

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



VIABILIDAD PARA IMPLANTAR UNA PLANTA DE COGENERACIÓN EN UNA EMPRESA TEXTIL

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JORGE JAVIER VILCA ESPINOZA

PROMOCIÓN

2003 - II

LIMA – PERU

2010

**VIABILIDAD PARA IMPLANTAR UNA PLANTA DE
COGENERACIÓN EN UNA EMPRESA TEXTIL**

Agradezco a Dios, mis padres Emiliana y Jorge, Hermanos, mi Esposa y mi Hijo Alejandro; Gracias a ellos tengo fuerzas para seguir adelante.

SUMARIO

Ante el aumento del consumo de energía por parte del sector industria y el déficit de generación en nuestro País, se debe buscar una solución al presente problema.

La Compañía Textil en estudio presenta dos tipos de demanda, energía eléctrica y térmica en forma de vapor, ante la problemática planteada y buscar siempre optimizar la eficiencia, nace el presente estudio.

La Compañía en estudio consume gas natural para satisfacer su demanda térmica, ante esta situación se plantea la opción de Cogeneración, la cual al encontrarse dentro del marco de Generación distribuida, permitirá satisfacer la demanda eléctrica y térmica utilizando como energía primaria gas natural.

El presente Informe de suficiencia plantea el análisis y evaluación de viabilidad de que una planta textil, para nuestro caso Compañía en estudio, se autoabastezca de energía eléctrica y a la vez aproveche los gases resultantes de la combustión del equipo de cogeneración (Turbina o motor recíprocante) para cubrir sus demandas térmicas.

Para hallar la alternativa adecuada se desarrolló balances energéticos y económicos en un escenario de 20 años, una vez obtenido las alternativas tentativas se procedió a realizar la selección de la tecnología que garantice un desarrollo técnico - económico óptimo y que cumpla con las limitaciones del estudio.

El análisis se realizó en base a leyes y reglamentos de generación eficiente en la actualidad.

ÍNDICE

PROLOGO	1
CAPÍTULO I	3
ANTECEDENTES	3
1.1 Descripción general de la empresa en Estudio	3
1.2 Características del Estudio	3
1.3 Objetivos del Estudio	4
1.3.1 Objetivo general	4
1.3.2 Objetivos específicos	4
1.4 Beneficiarios del Estudio	4
1.5 Metodología del Estudio de Viabilidad	4
CAPÍTULO II	6
ASPECTOS GENERALES SOBRE LA COGENERACIÓN	6
2.1 Antecedentes	6
2.2 Definiciones	6
2.3 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración	7
2.3.1 Cogeneración con Motor de Combustión Interna	8
2.3.2 Cogeneración con Turbinas a Vapor	9
2.3.3 Cogeneración con Turbinas a Gas	10
2.3.4 Cogeneración con Ciclo Combinado	11
CAPÍTULO III	13
SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA	13
3.1 Características de la Situación de Referencia	13
3.2 Demanda de energía eléctrica	13
3.3 Demanda de energía térmica	15
3.3.1 Demanda anual de energía térmica	15
3.3.2 Diagrama de carga típica de vapor	17
3.4 Consumo de combustible	19
3.5 Tarifas de energía	19
3.5.1 Tarifas de Energía Eléctrica	19
3.5.2 Tarifa de Gas	21

3.6	Costos energéticos de la situación de referencia	22
3.7	Proyección de la demanda actual	26
CAPÍTULO IV		27
PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN.....		27
4.1	Introducción.....	27
4.2	Criterio general de dimensionamiento.....	27
4.2.1	Caso de estudio.....	28
4.3	Alcances del Reglamento de Cogeneración.....	28
4.4	Equipos a usar en los sistemas de cogeneración.....	29
4.4.1	Turbinas a Gas.....	29
4.4.2	Motores Reciprocantes a Gas	30
4.4.3	Turbinas a vapor.....	31
4.4.4	Inversiones y costos de operación y mantenimiento referenciales	31
CAPÍTULO V		35
EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LAS ALTERNATIVAS.....		35
5.1	Viabilidad Normativa	35
5.2	Análisis energético.....	37
5.3	Balance energético.....	38
CAPÍTULO VI		41
EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS		41
6.1	Balances económicos	41
6.2	Flujos de caja.....	44
CAPÍTULO VII		51
SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA ÓPTIMA.....		51
7.1	Introducción.....	51
7.2	Comparación técnica de alternativas.....	51
7.3	Comparación económica de alternativas	51
7.4	Análisis de sensibilidad económica.....	52
7.4.1	Sensibilidad por la variación del precio del gas	52
7.4.2	Sensibilidad por la variación del precio de la energía eléctrica importada.....	52
7.4.3	Sensibilidad por la variación del precio de la energía eléctrica exportada.....	53
7.4.4	Sensibilidad por la variación del monto de inversión.....	53
7.5	Alternativa seleccionada.....	54
CAPÍTULO VIII		55

CARACTERÍSTICAS DEL ESTUDIO	55
8.1 Introducción.....	55
8.2 Descripción general de la planta de cogeneración.....	55
8.2.1 Información General de la Planta	55
8.2.2 Datos principales.....	55
8.3 Consideraciones relacionadas a la conexión de la planta al sistema eléctrico.....	56
8.3.1 Cogeneración de la Compañía Textil en estudio bajo el esquema Regulatorio Actual.....	56
8.3.2 Acceso y Transacciones con los Agentes del Mercado. Opciones de Gestión Comercial del proyecto de Cogeneración	57
8.3.3 El acceso del proyecto a los Mercados de Gas y Electricidad.....	58
8.3.4 El proyecto como Autoprodutor Industrial.....	58
8.3.5 El proyecto de cogeneración como Comercializador de Excedentes vía Contratos Directos	59
8.3.6 El proyecto de Cogeneración como Suministrador de la Empresa de Distribución	60
8.3.7 El proyecto de cogeneración como Operador en el COES.....	60
8.4 Consideraciones respecto a la operación de la planta.....	62
8.5 Consideraciones respecto al mantenimiento de la planta.....	63
8.6 Consideraciones ambientales y ahorro de energía primaria de la planta.....	64
8.7 Acceso al financiamiento externo en base a generación eficiente y reducción de emisiones.....	66
8.7.1 Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs).....	66
8.7.2 Comercio de Emisiones y Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).....	66
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
ANEXOS.....	71
BIBLIOGRAFÍA.....	120

PROLOGO

El propósito de este informe es mostrar una alternativa de generación eficiente y así mejorar la eficiencia de la Compañía en estudio a través de la cogeneración, como resultado del mismo se reducirá el consumo de energía primaria del sistema, reducción de pérdidas por transmisión y distribución en el sistema eléctrico, esto debido a que la energía que se genera y se consume se encuentran en el mismo lugar.

Planteamiento del Problema: La necesidad de encontrar alternativas que den como resultado mejorar la eficiencia de la planta, da como resultado la creación del problema. Como cubrir las demandas energéticas existentes reduciendo los costos de producción.

Ante el problema de la demanda de energía existente, tanto térmica como eléctrica, se presentan una serie de alternativas, de las cuales la más atractiva es la que propone el uso del Gas Natural como combustible para cubrir dichos requerimientos.

El gas natural debido a sus bajos costos y múltiples beneficios, tanto tecnológicos como ambientales, representa una alternativa muy atractiva, especialmente si se usa en equipos que puedan cogenerar. Por medio de la cogeneración se obtienen eficiencias globales muy elevadas, optimizando el consumo de combustible.

La aplicación de la cogeneración resulta ser una alternativa muy atractiva para satisfacer las demandas energéticas no solo de plantas industriales, sino también de "Grandes" consumidores (en nuestro caso los llamados clientes libres).

Método de trabajo: Inicialmente se procederá a recopilar información concerniente a los consumos energéticos de energía térmica y eléctrica de la Compañía en estudio, además de evaluar en el tiempo el posible incremento del mismo, a consecuencia de un aumento de capacidad en las instalaciones.

Posteriormente a la compilación de la información, se procederá a determinar un escenario base actual que servirá como punto de referencia para las evaluaciones.

En base al escenario base, se formularan alternativas basadas en Cogeneración con gas natural y se realizarán los balances de energía pertinentes que sirvan de contraste con el escenario base.

Finalmente, se determinará la viabilidad tanto económica como tecnológica de cada alternativa, seleccionando la alternativa más conveniente para el caso en estudio, todo ello tomando en consideración el alcance normativo, las restricciones y limitaciones para desarrollar el proyecto.

Alcance: El Informe alcanza el Nivel de prefactibilidad, desarrollado en base a la ley 28832 “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica” [1], el Reglamento de Cogeneración (D.S. N° 064-2005-EM) y sus modificaciones [2].

Limitaciones: Una de las limitaciones encontradas para el desarrollo de esta investigación, es la falta de literatura científica en español, referente al tema de cogeneración y su aplicación en compañías textiles. Sin embargo, esto no ha representado un obstáculo para el desarrollo del estudio.

Otra limitación encontrada, es la inexistencia de algún caso de aplicación de tecnologías de cogeneración aplicadas al rubro textil que se haya implementado en nuestro país.

Dentro del proyecto esta considerado como limitante el área del terreno disponible (480m²).

A continuación se da un breve resumen del contenido de cada capítulo del informe a desarrollar.

Capítulo 1: En este capítulo se describe a la Compañía en estudio, objetivos del estudio y la metodología empleada.

Capítulo 2: Se detalla aspectos de Cogeneración y su clasificación.

Capítulo 3: En este capítulo se estudia la situación actual de la Compañía en estudio, esto nos sirve como análisis de referencia.

Capítulo 4: Planteamiento de alternativas de Cogeneración en base a la reglamentación vigente.

Capítulo 5: Este capítulo evalúa las alternativas mediante un balance energético a lo largo del escenario en estudio.

Capítulo 6: Este capítulo evalúa las alternativas mediante un balance económico a lo largo del escenario en estudio.

Capítulo 7: Selección de la alternativa optima, mediante un análisis técnico-económico.

Capítulo 8: Se presenta las características de la alternativa factible.

Conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I ANTECEDENTES

1.1 Descripción general de la empresa en Estudio

La Compañía en estudio es una empresa peruana, cuya actividad económica es la textil. En su línea de Producción actualmente tiene una infraestructura que cuentan con las siguientes secciones:

- Hilandería.
- Tintorería.
- Tejeduría.
- Acabado.
- Empaque.

Demanda de Energía:

Energía Eléctrica: Actualmente el suministro de energía eléctrica lo realiza la empresa distribuidora EDELNOR, bajo la categoría tarifaria de cliente libre.

La Compañía Textil en estudio cuenta con dos puntos de suministro estas son:

- Suministro Nº 1: Planta Principal.
- Suministro Nº 2: Planta Hilandería.

Energía Térmica: En cuanto a la demanda térmica (en lo que refiere al suministro de vapor), se dispone de cuatro calderas de vapor (tres calderas de 600 BHP y una de 700 BHP) y cuatro calderas para aceite térmico.

La empresa CALIDDA es la encargada de suministrar gas natural a la Compañía en estudio, bajo la categoría tarifaria tipo "D" industrial, dicho gas es utilizado como energía primaria para satisfacer las demandas térmicas.

La producción de ambas plantas se da durante las 24 horas del día, dividido por tres turnos de 8 horas.

1.2 Características del Estudio

El presente proyecto trata sobre la implementación de una Planta de Cogeneración que utiliza gas natural como combustible y que plantea un caso específico de abastecimiento de energía. La planta de cogeneración, será emplazada en la Planta Principal de la empresa y suplirá las demandas energéticas de esta de acuerdo al siguiente esquema:

Diseño de la planta para cubrir la demanda promedio de vapor y la demanda de energía

eléctrica de ambas plantas (Principal e Hilandería), con la posibilidad de vender excedentes de energía.

