficio potencial justifica el riesgo de realizar el proyecto.

No efectuar el proyecto significa continuar con los altos costos de pérdidas por degradación de vapor, y la baja confiabilidad del sistema eléctrico de potencia al tener una alta dependencia del suministro de energía externo del sistema interconectado nacional a través de los circuitos y transformadores designados para tal fin.

La ejecución del proyecto es estratégica y es un componente muy importante del Plan Maestro de Recuperación del sistema de Servicios Industriales tan importante para la operación segura, confiable y rentable de la refinería.

#### **5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES**

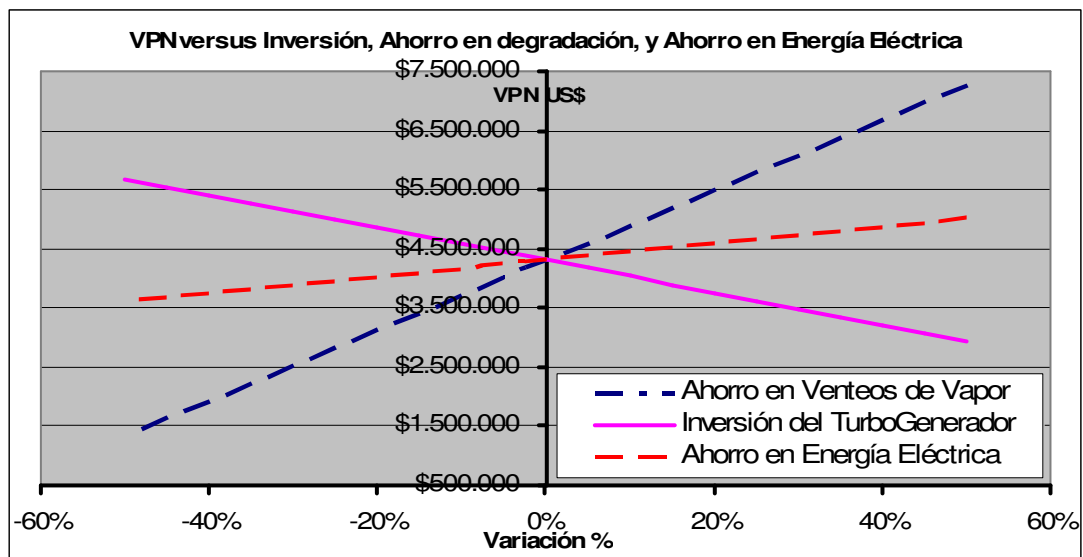
De cada uno de los casos evaluados se hizo un estudio de sensibilidades para determinar la variación de los dos principales criterios de evaluación, el VPN y la TIR. En los casos evaluados se incluyeron como variables la inversión inicial, y las variaciones en ahorros por degradación de vapor y por facturación de energía eléctrica.

Se consideraron variaciones de hasta el 50% por encima o por debajo de los valores estimados para la evaluación, y en los siguientes numerales se presentan los resultados de estas simulaciones por medio de gráficas.

##### **5.4.1 Caso Base. TG de 10MW**

Sensibilidad de VPN y TIR respecto de variaciones en Inversión, degradación y facturación de energía.

Figura 3. Gráfico de Sensibilidad de VPN en Caso Base respecto de variaciones en Inversión, degradación y facturación de energía.

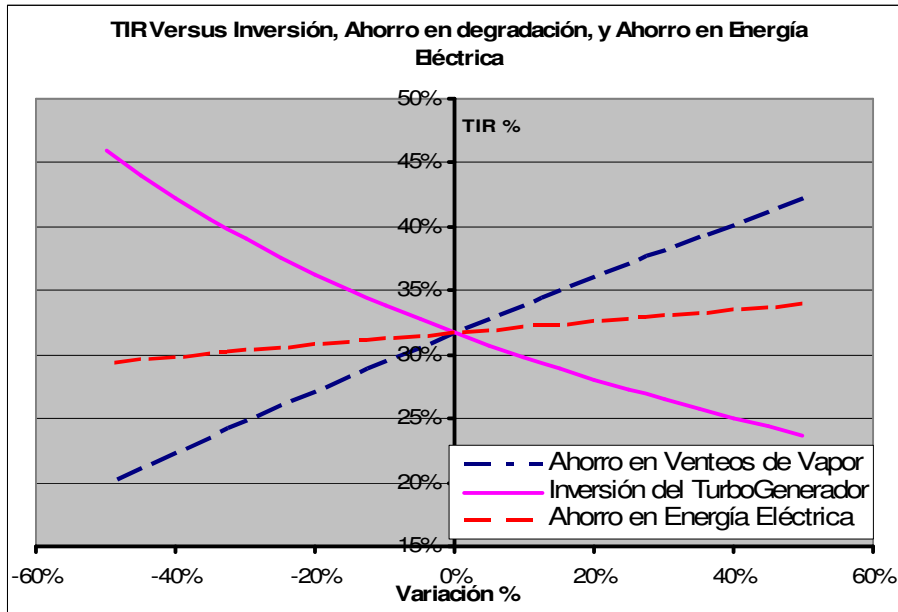


Como se observa de la anterior gráfica, pequeñas o grandes variaciones en el costo de inversión en el turbogenerador, implican variaciones en el VPN que no comprometen la viabilidad del proyecto. Este caso es más sensible a las variaciones de ahorros en degradación de vapor, debido a que ésta es la variable que más influye en los beneficios del flujo de caja de la misma. Respecto de la sensibilidad del proyecto por variaciones en el ahorro por facturación de energía, se observa que el VPN varía en un bajo porcentaje frente a grandes variaciones de esta variable.

De lo anterior se concluye que el proyecto es viable aun bajo la consideración de variaciones fuertes en alguna de las variables consideradas, en cualquiera de los casos el VPN es positivo. Adicionalmente se observa que los ahorros por degradación en vapor son los que más impactan la viabilidad del proyecto de 10 MW y por tanto se confirma que esta es la razón principal para el desarrollo del mismo.



Figura 4. Gráfico de Sensibilidad de TIR en el Caso Base respecto de variaciones en Inversión, degradación y facturación de energía.



La sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno respecto de las variaciones en las variables analizadas tiene un comportamiento similar al observado en las gráficas de sensibilidad de VPN por lo tanto las conclusiones para éste son igualmente válidas para la TIR.

#### 5.4.2 Alternativa 1. TG de 15 MW

Sensibilidad de VPN y TIR respecto de variaciones en Inversión, degradación y facturación de energía.

Figura 5. Gráfico de Sensibilidad de VPN en Alternativa 1 respecto de variaciones en Inversión, degradación y facturación de energía.