Se ha desarrollado el estudio de tal manera que se puedan identificar las alternativas económicas y técnicamente factibles para la implantación de una planta de cogeneración, la determinación de los mecanismos de comercialización de energía, los parámetros de operación de los equipos de cogeneración, y los sistemas de apoyo complementario que se requieren para su operación.

Dentro del estudio también se contempla la posibilidad de acceder a la categoría tarifaria de gas natural aplicada a los generadores, cumpliendo lo dispuesto en el actual Reglamento de Cogeneración.

1.3 Objetivos del Estudio

El presente estudio tiene como objetivos los siguientes:

1.3.1 Objetivo general

Determinación de la prefactibilidad de instalación de una planta de cogeneración que cubra las demandas energéticas de la Compañía Textil en estudio.

1.3.2 Objetivos específicos

- Plantear las diferentes opciones tecnológicas y sus parámetros técnicos y económicos básicos en función a las características generales de la demanda energética de la industria.
- Definir la mejor opción, desde el punto de vista técnico y económico.
- Tener conocimiento de la magnitud de la inversión que se requiere para llevar a cabo el proyecto y su rentabilidad económica.
- Mostrar los mecanismos de comercialización de excedentes de energía eléctrica.

1.4 Beneficiarios del Estudio

Con la realización del presente estudio se tendrán a los siguientes beneficiarios de manera directa:

- El país, por el uso eficiente del gas natural con fines energéticos, lo cual implica un ahorro de energía primaria.
- La empresa Industrial en estudio, por reducir sus costos energéticos y por lo tanto sus costos de producción, indirectamente se beneficiará todo el sector industrial textil al disponer de un proyecto modelo.

1.5 Metodología del Estudio de Viabilidad

La metodología empleada para el desarrollo de este estudio está basada en la comparación de dos situaciones de la planta.

- a. Situación de referencia, la cual se definirá más adelante; refleja las condiciones energéticas con los que está operando actualmente la planta ó con las que la empresa

ha previsto operarla en el caso de no llevar a cabo la instalación propuesta.

b. Situación propuesta, corresponde a la nueva situación energética, después de instalar una de las alternativas seleccionadas.

Con la finalidad de obtener la mejor opción, se procede a evaluar las diferentes alternativas técnicas y económicas.

La Fig. N° 1.1 muestra el proceso de evaluación de las alternativas comerciales preseleccionadas basadas en Turbinas a Gas (TG) y Motores recíprocos a Gas (MRG).

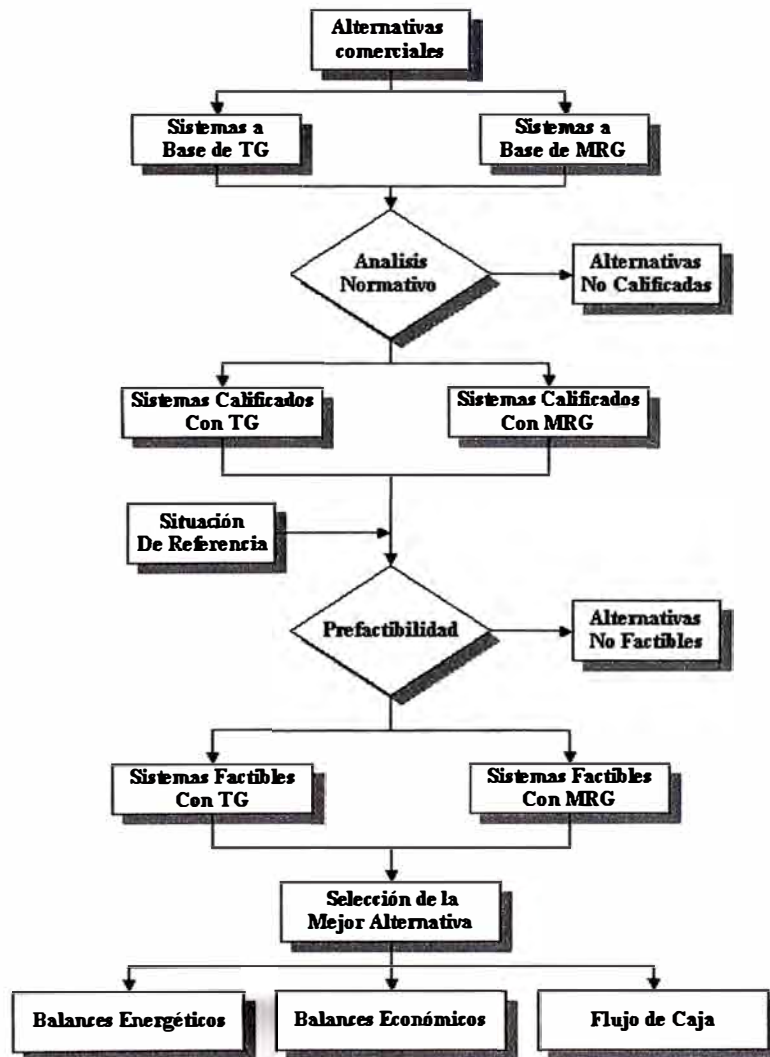


Fig. N° 1.1 Diagrama de flujo del proceso de evaluación.

CAPÍTULO II ASPECTOS GENERALES SOBRE LA COGENERACIÓN

2.1 Antecedentes

La cogeneración ha sido conocida en el mundo y utilizada desde principios de siglo pasado, especialmente en industrias de consumo intensivo de energía.

En el Perú se cuenta con estos sistemas en la planta azucarera Paramonga, en la Refinería de Zinc de Cajamarquilla, en la Refinería de Ilo, en Sudamericana de Fibras y en la Refinería La Pampilla, etc.

CENERGIA, el año 2000, con el apoyo de la Comisión Europea, la Cooperación Española y el Programa ALURE; elaboró el “Estudio Potencial Nacional de Cogeneración Utilizando Gas Natural”, donde se encontró que el potencial efectivo de cogeneración a nivel nacional es de 196.7 MW (ver Tabla N° 2.1) [3].

Tabla N° 2.1 Potencial Nacional de Cogeneración

SECTOR	MW	Participación (%)
Industrial	126.4	64.3
Refinero	50.9	25.9
Minero - Metalúrgico	15.2	7.9
Servicios	3.8	1.9
Total	196.7	100

Fuente: CENERGIA: 1999

2.2 Definiciones

Es el conjunto de equipos e instalaciones que permiten generar simultáneamente energía eléctrica y térmica útil a los procesos industriales a partir de la misma fuente de energía primaria.

Es la conversión de una energía de calidad media (p.e. gas natural) en una energía de calidad superior (energía mecánica o eléctrica) y otra de nivel térmico inferior (vapor de agua).

Producción combinada de calor y electricidad (Combined Heat and Power, CHP) ó Sistema de Energía Total.

Otra definición utilizada es la Calefacción de Distrito (District Heating, DH).

Esta tecnología produce en forma secuencial energía eléctrica y térmica, donde esta última es útil a los procesos productivos en forma de un fluido caliente (vapor, agua,

gases), esta tecnología es muy eficiente debido que alcanza eficiencias globales de más del 80% [4].

La capacidad de los sistemas de cogeneración es muy amplia, debido al hecho de que utiliza varias tecnologías de generación distribuida, existiendo sistemas de unos cuantos kilowatts, hasta las grandes plantas de ciclo combinado de cientos de megavatios.

2.3 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo al orden de producir electricidad y energía térmica en:

- Sistemas superiores o de “cabeza” (Topping Cycles).
- Sistemas inferiores o de “cola” (Bottoming Cycles).

Los sistemas superiores de cogeneración, los cuales se presentan con mayor frecuencia, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón.

A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón.

Los sistemas superiores, se utilizan principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 °C a 600 °C.

En los sistemas inferiores la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón.

Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900 °C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad [4].

Otra clasificación generalmente empleada para los sistemas de cogeneración, es la que se basa en el tipo de motor empleado para generar la energía eléctrica, con la cual se tiene lo mostrado en la Fig. N° 2.1, en ella se muestra mediante diagrama el recorrido de aire, combustible y agua para las diferentes tecnologías, las tecnologías empleadas para cogeneración son: Motores reciprocantes o de combustión interna, turbinas de gas, turbinas de vapor y el ciclo combinado.

Cada tecnología empleada presenta un determinado comportamiento en el momento de la combustión del gas.

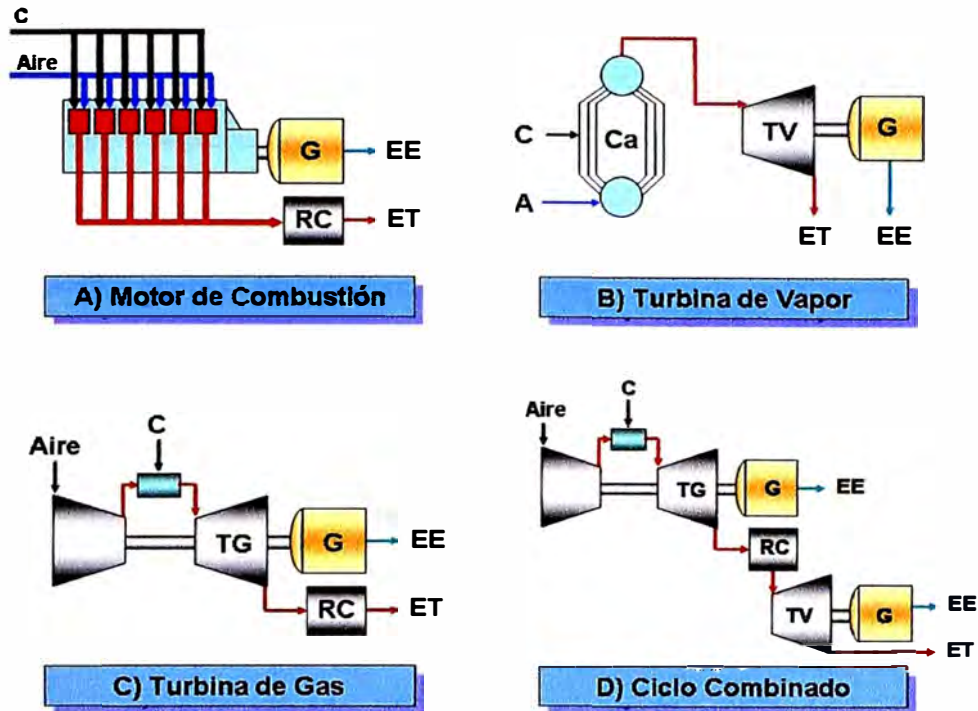


Fig. N° 2.1 Esquemas de Cogeneración (Topping Cycles)

2.3.1 Cogeneración con Motor de Combustión Interna.

Este sistema arroja la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido, alrededor del 34% al 40%, aunque los gases residuales son de baja temperatura: 200 a 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas. Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (alrededor de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 °C a 100 °C (Ver Fig. N° 2.2) [4].

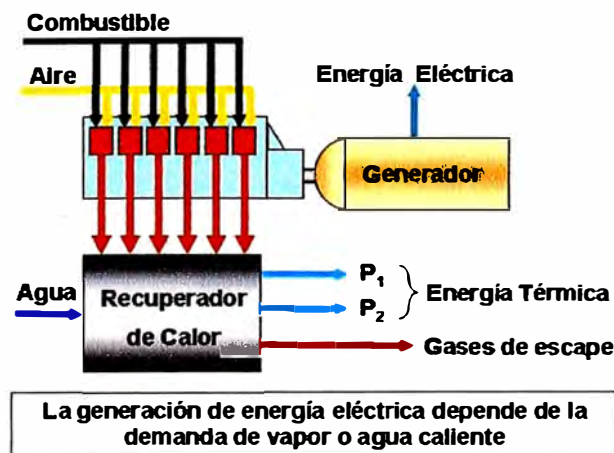


Fig. N° 2.2 Esquema de cogeneración con un Motor de Combustión Interna.

Las principales ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de motores de combustión se muestran en la Tabla N° 2.2.

Tabla N° 2.2 Ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de motores reciprocantes

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Alta eficiencia de producción de energía eléctrica (hasta 40%). • Eficiencia global del sistema del orden del 70%. • Bajo costo de inversión. • Vida útil larga (25 años). • Capacidades desde 15 kW a mayores de 20 000 kW. • Alta eficiencia a baja carga. • Consumo medio de agua de enfriamiento. • Requiere de poco espacio para su instalación 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos costos de mantenimiento. • Baja temperatura de la energía térmica producida. • Recuperación de energía térmica dispersa

2.3.2 Cogeneración con Turbinas a Vapor

En este sistema la energía mecánica se produce por la turbina mediante la expansión del vapor de alta presión, generado en una caldera convencional.

Bajo este sistema la generación de energía eléctrica por unidad de combustible es menor que en la turbina de gas (generalmente del orden de 15%), aunque la eficiencia global del sistema es más alta (del 85 al 90%) que en la turbina de gas ya que produce energía térmica del orden del 75%.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación. En las turbinas de contrapresión su principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como la torre de enfriamiento (ver Fig. N° 2.3) [4].

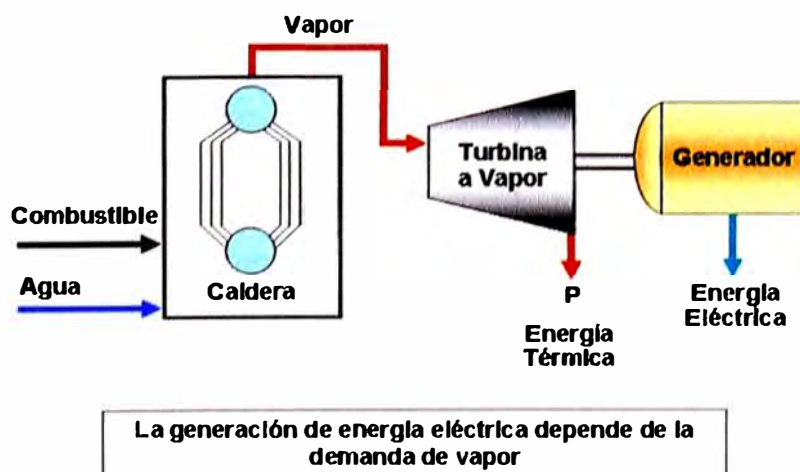


Fig. N° 2.3 Cogeneración con Turbina de Vapor a Contrapresión

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador (ver Fig. N° 2.4).

En las turbinas de condensación, la salida de vapor expandido en la turbina pasa al

condensador a una presión, normalmente, inferior a la presión atmosférica.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

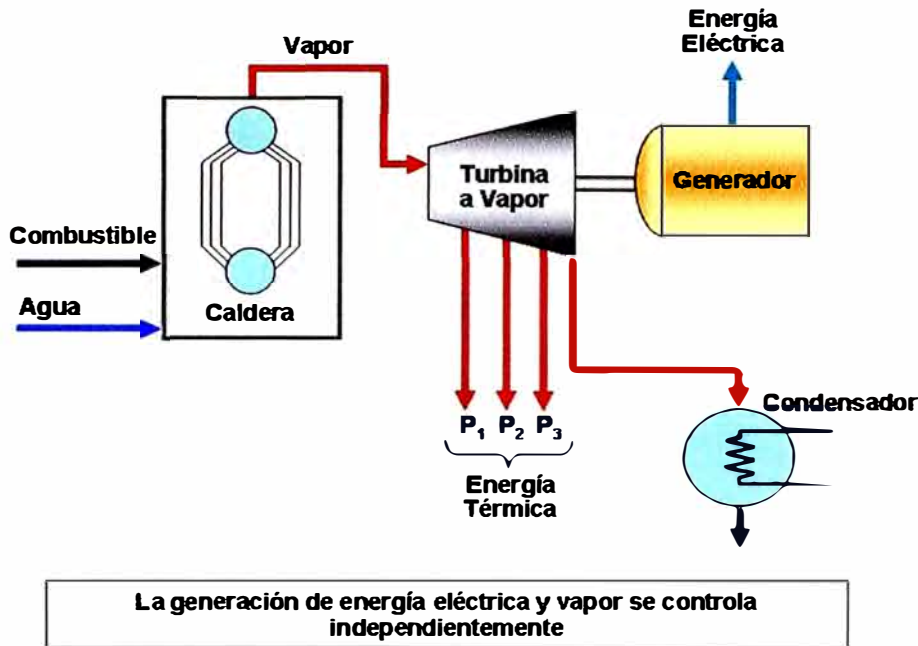


Fig. N° 2.4 Cogeneración con Turbina de Vapor con Extracción-Condensación

Las principales ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de turbinas de vapor se muestran en la Tabla N° 2.3.

Tabla N° 2.3 Ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de Turbinas a Vapor

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Capacidades de 500 kW hasta de 100 000 kW o más. • Eficiencia global del sistema alta, (90%). • Alta seguridad de operación. • Vida útil larga (25 años). 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos costos de inversión. • Tiempo de arranque muy lento. • Baja relación de energía eléctrica/energía térmica (15%).

2.3.3 Cogeneración con Turbinas a Gas

En este sistema el combustible es quemado en una cámara de combustión, de la cual los gases generados son introducidos a la turbina, para convertirse en energía mecánica, la que podrá ser transformada en energía eléctrica usando un alternador.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a los procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15% al 16%, y debido a su alta temperatura suelen ser empleados a su vez, para producir otro fluido caliente como vapor, aire, o agua (ver Fig. N° 2.5) [4].

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica.

Las principales ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de turbinas de gas se muestran en la Tabla N° 2.4.

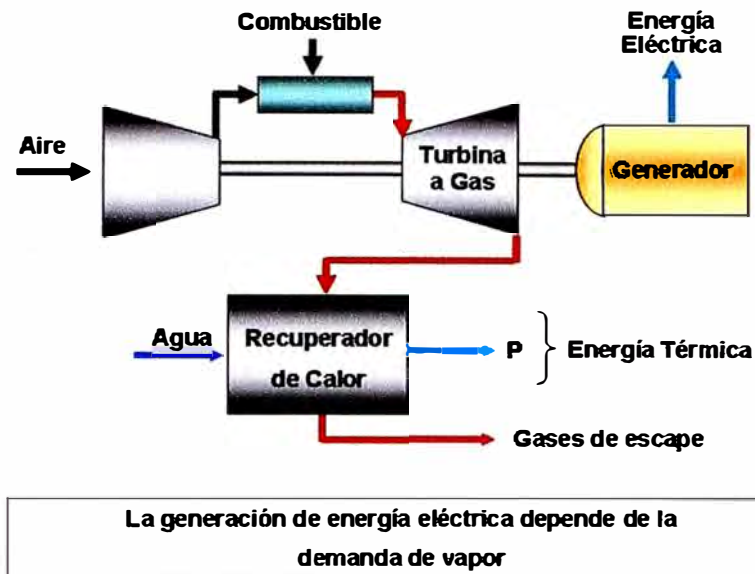


Fig. N° 2.5 Esquema de Cogeneración con Turbina de gas.

Tabla 2.4 Ventajas y desventajas de un sistema de cogeneración con turbina de gas.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Amplia gama de capacidades, desde 500 kW hasta 265 MW. • Altas eficiencias de conversión de energía térmica. • Eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27%. • Alcanza eficiencias globales arriba del 80%. • Alta seguridad de operación. • Bajo costo relativo de inversión. • Tiempo corto de arranque. • Requiere de poco espacio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja eficiencia en carga parcial • Vida útil relativamente baja • Limitantes en cuanto al combustible usado.

2.3.4 Cogeneración con Ciclo Combinado

A este sistema se le caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión a través de una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar a la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones directamente en los procesos (ver Fig. N° 2.6) [4].

El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón potencial/calor es alta. Sus principales ventajas y desventajas se muestran en el Tabla N° 2.5.

La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica, del tiempo de operación anual, de los procesos y

la variación de la demanda eléctrica, entre otras.

Los sistemas de cogeneración se pueden diseñar para abastecer la totalidad de la demanda térmica, o la demanda eléctrica, o una combinación de las anteriores, con la posibilidad de exportar los excedentes a la red o a otras empresas asociadas en un esquema de generación distribuida.

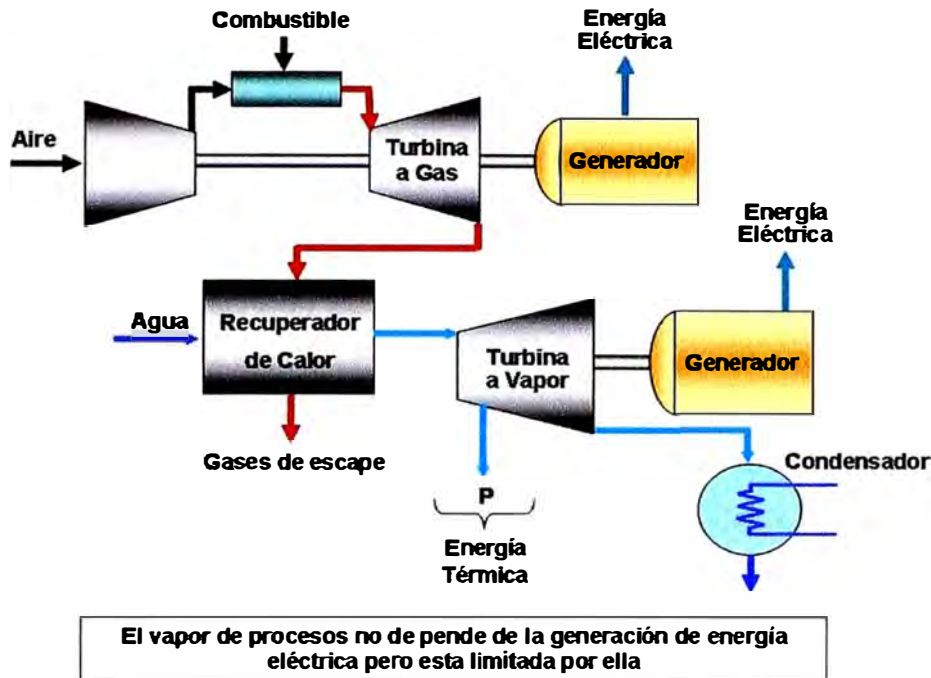


Fig. N° 2.6 Esquema de Cogeneración con Ciclo Combinado

Tabla N° 2.5 Ventajas y desventajas de un sistema de cogeneración con Ciclo Combinado

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de costes energéticos para el usuario. • Independencia de la red eléctrica y seguridad en el suministro. • Mayor protección del medio ambiente. Las plantas de cogeneración cumplen con las normas medio ambientales más estrictas. • Mayor eficiencia en la generación de energía, reducción de costes de transporte y distribución. • Mejor adecuación entre oferta y demanda energética 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos costos de inversión. • Baja eficiencia en carga parcial • Vida útil relativamente baja • Limitantes en cuanto al combustible usado.