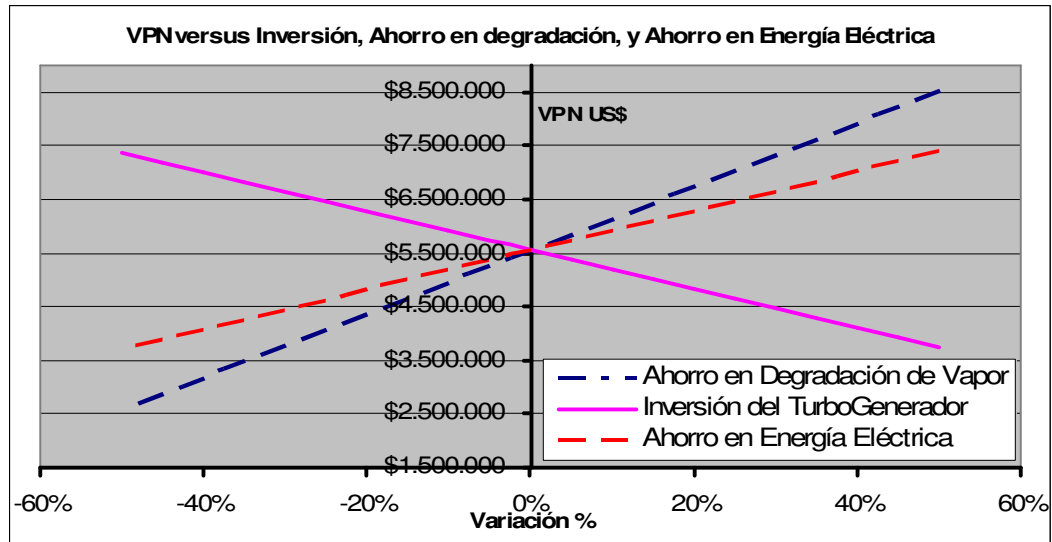
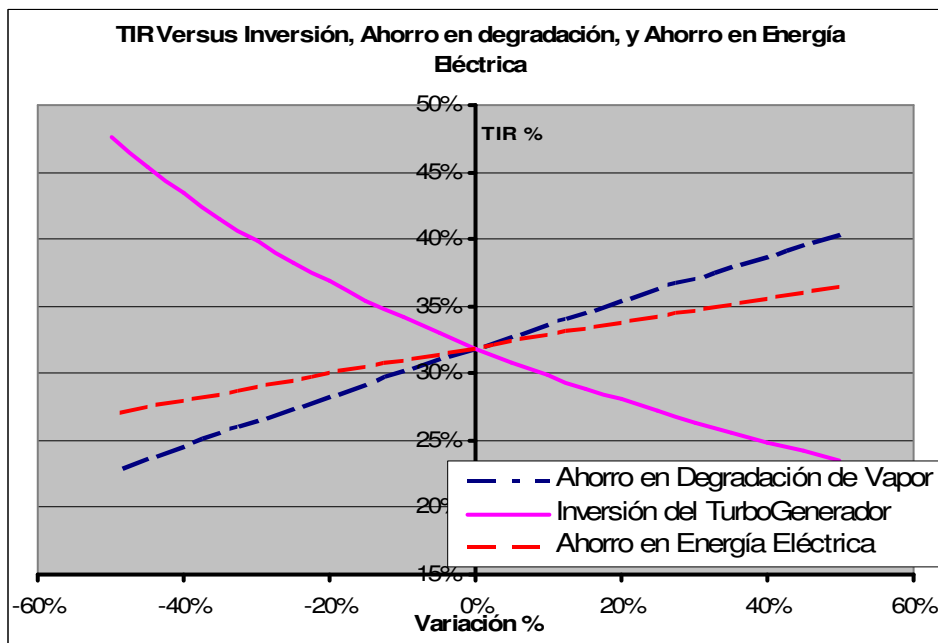


Figura 6. Gráfico de Sensibilidad de TIR en Alternativa 1 respecto de variaciones en Inversión, degradación y facturación de energía.



Las conclusiones del estudio de sensibilidad efectuado para la alternativa 1, son similares a las del caso base, sin embargo, se nota que los beneficios por ahorro en facturación de energía tienen son considerables, aunque la variable que más impacta la viabilidad del proyecto es el beneficio por ahorro en degradación de vapor.

En cualquier caso y aun con variaciones del 50% en cualquier de las variables el proyecto sigue siendo viable.

### 5.4.3 Alternativa 2. TG de 20MW

Sensibilidad de VPN y TIR respecto de variaciones en Inversión, degradación y facturación de energía.

Figura 7 Gráfico de Sensibilidad de VPN en Alternativa 2 respecto de variaciones en Inversión, degradación y facturación de energía.

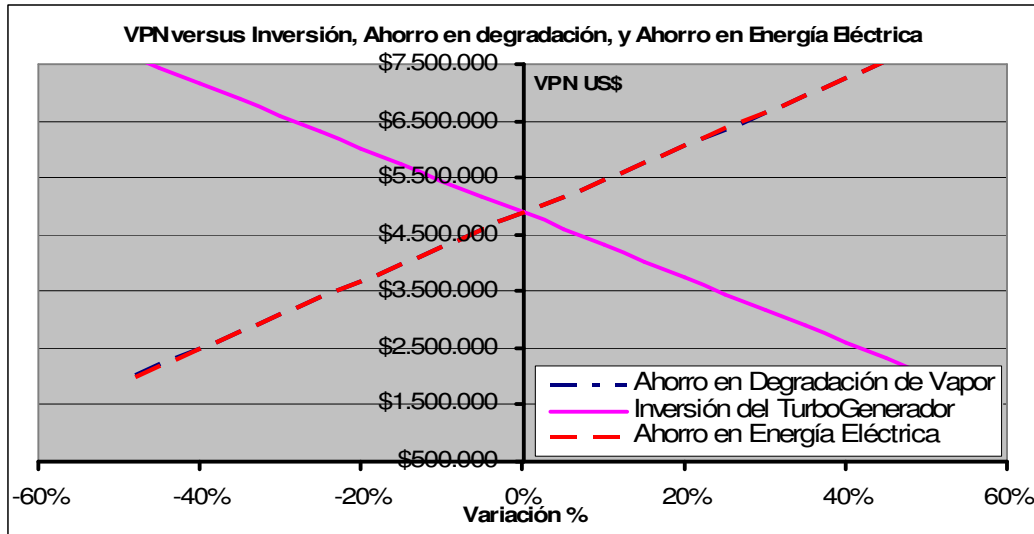
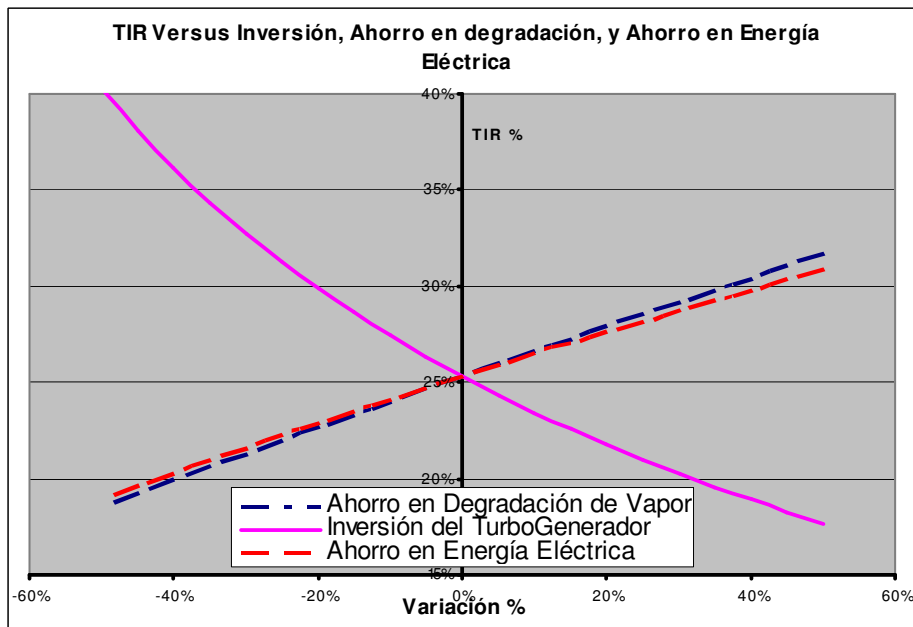


Figura 8 Gráfico de Sensibilidad de VPN en Alternativa 2 respecto de variaciones en Inversión, degradación y facturación de energía.