CAPÍTULO III SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA

3.1 Características de la Situación de Referencia

La situación de referencia define las condiciones de partida para el diseño y evaluación de la planta de cogeneración que se propone como alternativa de abastecimiento energético al sistema actual.

En este apartado se describen los parámetros más significativos de esta situación de referencia, tanto en sus aspectos energéticos como económicos. La comparación de esta situación con las diversas alternativas que se proponen más adelante en este estudio permitirá realizar la evaluación técnico - económica de las mismas.

Si bien actualmente la planta tiene demandas térmicas de vapor, agua caliente y aceite térmico, el estudio sólo comprende el abastecimiento de vapor y agua caliente, más no el de aceite térmico; por lo que la situación de referencia se restringe sólo a la generación de vapor actual. En cuanto a la demanda eléctrica no existen restricciones para el abastecimiento, de manera que en este caso la situación de referencia considera toda la demanda actual, referida a la planta principal, con la posibilidad de colocar excedentes de energía en la planta de hilandería.

3.2 Demanda de energía eléctrica

Para el desarrollo de sus actividades, las plantas de la Compañía Textil en estudio tienen un consumo de energía eléctrica y una máxima demanda.

La Tabla N° 3.1 nos muestra la demanda de energía eléctrica de la planta principal, de igual forma la Tabla N° 3.2 nos muestra la demanda de energía eléctrica de la planta hilandería.

De acuerdo con las Tablas descritas anteriormente, los valores anuales correspondientes a las demandas de energía y potencia, tanto para la planta principal como para la planta de hilandería, se muestran en la Tabla N° 3.3.

Los valores de consumo de energía eléctrica tanto de la planta principal como de la planta de hilandería se obtuvieron de las facturaciones de las mismas y validados con los reportes estadísticos del mercado libre de electricidad publicados en la página web (www2.osinerg.gob.pe) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)[5].

Tabla N° 3.1 Demanda de Energía Eléctrica en la Planta Principal

Mes	Demanda HP (kW)	Demanda HFP (kW)	Energía activa HP (MW.h)	Energía activa HFP (MW.h)	Total energía activa (MW.h/mes)	Máxima demanda* HP (kW)	Máxima demanda* HFP (kW)
Ene-08	2 320	2 525	268	1 238	1 505	2 414	2 531
Feb-08	2 378	2 582	244	1 101	1 345	2 414	2 554
Mar-08	2 394	2 586	259	1 226	1 485	2 414	2 584
Abr-08	2 406	2 595	290	1 291	1 580	2 419	2 590
May-08	2 333	2 563	281	1 248	1 530	2 419	2 590
Jun-08	2 445	2 483	271	1 253	1 524	2 426	2 590
Jul-08	2 362	2 496	267	1 197	1 463	2 426	2 590
Ago-08	2 397	2 589	285	1 267	1 552	2 426	2 592
Sep-08	2 429	2 573	272	1 265	1 538	2 437	2 592
Oct-08	2 358	2 589	278	1 275	1 553	2 437	2 592
Nov-08	2 403	2 602	276	1 232	1 509	2 437	2 598
Dic-08	2 518	2 720	262	1 307	1 569	2 482	2 661

*Potencia variable: Referido al promedio de las 02 máximas demandas registradas de los 6 últimos meses.

Tabla N° 3.2 Demanda de Energía Eléctrica en la Planta Hilandería

Mes	Demanda HP (kW)	Demanda HFP (kW)	Energía activa HP (MW.h)	Energía activa HFP (MW.h)	Total energía activa (MW.h/mes)	Máxima demanda* HP (kW)	Máxima demanda* HFP (kW)
Ene-08	1 550	1 558	182	819	1 001	1 570	1 602
Feb-08	1 469	1 541	168	749	917	1 570	1 590
Mar-08	1 548	1 591	167	762	928	1 570	1 591
Abr-08	1 565	1 596	191	847	1 037	1 570	1 594
May-08	1 603	1 603	190	846	1 036	1 586	1 600
Jun-08	1 656	1 654	175	812	987	1 630	1 628
Jul-08	1 627	1 649	192	855	1 047	1 642	1 651
Ago-08	1 589	1 613	190	858	1 049	1 642	1 651
Sep-08	1 584	1 601	188	866	1 054	1 642	1 651
Oct-08	1 610	1 625	198	907	1 105	1 642	1 651
Nov-08	1 608	1 620	186	848	1 034	1 642	1 651
Dic-08	1 548	1 565	168	833	1 001	1 642	1 651

*Potencia variable: Referido al promedio de las 02 máximas demandas registradas de los 6 últimos meses.

HP: Horas Punta comprendido entre las 18:00 a 23:00 Hrs.

HFP: Se entenderá por horas fuera de punta (HFP) al resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta.

Tabla N° 3.3 Demanda Eléctrica Anual de la Compañía Textil en estudio

Planta Principal	Consumo de energía	18 152	MW.h/año
	Máxima demanda de potencia	2 661	kW
	Demanda promedio anual de potencia	2 509	kW
Planta de Hilandería	Consumo de energía	12 196	MW.h/año
	Máxima demanda de potencia	1 651	kW
	Demanda promedio anual de potencia	1 619	kW

3.3 Demanda de energía térmica

3.3.1 Demanda anual de energía térmica

Como se mencionó anteriormente, los tipos de energía útil que se utilizan en la Planta son: vapor saturado, agua caliente y aceite térmico. La Tabla N° 3.4 y 3.5, recoge información estadística de los consumos energéticos en combustibles correspondientes a la planta principal.

El consumo de gas destinado a la producción de vapor se encuentra alrededor del 93,6% y aceite térmico en un 6,1% (información brindada por el operador de la planta).

Tabla N° 3.4 Demanda mensual de gas natural para producción de vapor

Año	Mes	Lectura cálidada (sm ³)	Demanda solo para producir vapor (sm ³)
2008	Enero	621 735	583 809
	Febrero	599 382	562 820
	Marzo	588 588	552 684
	Abril	616 000	578 424
	Mayo	635 338	596 582
	Junio	634 110	595 429
	Julio	600 677	564 036
	Agosto	608 301	571 195
	Septiembre	659 777	619 531
	Octubre	663 100	622 651
	Noviembre	630 711	592 238
	Diciembre	564 626	530 184

Tabla N° 3.5 Cuadro de Resumen:

	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO	ANUAL
Consumo de GN (sm ³)	618 529	663 100	564 626	7 422 345
Consumo de GN solo en vapor (sm ³)	580 798	622 651	530 184	6 969 582

La planta presenta cuatro calderas donde podemos indicar la eficiencia de cada una de ellas:

- Caldera N° 1: 82,2%.
- Caldera N° 2: 82,4%.
- Caldera N° 3: 82,3%.
- Caldera N° 4: 82,9%.

Esta información fue proporcionada por la compañía en estudio.

Cálculo de demanda promedio de vapor (m_{vapor}):

Definiciones y parámetros de cálculo:

Demanda promedio mensual de gas natural solo en vapor (DPMGNV) (ver Tabla N° 3.5):

$$DPMGNV = 580\,798 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \quad (3.1)$$

Demanda promedio horaria de gas natural solo en vapor (DPHGNV):

$$DPHGNV = \frac{DPMGNV}{30 \cdot 24} = 807 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (3.2)$$

Eficiencia de las calderas, para este caso asumiremos una eficiencia (n) del 82% en promedio para todas las calderas:

$$n = \frac{\text{Energía útil}}{\text{Energía entregada}} = 82\% \quad (3.3)$$

Energía entregada al sistema (Energía_{entregada}):

$$\text{Energía}_{\text{entregada}} = DPHGNV \cdot PCI_{GN} \quad (3.4)$$

Reemplazando (3.4) en (3.3) y despejando la Energía útil que aprovecha el sistema:

$$\text{Energía}_{\text{útil}} = n \cdot DPHGNV \cdot PCI_{GN} \quad (3.5)$$

Poder calorífico inferior de gas natural:

$$PCI_{GN} = 35\,315 \frac{\text{BTU}}{\text{m}^3} \quad (3.6)$$

Entalpía del agua de alimentación (h_{H_2O}):

$$h_{H_2O} = 90,80 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} \quad (3.7)$$

Entalpía del vapor saturado (h_{vapor}):

$$h_{\text{vapor}} = 667,47 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} \quad (3.8)$$

Factor de conversión 1 (F_{cv1}):

$$1\text{BTU} = 0,2521\text{Kcal} \quad (3.9)$$

Masa de vapor producido (m_{vapor}^o):

$$m_{\text{vapor}}^o = \left(\frac{\text{Energía}_{\text{útil}} \cdot F_{cv1}}{(h_{\text{vapor}} - h_{H_2O}) \cdot 1000 \frac{\text{Kg}}{1\text{Tn}}} \right) \frac{\text{Tn}}{\text{h}} \quad (3.10)$$

Reemplazando (3.5), (3.7), (3.8) y (3.9) en (3.10) tenemos:

$$m_{\text{vapor}}^o = \left(\frac{n \cdot DPHGNV \cdot PCI_{GN} \cdot F_{cv1}}{(h_{\text{vapor}} - h_{H_2O}) \cdot 1000 \frac{\text{Kg}}{1\text{Tn}}} \right) \frac{\text{Tn}}{\text{h}}$$

$$o_{\text{mvapor}} = \left(\frac{0,82 \cdot 807 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \cdot 35\,315 \frac{\text{BTU}}{\text{m}^3} \cdot 0,2521 \frac{\text{Kcal}}{1 \text{BTU}}}{\left(667,47 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} - 90,80 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} \right) \cdot 1000 \frac{\text{Kg}}{1 \text{Tn}}} \right) = 10,21 \frac{\text{Tn}}{\text{h}}$$

$$o_{\text{mvapor}} = 10,21 \frac{\text{Tn}}{\text{h}} \quad (3.11)$$

Cálculo de la Energía Térmica anual entrega al sistema

Factor de conversión 2 (F_{cv_2}):

$$1 \text{MW.h} = 3\,412\,128 \text{BTU} \quad (3.12)$$

$$\text{Energía}_{\text{anual}} = (12 \cdot \text{DPMGNV} \cdot \text{PCI}_{\text{GN}}) / F_{cv_2} \quad (3.13)$$

Reemplazando (3.1), (3.6) y (3.12) en (3.13) se obtiene:

$$\text{Energía}_{\text{anual}} = \left(12 \frac{\text{mes}}{1 \text{año}} \cdot 580\,798 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \cdot 35\,315 \frac{\text{BTU}}{\text{m}^3} \right) / 3\,412\,128 \frac{\text{BTU}}{\text{MW.h}}$$

$$\text{Energía}_{\text{anual}} = 72\,134 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}} \quad (3.14)$$

3.3.2 Diagrama de carga típica de vapor

En las Fig. N° 3.1 y 3.2, se muestra el comportamiento de la demanda de vapor (t/h) de siete días en particular. Dichas demandas han sido cubiertas en la mayor parte del tiempo por las 4 calderas existentes, operando simultáneamente a cargas variables. Las curvas de demanda mostradas corresponden a registros de operación (de 24 horas), con registro de intervalos de operación de 10 min.

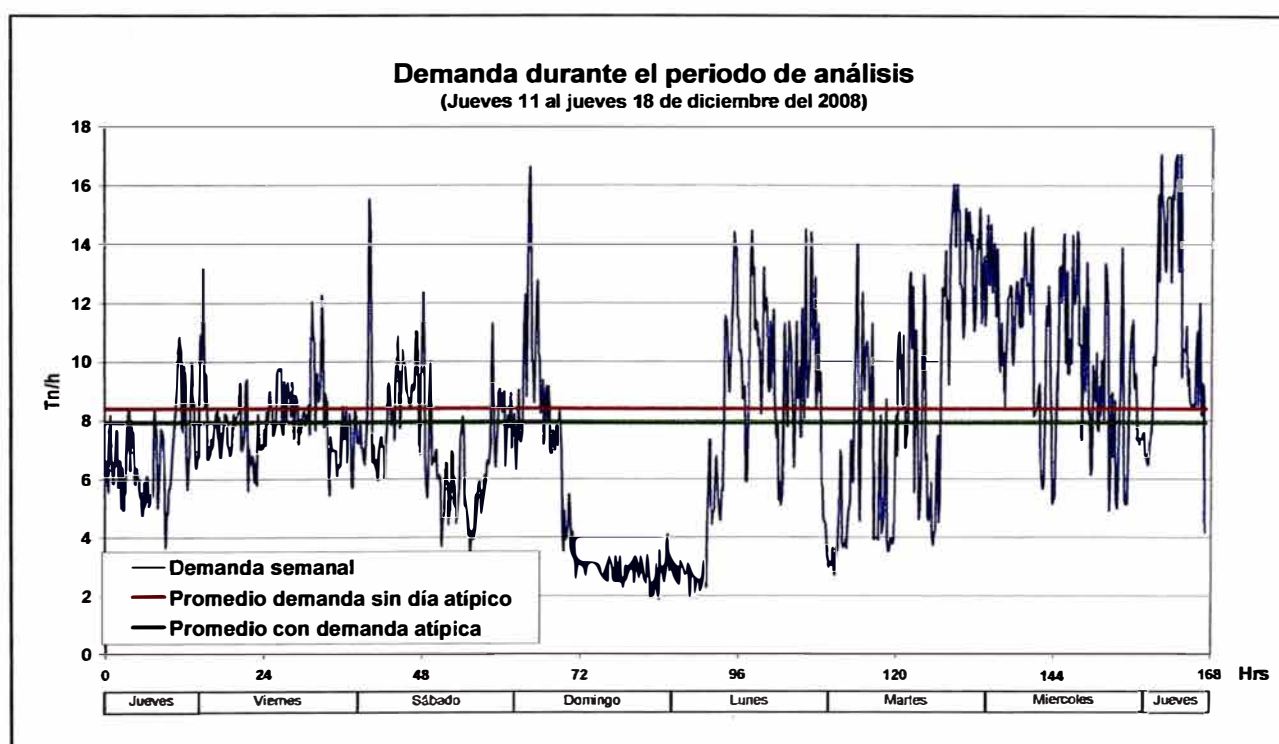


Fig. N° 3.1 Demanda de vapor durante los siete días de la semana

Día atípico es considerado el domingo y días incompletos (jueves).

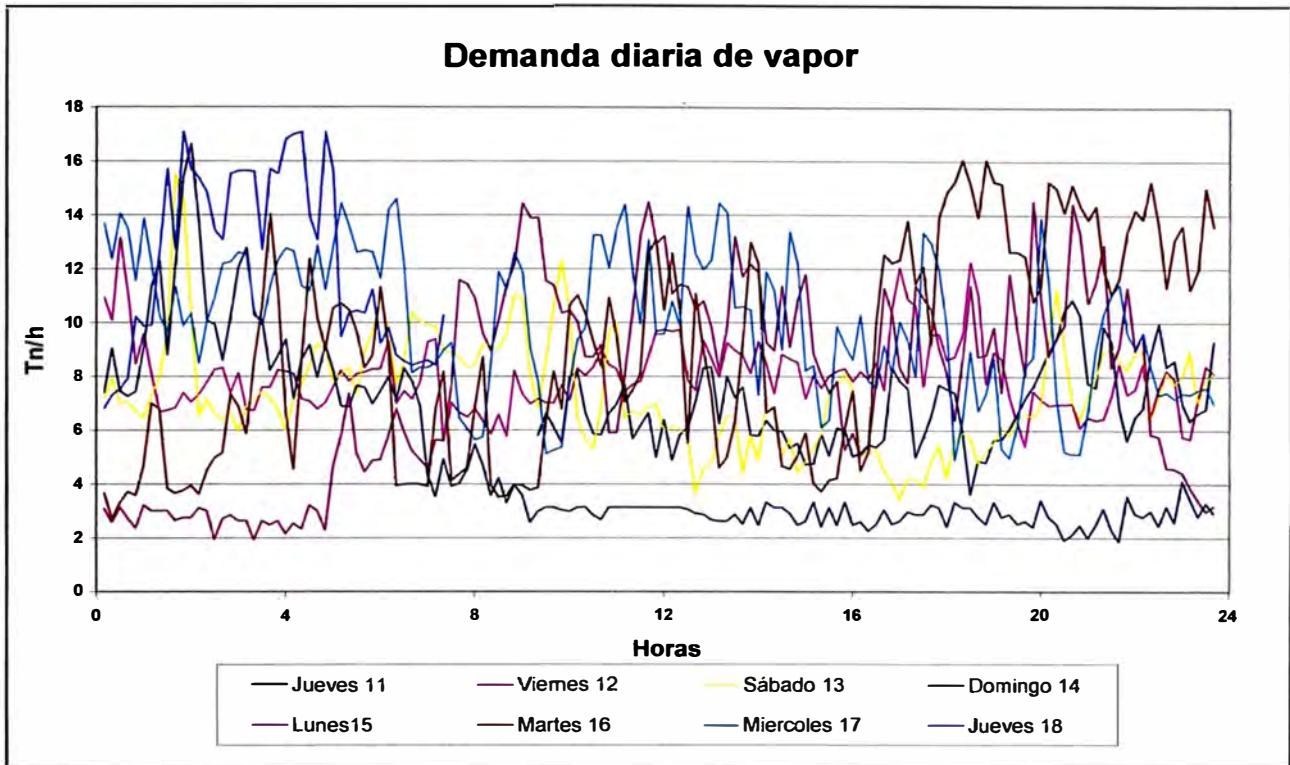


Fig. N° 3.2 Demanda de vapor diaria

Asimismo, en el Fig. N° 3.3, se muestra el Diagrama de Duración de Carga ó Curva Monótona de Vapor correspondiente a los diagramas de carga de los días mostrados en las figuras anteriores.

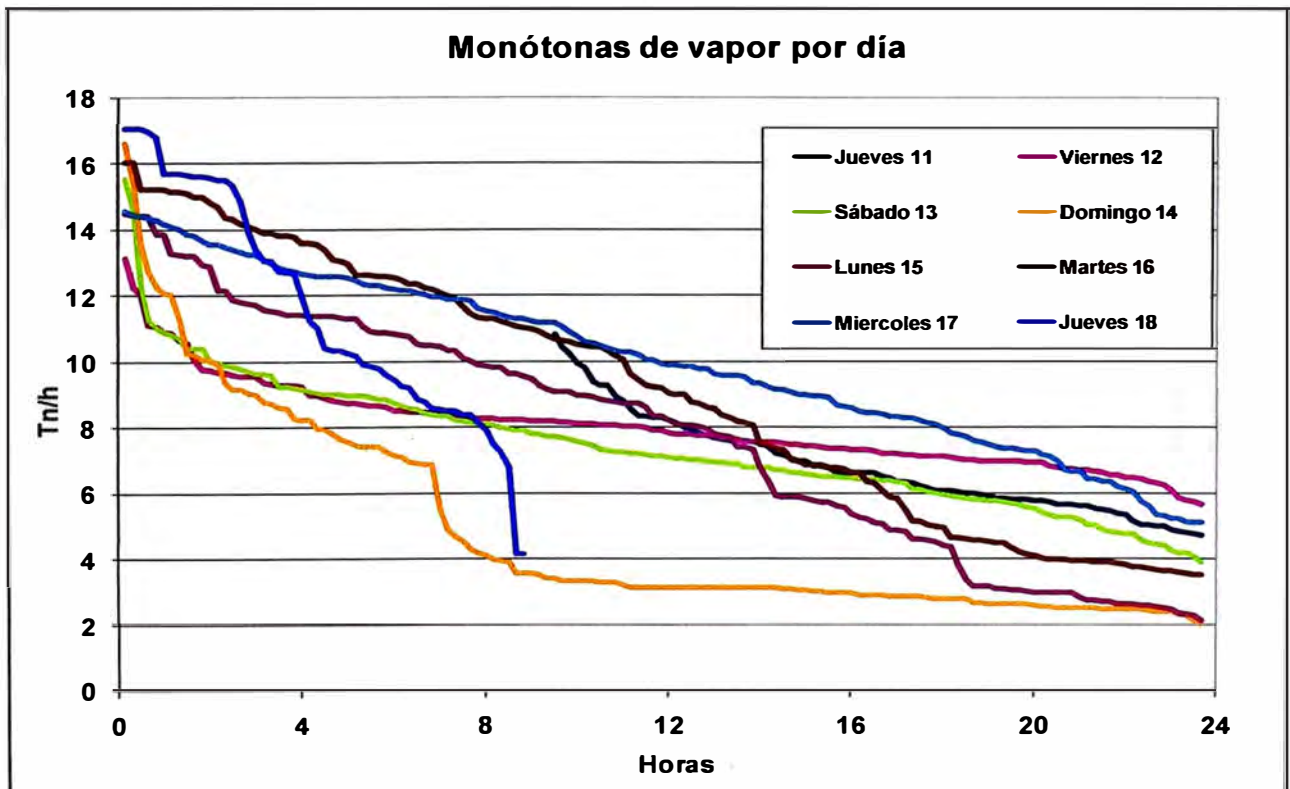


Fig. N° 3.3 Curva monótona de vapor

De los diagramas mostrados anteriormente podemos indicar como resultado de registros de demanda de vapor lo indicado en la Tabla N° 3.6.

Tabla N° 3.6 Resultados de registros

Demanda registrada		Jueves 11	Viernes 12	Sábado 13	Domingo 14	Lunes 15	Martes 16	Miércoles 17	Jueves 18
Promedio	Tn/h	6,8	8,0	7,4	4,8	7,7	9,0	10,0	11,6
Pico	Tn/h	10,9	13,14	15,5	16,6	14,5	16,1	14,6	17,1

El diseño del sistema, toma como base la demanda máxima de vapor (17,1 Tn/h) y la demanda promedio de vapor (10,21 Tn/h) basada en la estadística anual mostrada en la Tabla N° 3.4 y ecuación (3.11). Así mismo, se ha tomado como referencia la demanda diaria calculada con la curva monótona de vapor promedio para la cuantificación de la carga por encima del promedio anual.

3.4 Consumo de combustible

Como se indicó anteriormente, el combustible que se usa actualmente para la producción de vapor en la planta es gas natural.

De los datos obtenidos en la encuesta energética y otros documentos suministrados, se obtuvo el consumo promedio equivalente de gas natural para la producción de vapor y consumo de energía entregada al sistema ver ecuaciones (3.1) y (3.14), estos valores se muestran en la Tabla N° 3.7.

Tabla N° 3.7 Demanda Térmica Anual de la Compañía Textil en estudio

Consumo promedio actual de gas natural	580 798	m ³ /mes
Energía térmica entregada al sistema	72 134	MW.h/año

3.5 Tarifas de energía

3.5.1 Tarifas de Energía Eléctrica

En lo que refiere a las tarifas eléctricas, como se mencionó anteriormente la Compañía Textil en estudio, es cliente libre de EDELNOR, y sus consumos de energía son valuados en base a los costos de suministro estipulados en el contrato con dicha empresa.