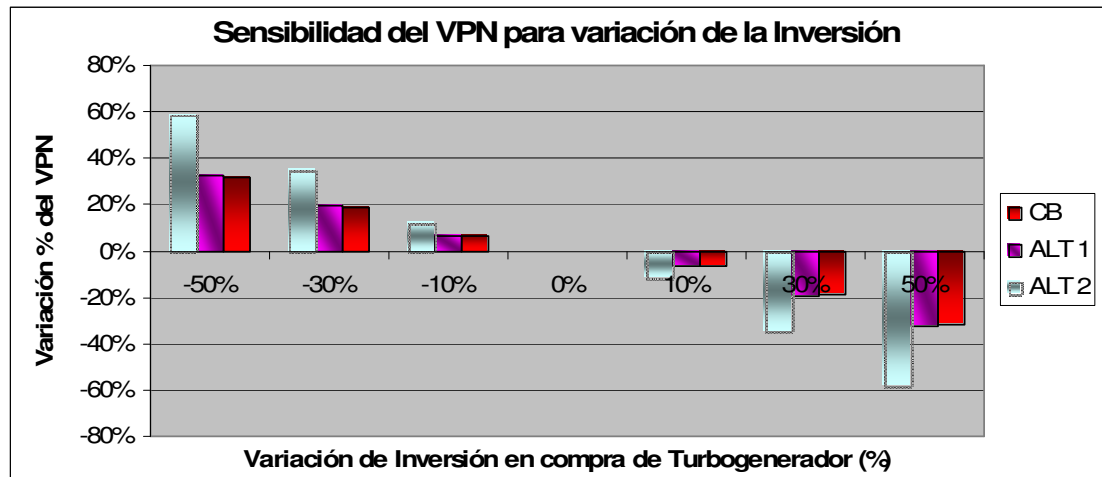


En la alternativa de 20 MW, el proyecto es sensible en igual proporción tanto a variaciones en ahorros por degradación de vapor como a variación por facturación de energía. Sin embargo, con las variaciones consideradas en la simulación de 50% por encima o por debajo, el proyecto aun es rentable.

#### 5.4.4 Comparación de las sensibilidades en los tres casos analizados

Por medio de gráficas en las que se muestran las variaciones de los indicadores VPN, se comparan las variaciones de los resultados para los tres casos evaluados y se analiza en qué manera se ven afectadas por las variaciones inversión, y beneficios por ahorro en degradación de vapor y en facturación de energía.

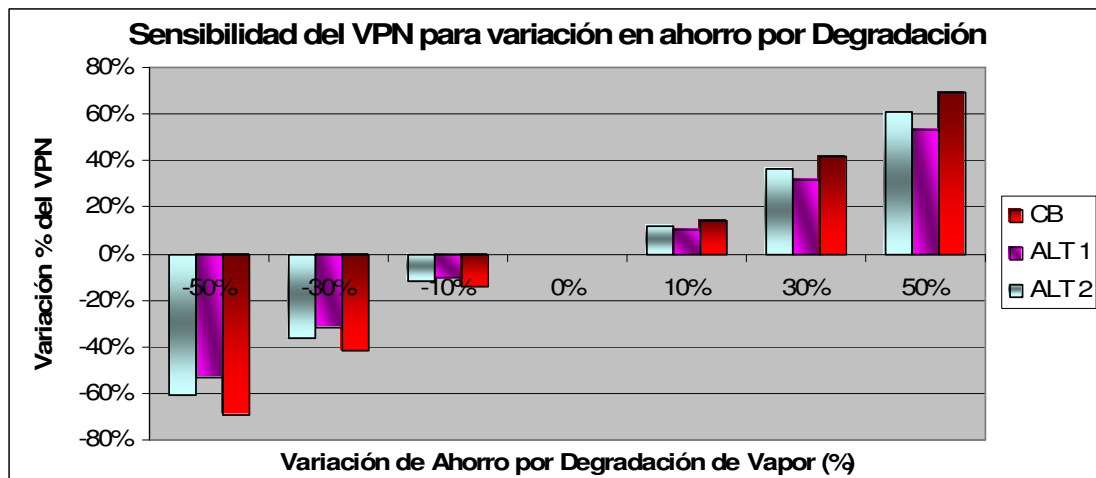
Figura 9 Gráfico de Sensibilidad de VPN por variación en la inversión.



La alternativa 2 (20MW) es el más sensible a variaciones en la inversión, debido a que son superiores a las otras alternativas, y al ser el menos rentable se verá afectado en mayor proporción. Los otros dos casos se comportan de manera similar y se considera que existe un gran margen de variación para el cual serán rentables los proyectos.

Por lo anterior, aun ante variaciones grandes de la inversión inicial el proyecto será viable.