La Tabla N° 3.8, nos indica la descripción de cargos y factores aplicables a la facturación de consumo de energía a ambas plantas.

Para calcular los precios medios de energía mostrados en la Tabla N° 3.9 y 3.10 utilizaremos las siguientes definiciones y parámetros de cálculo:

Facturación mensual:

$$\text{Fact.}_{\text{mensual}} = (\text{PHP3} \cdot \text{PLPB3} + \text{PHFP3} \cdot \text{PLFB3}) \cdot 1000 + (\text{EHP3} \cdot \text{PLEBP3} + \text{EHFP3} \cdot \text{PLEBF3}) \cdot 10 \quad (3.15)$$

$$\text{Fact.}_{\text{mensual}} = \dots \text{S/}.$$

Para cálculo en dólares se utilizara tipo de cambio TC=3,1402

El precio medio de energía (P_{medio}) se calcula de la siguiente manera:

$$P_{\text{medio}} = \frac{\text{Fact. mensual}}{10 * \text{Energía Total}_{\text{mes}}}$$

$$P_{\text{medio}} = \frac{((\text{PHP3} * \text{PLPB3} + \text{PHFP3} * \text{PLFB3}) * 1000 + (\text{EHP3} * \text{PLEBP3} + \text{EHFP3} * \text{PLEBF3}) * 10)}{10 * (\text{EHP3} + \text{EHFP3})} \quad (3.16)$$

$$P_{\text{medio}} = \dots \text{ctm. S./kW.h}$$

Para cálculo en dólares se utilizara tipo de cambio TC=3,1402 (tipo de cambio promedio ponderado del mes de diciembre del año base 2008)

Tabla N° 3.8 Descripción de los cargos y factores

Barra de Conexión	
EHP3	Energía Activa Hora Punta en Barra de medición
EHFP3	Energía Activa Hora Fuera de Punta en Barra de medición
PHP3	Potencia HP
PHFP3	Potencia HFP
EXPHP	Exceso PHP
EXPHFP	Exceso PHFP
Precios Libres	
PLPB3	Precio Libre de Potencia en Punta
PLPBF3	Precio Libre de la Potencia en Fuera de Punta
PLEBP3	Precio Libre de la Energía en Punta
PLEBF3	Precio Libre de la energía en Fuera de punta

Tabla N° 3.9 Datos de consumo eléctrico y tarifas aplicadas al suministro de la Planta Principal

Año	Mes	PHP3 (MW)	PHFP3 (MW)	EHP3 (MW.h)	EHFP3 (MW.h)	PLPB3 (s./kW-mes)	PLFB3 (s./kW-mes)	PLEBP3 (ctm.s./kW.h)	PLEBF3 (ctm.s./kW.h)	Precio medio (Ctm.S./kW.h)	Precio medio (S./MW.h)
2008	1	2,41	0,12	267,82	1237,51	33,36	8,36	11,88	8,61	14,61	146,07
	2	2,41	0,14	243,86	1100,68	33,28	8,34	11,77	8,53	15,18	151,80
	3	2,41	0,17	258,73	1225,86	33,28	8,34	11,77	8,53	14,60	146,02
	4	2,42	0,17	289,52	1290,69	31,74	7,95	11,54	8,37	13,90	138,96
	5	2,42	0,17	281,40	1248,43	28,80	7,21	12,59	9,05	14,34	143,36
	6	2,43	0,16	270,78	1252,78	28,77	7,20	12,69	9,12	14,41	144,13
	7	2,43	0,16	266,75	1196,56	29,84	7,47	13,89	10,13	15,85	158,46
	8	2,43	0,17	284,87	1267,49	28,60	7,18	13,88	10,40	15,58	155,84
	9	2,44	0,16	272,45	1265,28	29,93	7,49	14,63	10,67	16,19	161,90
	10	2,44	0,16	278,48	1274,82	30,70	7,67	14,78	10,78	16,39	163,90
	11	2,44	0,16	276,08	1232,43	30,98	7,75	14,78	10,78	16,60	166,00
	12	2,48	0,18	261,61	1307,05	31,81	7,95	13,74	10,01	15,75	157,52
PROM. (S./)										15,28	152,83
PROM. (US\$/.)										4,87	48,67

(*) Fuente datos de facturación de la empresa en estudio

Tabla N° 3.10 Datos de consumo eléctrico y tarifas aplicadas al suministro de la Planta Hilandería

Año	Mes	PHP3 (MW)	PHFP3 (MW)	EHP3 (MW.h)	EHFP3 (MW.h)	PLPB3 (s./kW-mes)	PLFB3 (s./kW-mes)	PLEBP3 (ctm.s./kW.h)	PLEBF3 (ctm.s./kW.h)	Precio medio (Ctm.S/. / kW.h)	Precio medio (S/. / MW.h)
2008	1	1,57	0,03	182,17	818,73	34,08	8,53	11,90	8,61	14,58	145,81
	2	1,57	0,02	168,01	749,21	33,99	8,51	11,79	8,53	14,96	149,63
	3	1,57	0,02	166,60	761,80	33,99	8,51	11,79	8,53	14,88	148,81
	4	1,57	0,02	190,66	846,55	32,42	8,12	11,56	8,37	13,88	138,81
	5	1,59	0,01	190,47	845,82	29,48	7,39	12,62	9,05	14,23	142,29
	6	1,63	0,00	175,17	811,87	29,46	0,00	12,72	9,12	14,62	146,23
	7	1,64	0,01	191,93	854,84	30,55	7,65	13,92	10,13	15,62	156,23
	8	1,64	0,01	190,35	858,32	29,74	7,44	13,70	9,97	15,31	153,09
	9	1,64	0,01	188,32	865,57	30,65	7,67	14,66	10,67	16,16	161,64
	10	1,64	0,01	197,74	907,17	31,43	7,86	14,82	10,78	16,18	161,80
	11	1,64	0,01	185,65	848,14	31,72	7,94	14,82	10,78	16,55	165,50
	12	1,64	0,01	167,89	832,79	32,55	8,15	13,77	10,01	15,98	159,84
PROM. (S/.)										15,25	152,47
PROM. (US\$/.)										4,86	48,55

(*) Fuente datos de facturación de la empresa en estudio

Para el cálculo de la tarifa aplicable al consumo de energía eléctrica, se han usado datos históricos de demanda proporcionado por la compañía en estudio y validados con datos estadísticos del mercado libre de electricidad [5], los precios medios calculados para cada una de las plantas, se muestran en las Tabla N° 3.9 y 3.10.

De las tablas anteriores se desprende que el precio medio del suministro de la energía eléctrica para la Planta Principal asciende a 48,67 US\$/./MW.h; mientras que para la planta de Hilandería asciende a 48,55 US\$/./MW.h. Dichos precios medios serán los costos aplicados a los consumos de energía eléctrica según la alternativa planteada.

3.5.2 Tarifa de Gas

De acuerdo al Pliego Tarifario del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, vigente a la fecha de análisis y; considerando el consumo promedio de gas de la Compañía Textil en estudio (atribuible a la generación de vapor en su mayor parte), para determinar la tarifa de gas correspondiente a la situación de referencia, se aplica la Categoría D como "No generador Eléctrico"; la comparación de costos de visualiza en la Tabla N° 3.11.

Así mismo, se ha estimado que los cargos a pagar mensualmente por mantenimiento de acometida ascienden a US\$ 15,16 (US\$ 181,98 al año); dichos cálculos están basados en la información proporcionada por la Compañía en estudio, la Tabla N° 3.12 nos muestra el costo por manteniendo de acometida durante el año 2008.

Tabla N° 3.11 Categoría tarifaria de gas natural aplicada al consumo de gas de la planta

CATEGORÍA D Consumo Más de 300 000 m ³ /mes	PRECIO DEL GAS			
	Precio del gas en boca de pozo	S./GJ	2,3147*TCPG	7,2686
	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN VÍA RED PRINCIPAL			
	Tarifa de transporte de Gas Natural vía Red Principal	S./1000 m ³	33,9311*TCRP	106,5504
	Tarifa de distribución vía Red Principal	S./1000 m ³	6,7685*TCRP	21,2544
	DISTRIBUCIÓN EN OTRAS REDES			
	Costo Fijo de Distribución (CFD) Margen Comercial	S./(m3/día) - mes	0,489	0,489
Costo variable de Distribución (CVD) Margen de distribución (MD)	S./1000 m ³	60,4311	60,4311	

(*) TCPG = Tipo de cambio para precio de gas; TCRP = Tipo de cambio para red principal

Fuente: Calidda Agosto - Diciembre 2008

Tabla N° 3.12 Costo de Mantenimiento de Acometidas

Año	2008											
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
US\$	0,00	0,00	0,00	88,26	0,00	0,00	0,00	0,00	93,72	0,00	0,00	0,00
Prom. (US\$/.)	15,16											

Para efectos de análisis se utilizara el costo por manteniendo promedio obtenido durante el año base 2008.

3.6 Costos energéticos de la situación de referencia

El coste energético considerado es el correspondiente a la energía eléctrica y gas natural adquiridas a las empresas EDELNOR y CALIDDA respectivamente. Dicho coste se evalúa aplicando a los consumos de energías secundarias, las tarifas correspondientes, así como las cargas e impuestos (excepto el IGV que es deducible) que corresponden a cada uso.

Base de cálculo de la situación de referencia:

Costos de energía eléctrica:

Planta Principal; los costos se puede calcular con los siguientes parámetros:

Consumo anual de energía según Tabla N° 3.3:

$$E_{\text{anual}} = 18\,152 \text{ MW.h}$$

Precio medio de energía según Tabla N° 3.9:

$$P_{\text{medio}} = 48,67 \text{ US\$/MW.h}$$

Costos de energía en la planta principal esta dado por:

$$CEPP_{\text{anual}} = E_{\text{anual}} * P_{\text{medio}} \quad (3.17)$$

Reemplazando valores se obtiene:

$$CEPP_{\text{anual}} = 18\,152 \text{ MW.h} * 48,67 \text{ US\$/MW.h}$$

$$CEPP_{\text{anual}} = 883\,439 \text{ US\$/}$$

Planta Hilandería; los costos se puede calcular con los siguientes parámetros:

Consumo anual de energía según Tabla N° 3.3:

$$E_{\text{anual}} = 12\,196 \text{ MW.h}$$

Precio medio de energía según Tabla N° 3.10:

$$P_{\text{medio}} = 48,55 \text{ US\$/MW.h}$$

Costos de energía en la planta hilandería esta dado por:

$$CEPH_{\text{anual}} = E_{\text{anual}} * P_{\text{medio}} \quad (3.18)$$

Reemplazando valores se obtiene:

$$CEPH_{\text{anual}} = 12\,196 \text{ MW.h} * 48,55 \text{ US\$/MW.h}$$

$$CEPH_{\text{anual}} = 592\,165 \text{ US\$/}$$

En cuanto a la demanda térmica tenemos un consumo promedio equivalente en gas natural de $DPMGNV = 580\,798 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$ (ver Tabla N° 3.5). Esta demanda establecerá la facturación mínima para satisfacer las necesidades térmicas de la planta, a partir de este valor, se calculará las tarifas correspondientes a la categoría de "D Industrial". A continuación se muestra el procedimiento del cálculo y los resultados de análisis.

En primer lugar, tomamos como base el consumo equivalente de gas natural de la planta actual, en función de este consumo simulamos incrementos mensuales de demanda a razón de $10\,000 \text{ m}^3$ por mes (Opción tarifaria "D"), y luego de aplicar el pliego tarifario correspondiente (ver Tabla N° 3.11), extrapolamos el costo específico del gas natural.