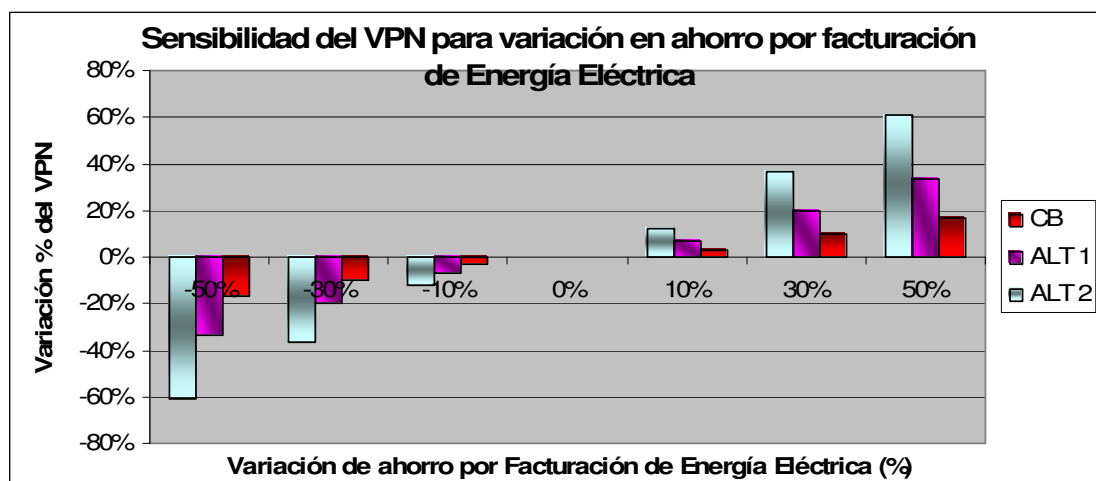
Figura 10 Gráfico de Sensibilidad de VPN por variación en ahorro por degradación.



En la figura 10 se presentan los resultados de sensibilidad respecto de variaciones en el beneficio por menor degradación de vapor.

De los resultados obtenidos se observa que las tres alternativas son altamente dependientes de esta variable debido a que es la que más impacta en los beneficios del proyecto. En mayor proporción se ven afectadas el caso base y la alternativa 2. La alternativa de 15 MW es la que menos se afecta por estas variaciones.

Figura 11. Gráfico de Sensibilidad de VPN por variación en ahorro por facturación de Energía Eléctrica.



En la figura 11 se muestran los resultados de la sensibilidad del VPN ante variaciones en el beneficio por ahorro en facturación de energía. Se observa que entre mayor sea la potencia del generador, más sensible es ante variaciones de esta variable, lo cual es razonable. De igual manera, los tres casos siguen siendo viables en cualquiera de las variaciones consideradas.

Para dar una idea tangible de los resultados en magnitud de las simulaciones de sensibilidad, a continuación se presenta un resumen de los resultados para VPN ante incrementos de un 20% sobre las diferentes variables consideradas.

*Tabla 16. Efecto de la variación del VPN respecto a las variables claves del proyecto.*

<b>Variación</b>	<b>Caso Base (10 MW)</b>	<b>Alternativa 1 (15 MW)</b>	<b>Alternativa (20 MW)</b>
Cálculo Inicial	4'309	5'553	4,883
Inversión (20% superior)	3750	4600	3500
Ahorro en degradación (20% superior)	5500	6500	6000
Ahorro en facturación (20% superior)	4600	5750	6000

Como se observa en la tabla anterior, las variaciones en las principales variables no comprometen la viabilidad del proyecto. La alternativa 1, es decir la compra de la máquina de 15 MW es la más atractiva por el valor presente neto que genera ante cualquier variación de las variables incluidas en el análisis.

## 6 CONCLUSIONES

En nuestra opinión personal consideramos que se cumplió con el objetivo general previsto en esta monografía ya que a través de las herramientas vistas en el módulo de evaluación de proyectos y con la utilización de criterios financieros tales como VPN, TIR, IVAN, RBC y análisis de sensibilidades, hemos contribuido a ECOPETROL S.A. a tener un mayor criterio para tomar la mejor decisión al desarrollar este proyecto. Parte del trabajo que se desarrolla en la tesis ha sido transmitido, analizado y discutido con el personal a cargo del desarrollo del proyecto y se han clarificado los conceptos para la compra del nuevo turbogenerador.