Definición y parámetros de cálculo:

Poder calorífico inferior de Gas Natural:

$$PCI_{\text{GN}} = 0,0373 \frac{\text{GJ}}{\text{m}^3}$$

El precio del gas en boca de pozo (PG):

$$PG = 580\,798 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}} * 0,0373 \frac{\text{GJ}}{\text{m}^3} * 7,2686 \frac{\text{S/}}{\text{GJ}} = 157\,284,21 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

El valor histórico de ventas (VHV) es igual al consumo promedio de los últimos 6 meses, dividido entre la cantidad de días:

$$VHV = (6\text{meses}) * (580\,798 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}) / (6 * 30\text{días}) = 19360(\frac{\text{m}^3}{\text{día}}) - \text{mes}$$

Tarifa de distribución en red principal (T_{DRP}):

$$T_{DRP} = 580\,798 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}} * (106,5504 \frac{\text{S/}}{1000\text{m}^3} + 21,2544 \frac{\text{S/}}{1000\text{m}^3}) = 74\,228,88 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

Costo fijo de distribución (C_{FD}):

$$C_{FD} = 19360(\frac{\text{m}^3}{\text{día}}) - \text{mes} * 0,489 \frac{\text{S/}}{\text{m}^3 \text{ día}}$$

Costo Variable de distribución (C_{VD}):

$$C_{VD} = 580\,798 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}} * 60,4311 \frac{\text{S/}}{1000\text{m}^3}$$

Cargo de distribución en otras redes (C_{DOR}):

$$C_{DOR} = C_{FD} + C_{VD} = 44\,565,31 \text{ S/./mes}$$

Costo de suministro total (C_{ST}):

$$C_{ST} = PG + VHV + T_{DRP} + C_{DOR} = 276\,078,40 \text{ S/./mes}$$

Estos valores calculados nos servirán como año base y en relación a ellos calcularemos las proyecciones, todos los cálculos sirven para hallar el costo específico de gas natural en la categoría tarifaria D industrial (véase Tabla N° 3.13), en dicha Tabla implementaremos los escenarios indicados anteriormente:

Tabla N° 3.13 Cálculo de Tarifa D Industrial

TARIFA D (INDUSTRIAL)	Consumo Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
		(+ 10000 m³)	(+ 20000 m³)	(+ 30000 m³)	(+ 40000 m³)
Consumo promedio de gas natural (m³/mes)	580 798	581 798	582 798	583 798	584 798
PCI del gas natural (GJ/m³)	0,0373	0,0373	0,0373	0,0373	0,0373
Consumo promedio de gas natural (GJ/mes)	21 638,80	21 676,05	21 713,31	21 750,57	21 787,82
Precio del gas (S/.)	157 284,21	157 555,01	157 825,82	158 096,63	158 367,43
Valor histórico diario de ventas (m³/día)	19 360	19 393	19 427	19 460	19 493
Transporte y distribución via red principal (S/.)	74 228,88	74 356,69	74 484,49	74 612,30	74 740,10
Distribución en otras redes (S/.)	44 565,31	44 642,04	44 718,77	44 795,50	44 872,23
Costo de Suministro*	276 078,40	276 553,74	277 029,08	277 504,43	277 979,77

* No incluye TMA, TMC ni costos de mantenimiento.

TMA: Tope Máximo de acometida.

TMC: Tope Máximo de conexión.

La Fig. N° 3.4 muestra el costo específico del Gas Natural para categoría D Industrial.

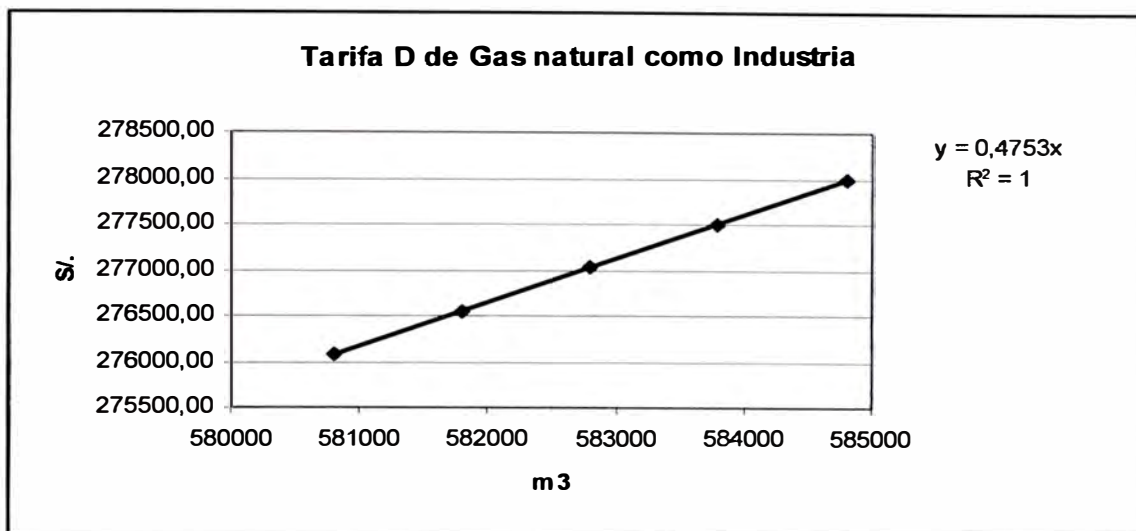


Fig. N° 3.4 Costo específico de Gas Natural

Del análisis mostrado, se calculó el costo específico del gas natural a ser aplicado en el estudio dentro de la opción tarifaria "D" dicho costo es 0,4753 S/./m³ (o también 0,1514 US\$/./m³ al tipo de cambio TC=3,1402).

Luego el costo de la energía térmica consumida anualmente en la planta principal será:

$$C_{ETanual} = 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}} * 580\,798 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}} * 0,1514 \frac{\text{US}\$/\text{m}^3} = 1054\,914 \frac{\text{US}\$}{\text{año}}$$

La Tabla N° 3.14 nos indica los precios específicos durante el año base.

Tabla N° 3.14 Precios específicos 2008

Año	2008												
	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
US\$/./MW.h	16,72	17,05	17,11	16,58	15,29	16,15	15,45	15,74	15,41	15,71	15,93	15,85	
Prom. (US\$/.)	16,08												

Como resumen los resultados obtenidos se muestran en la Tabla N° 3.15

Tabla N° 3.15 Costos Energéticos Promedios en la Situación de Referencia

	Costos energéticos US\$/./año	Costo medio US\$/./MW.h
Electricidad en Planta Principal	883 439	48,67 ¹
Electricidad en la Planta de Hilandería	592 165	48,55 ¹
Combustible en calderas	1 054 914	16,08 ²
Total coste energía	2 530 518	-----

(1) Estimado de un análisis histórico de consumo de energía eléctrica y tarifas aplicadas según contrato establecido entre EDELNOR y Compañía Textil (ver Tabla N° 3.9 y 3.10).

(2) Corresponde a la Tarifa D como No Generador (ver Tabla N° 3.14).

3.7 Proyección de la demanda actual

Actualmente la Planta principal cuenta con una potencia contratada de 2 800 kW y un consumo de energía asociado de 18 152 MW.h/año, mientras que la Planta de Hilandería cuenta con una potencia contratada de 1 500 kW y un consumo de energía asociado de 12 196 MW.h/año.

La demanda térmica consumida en la Planta Principal asciende a 72 134 MW.h/año.

De acuerdo a la información suministrada, se tienen las siguientes proyecciones de crecimiento de la demanda, tanto eléctrica como térmica, para la planta Principal y la de Hilandería (ver Tabla N° 3.16).

Tabla N° 3.16 Proyección de la demanda de energía eléctrica y térmica a 20 años

Aumento de la demanda eléctrica en Planta de Hilandería	37,0 %	En 20 años
	1,87 %	Anual
Aumento de la demanda eléctrica en Planta Principal	31,0 %	En 20 años
	1,53 %	Anual
Aumento de demanda térmica en la Planta Principal	24,0 %	En 20 años
	1,20 %	Anual

Dichas proyecciones serán tomadas en cuenta a lo largo de todo el periodo de análisis.

CAPÍTULO IV PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN

4.1 Introducción

El proyecto pretende cambiar la situación de referencia, caracterizado por el uso de gas natural para cubrir la demanda de vapor y energía eléctrica que requieren ambas plantas, por un nuevo sistema de abastecimiento de energía eléctrica que además cubriría total o parcialmente la demanda de vapor de la planta y en algunos casos reportará excedentes de energía eléctrica para su comercialización.

Este nuevo sistema consiste en una planta de cogeneración que cubrirá la demanda de vapor (total o parcialmente) y la demanda total de energía eléctrica de la planta principal y canalizará los excedentes hacia la planta de hilandería, quedando abierta la posibilidad de comercializar excedentes de energía eléctrica, una vez cubierta la demanda de ambas plantas.

Para la elección del sistema adecuado de cogeneración, se tienen diferentes alternativas que hay que evaluar previamente. El planteamiento de las alternativas de cogeneración; parte por una definición del tipo y tamaño del sistema, el mismo que se ha definido a partir de ciertos criterios de dimensionamiento.

4.2 Criterio general de dimensionamiento

Para determinar el tamaño de la central de cogeneración, se ha tomado en cuenta las características de la demanda actual de energía (diagramas de carga de vapor y energía eléctrica). Por razones de confiabilidad se ha considerado que las alternativas pueden considerar una o más unidades de generación.

Los tamaños nominales de las alternativas son los que corresponden a diferentes unidades de fabricación comercial y cuya información básica está disponible (Ver Anexo A).

Según los requerimientos de la planta y la administración de la Compañía Textil en estudio, se evaluará el caso de suministro de energía mediante el siguiente criterio:

CASO DE ESTUDIO: Diseño del sistema para cubrir la demanda promedio de vapor en la Planta principal, cubrir la demanda de energía eléctrica tanto en la planta principal como en la planta de hilandería con posibilidad de exportar excedentes a la red de distribución.

4.2.1 Caso de estudio.

La premisa básica para el dimensionamiento de la planta de cogeneración ha sido cubrir solamente la demanda promedio de vapor, quedando disponible la energía eléctrica resultante de la cogeneración para atender parcial o totalmente la demanda eléctrica, con la posibilidad de comercializar excedentes.

Por razones económicas se ha considerado una demanda de diseño de vapor igual a 10,21 Tn/h (igual a la demanda promedio anual), de esta manera se está considerando que la diferencia de energía, que es una energía de punta, será cubierta por las calderas actuales.

Eventualmente las calderas también operarán para suplir la demanda de vapor durante las horas de parada por mantenimiento de los equipos que conforman los sistemas de cogeneración.

4.3 Alcances del Reglamento de Cogeneración

Con la finalidad de promover el desarrollo de la cogeneración en el Perú, el Ministerio de Energía y Minas emitió el D.S. N° 064-2005-EM (publicado el 29/12/2005) según la cual se define las "centrales de cogeneración calificadas" sus requisitos para ser consideradas como tal y se indica que a dichas centrales se les otorga el precio del gas natural que corresponden a los "generadores eléctricos".

Durante el proceso de elaboración de los procedimientos para determinar los valores de potencia y energía firme de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas, así como los procedimientos de despacho, surgió la necesidad de introducir precisiones al texto del Reglamento, por lo cual mediante D.S. N° 037-2006-EM emitido el 07/07/06 se aprobó la "Sustitución del Reglamento de Cogeneración".