La principal conclusión del presente estudio radica en la recomendación para desarrollar el proyecto con la alternativa del turbogenerador de 15 MW, el cual es viable técnica y financieramente. Los resultados son prometedores y el beneficio potencial justifica el riesgo de realizar el proyecto. Esta recomendación está soportada por los resultados obtenidos mediante la evaluación financiera.

Por los resultados obtenidos mediante el estudio, se considera que la ejecución del proyecto es estratégica para la empresa, además de ser un componente muy importante del Plan Maestro de Recuperación del sistema de Servicios Industriales de la refinería.

La justificación del proyecto de instalación de un nuevo turbogenerador, ya sea de 10, 15 o 20 MW, está realmente dada por la degradación del vapor que actualmente se presenta al utilizar el vapor de calderas disponible de 400 PSIG para producir el vapor de 175 PSIG requerido por las unidades de proceso. El costo real de dicha degradación es aproximadamente de US \$ 2'400,000 por año, considerando que se están degradando 400 KLB/HR.

Mediante el análisis de sensibilidades se ratificó que la variable que produce un mayor impacto en los beneficios y rentabilidad del proyecto es el ahorro por degradación, debido a que las variaciones en este parámetro son las que más impactan el VPN y la TIR del proyecto. No obstante lo anterior, con variaciones del 50 % por encima o por debajo del valor base calculado, el proyecto con cualquiera de las alternativas sigue siendo viable.

Es importante asegurar todas las condiciones que debe cumplir el contratista al adjudicar el contrato, las cuales están contempladas en el punto denominado "Alcances del contrato" ya que no solo se está comprando un equipo sino que se quiere asegurar un plan de confiabilidad, para que una vez montado y puesto en marcha el sistema se asegure el proceso de entrenamiento, suministro de

repuestos y asesoría para los mantenimientos y reparaciones parciales durante la vida útil del sistema estimada en 20 años.

El proceso de transferencia de conocimiento es crítico e importante en este proyecto, por eso recomendamos darle un puntaje considerable en el proceso de evaluación de ofertas y adjudicación del contrato.

Este proyecto también permite ampliar las fronteras técnicas ya que a través del sondeo de mercado desarrollado se encuentran nuevas turbinas de vapor con mayor eficiencia y menores costos de mantenimiento.



## **BIBLIOGRAFÍA**

Mokate Karen Marie. "Evaluación Financiera de Proyectos". Ed. 2. Ediciones Uniandes, Facultad de Economía. Alfaomega, 2004.

Hidroambiente Ltda. "Estudio Ambiental y plan de manejo del Turbogas y sus equipos asociados". GCB, 2001.

ECOPETROL GCB. "Mejoras propuestas para el Masterplan Área Vapor-Energía". GCB, 2004.

Serrano Javier. "Matemáticas Financieras y Evaluación Financiera de Proyectos". Alfaomega, 2001.

Acevedo Arenas César Yobany. "Herramienta para evaluación económica de Proyectos URE". Bucaramanga, 2004.

Herrera Sánchez José María. "Un análisis de los Elementos y Responsabilidades para el Enfoque Social de los Proyectos de Inversión". Tesis de grado de Magister en Administración", Capítulos 5 y 6. Universidad del Valle. Cali, 1975.

Pereira María Cristina. "Especificaciones de Proceso para instalación de nuevo turbogenerador en el área sur de la GCB". GCB, 2005.

Sanmiguel Jaime. "Especificaciones básicas de la Turbina para compra de nuevo turbogenerador en el área sur de la GCB". GCB, 2005.

Suárez Humberto. "Especificaciones básicas de nuevo generador eléctrico para compra". GCB, 2005.

## **ANEXO**

Herramienta computacional en Excel: “Evaluación Financiera del Proyecto de Instalación de un Nuevo Turbogenerador en la GCB”.