Posterior a ello se emitió una segunda modificación del Reglamento, por lo cual mediante D.S. N° 082-2007-EM emitido el 24/11/07 se aprobó la "Sustitución del Reglamento de Cogeneración" [2].

De acuerdo a este último reglamento, para que una instalación sea considerada una "central de cogeneración calificada"; el titular deberá presentar una solicitud de calificación a la Dirección General de Electricidad, acompañando lo siguiente:

- a) Informe técnico que sustente el cumplimiento de los valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) y relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C) que se indican en la Tabla N° 4.1.
- b) Balance energético sustentado de la central para las condiciones de operación en máxima capacidad efectiva, indicándose la potencia eléctrica total a ser generada, la potencia mecánica, la potencia térmica utilizable y la potencia suministrada por el combustible, todos expresados en MW; incluyendo un diagrama de Sankey que indique

- los respectivos flujos de energía.
- c) Memoria descriptiva de las instalaciones de la central, incluyendo diagramas y planos explicativos.
 - d) Actividad productiva a la que se destina el Calor Útil producido.
 - e) Porcentaje de la potencia y de la energía eléctrica producida que se proyecta entregar al Sistema Eléctrico.
 - f) Autorización de generación, cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW.

Tabla N° 4.1 Valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C) [2].

Tecnología / Combustible	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)	C = E/V
Motores de combustión interna	0,55	0,60
Turbinas de gas de ciclo combinado	0,55	0,50
Turbinas de gas de ciclo simple	0,55	0,40
Turbinas de vapor de extracción	0,58	0,30
Turbinas de vapor de contrapresión	0,70	0,15
Biomasa (*)	0,30	-

(*) Se entenderá por biomasa la fracción de los productos, subproductos y residuos agrícolas (incluidas sustancias de origen vegetal y de origen animal), forestal, así como residuos industriales y municipales

El REE se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$REE = E/(Q-V/0.9) \quad (4.1)$$

Donde:

E = Energía eléctrica generada en bornes de alternador, expresada en MW.h.

V = Cantidad del calor útil procedente, exclusivamente, de la central de cogeneración, expresada en MW.h.

Q = Energía suministrada por el combustible utilizado, calculada en MW.h y con base a su poder calorífico inferior.

La determinación de REE se efectuará para las condiciones de operación en su máxima capacidad de cogeneración durante dos (02) horas de operación continúa.

4.4 Equipos a usar en los sistemas de cogeneración

4.4.1 Turbinas a Gas

Para plantear las alternativas de solución de una planta de Cogeneración se han usado diferentes tecnologías y una de ellas son las turbinas a gas. Para plantear cada una de las alternativas de implantación de una planta de cogeneración se han usado 21 turbinas a gas de ocho diferentes fabricantes. La Tabla N° 4.2, muestra los parámetros básicos a

considerar en el análisis.

Tabla N° 4.2 Características de las Turbinas a Gas de Ciclo Simple a usarse en el análisis de prefactibilidad

Tecnología	Nombre	Potencia	Eficiencia
		(MW)	(%)
TG	Solar Saturn 20	1,21	24,3%
TG	Vericor VPS3	3,09	26,9%
TG	Vericor VPS4	3,45	28,3%
TG	Solar Centaur 40	3,52	27,9%
TG	Centrax KN5	4,50	30,9%
TG	Solar Centaur 50	4,60	29,3%
TG	Siemens AG SGT-100	5,30	30,5%
TG	GPB 60/70DLE	5,27	28,9%
TG	Centrax KB7	5,33	32,1%
TG	GE5	5,50	30,7%
TG	Solar Taurus 60	5,50	30,4%
TG	Centrax KN7	5,77	32,1%
TG	Kawasaki GPB 30DLE	5,79	29,7%
TG	Centrax KH	6,34	39,9%
TG	Kawasaki GPB 70D	6,53	29,8%
TG	Siemens SGT-200	6,80	31,5%
TG	Solar Taurus 70	7,52	33,8%
TG	Siemens SGT - 300	7,90	31,1%
TG	Solar Mars 90	9,45	31,9%
TG	PGT10	10,22	31,4%
TG	Solar Mars 100	10,69	32,5%

(*) Parámetros referenciales a condiciones ISO.

Cabe mencionar que las alternativas en equipos mostrados en las Tablas N° 4.2, corresponden a los equipos actualmente disponibles en el mercado. Dichos equipos han pasado un primer filtro mediante el cual se determinó que cubren los requisitos básicos que se piden en el Reglamento de Cogeneración.

* C= 0,40

* REE=0,55

4.4.2 Motores Reciprocantes a Gas

Para el caso de sistemas basados en motores reciprocantes a gas, se han usado 15 equipos de 3 diferentes fabricantes.

Similar a la tecnología anterior, las alternativas en equipos mostrados en las Tablas N° 4.3, corresponden a los equipos actualmente disponibles en el mercado.

Dichos equipos han pasado un primer filtro mediante el cual se determinó que cubren los requisitos básicos que se piden en el Reglamento de Cogeneración.

* C=0,60

* REE=0,55

Tabla Nº 4.3 Características de los Motores Reciprocantes a Gas a usarse en el análisis de prefactibilidad.

Tecnología	Nombre	Potencia (MW)	Eficiencia (%)
MRG	GE Jenbacher J316	0,44	39,8%
MRG	GE Jenbacher J316	0,58	40,3%
MRG	GE Jenbacher J412 GS	0,63	41,3%
MRG	GE Jenbacher J320	0,73	40,5%
MRG	GE Jenbacher J416 GS	0,85	41,5%
MRG	GE Jenbacher J420 GS	1,06	41,6%
MRG	GE Jenbacher J612 GS	1,80	42,9%
MRG	Caterpillar CB520C	2,00	39,0%
MRG	GE Jenbacher J616 GS	2,39	42,6%
MRG	GE Jenbacher J620 GS	2,99	42,3%
MRG	Caterpillar G3616LE	3,10	40,0%
MRG	Wartsila 9L34SG	3,76	44,6%
MRG	Wartsila 18V32DF	5,82	44,6%
MRG	Caterpillar G16CM34	6,00	43,4%
MRG	Wartsila 16V32SG	6,74	46,4%

(*) Parámetros referenciales a condiciones ISO.

4.4.3 Turbinas a vapor

Como ya se mencionó anteriormente, esta alternativa es la que tiene los mayores costos de inversión y son adecuadas sólo cuando se trata de demandas altas y la carga térmica es significativa alta respecto a la carga eléctrica (relaciones mayores 4:1). Además son plantas que tiene un tiempo de arranque muy prolongado, características que no son deseables y no son adecuadas en el sistema que estamos proyectando, por lo que de plano se descarta esta posibilidad dentro del análisis de alternativas.

Los requisitos mínimos que deben de cumplir las turbinas a vapor son:

Turbinas de Vapor de extracción:

- * C= 0,30
- * REE=0,58

Turbinas de Vapor de contrapresión:

- * C= 0,15
- * REE=0,70

4.4.4 Inversiones y costos de operación y mantenimiento referenciales

Las inversiones se han evaluado considerando que la adquisición de la central se llevará a cabo bajo la modalidad de compra por sistemas. El presupuesto total contempla todos los gastos previstos hasta la puesta en marcha de la central.

Para determinar los costos de inversión se ha tomado el rango superior de los índices económicos mostrados en la Tabla Nº 4.4.

Tabla N° 4.4 Costos de Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento de Alternativas de Cogeneración

Tecnología	Motor a gas			Turbina de gas		
	Min	Prom	Max	Min	Prom	Max
Tamaño (kW)	50	-	5000	1000 +		
Costo del Generador(US\$/kW)	250	425	600	300	450	600
Costo Instalado (US\$/kW)	600	800	1000	650	775	900
Costo del HRSG (US\$/kW)	75	112,5	150	100	150	200
Costo de O & M (US\$/MW.h)	7	11	15	3	5,5	8
Costo del postcombustor	2,712			US\$/BTU/min	----	----
O & M del HRSG y Postcombustor	0,67			US\$/HO	----	----
O & M del HRSG	0.65			US\$/HO	----	----

Fuente: Gas Research Institute, The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets.

En lo que respecta a la nueva acometida de gas a instalar para el suministro de gas natural para el sistema de generación, se ha calculado que la acometida a usar debe ser la "Acometida con dos ramas Tipo I8", con una capacidad máxima de 3 200 m³/h (capacidad calculada en base al consumo de gas natural de los equipos existentes en el mercado usados para el análisis de la planta de cogeneración). El costo de dicha acometida asciende a US\$/. 40 483 (ver Tabla N° 4.5).

A continuación se describe el criterio de selección de la nueva acometida y costo de estación de regulación y de medición (ERM):

Como base calcularemos la demanda de gas natural proyectado para cubrir las demandas eléctricas del sistema, tomado como ejemplo de cálculo el consumo de gas de una turbina que servirá para cubrir las demandas eléctricas requeridas por el sistema.

Definiciones y parámetros de cálculo:

Demanda máxima actual en la planta principal (DM_{pp}):

$$DM_{pp} = 2661kW$$

Demanda máxima actual en la planta hilandería (DM_{ph}):

$$DM_{ph} = 1651kW$$

La información alcanzada contempla un incremento anual de 1,53% para la planta principal y 1,87% para la planta de hilandería, para un escenario de 20 años las nuevas demandas serian:

Demanda en planta principal:

$$DM_{pp} = DM_{pp} * (1 + 20 * 1,53\%)kW \quad (4.2)$$

$$DM'_{pp} = 2661(1 + 20 * 1,53\%)kW$$

$$DM'_{pp} = 3475,27kW$$

Demanda en planta hilandería:

$$DM'_{ph} = DM_{ph} * (1 + 20 * 1,87\%)kW \quad (4.3)$$

$$DM'_{ph} = 1651(1 + 20 * 1,87\%)kW$$

$$DM'_{ph} = 2268,47kW$$

La demanda total del sistema será:

$$DTotal' = DM'_{pp} + DM'_{ph} \quad (4.4)$$

Reemplazando valores:

$$DTotal' = 3475,27kW + 2268,47kW$$

$$DTotal' = 5743,74kW$$

Asumiendo una turbina a gas con una eficiencia ($n=30\%$) y que la planta demande la potencia total y energía asociada durante las 24 horas del día de cada mes (actualmente la planta opera durante las 24 horas del día en tres turnos de 8 horas), podemos calcular el consumo de gas como sigue:

Energía mensual consumida por el grupo:

$$E_{mensual}' = \left(\frac{DTotal'}{n} \right) * 30 * 24h \quad (4.5)$$

$$E_{mensual}' = \left(\frac{5743,74kW}{0,3} \right) * 30 * 24h$$

$$E_{mensual}' = 13784,97MW.h$$

Poder calorífico inferior de Gas Natural:

$$PCI_{GN} = 0,01035 \frac{MW.h}{m^3}$$

Luego la demanda mensual de gas natural proyectado será:

$$DMGN' = \frac{E_{mensual}'}{PCI_{GN}} \quad (4.6)$$

$$DMGN' = \frac{13784,97MW.h}{0,01035 \frac{MW.h}{m^3}}$$

$$DMGN' = 1331881m^3$$

La demanda horaria de gas natural será:

$$DHGN' = \frac{DMGN'}{30 * 24} \quad (4.7)$$

$$DHGN' = \frac{1\,331\,881\text{m}^3}{30 * 24\text{h}}$$

$$DHGN' = 1\,850 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

El valor de demanda horaria de gas natural es comparado con los mostrados en Tabla N° 4.5 y en base a ello se elige la acometida recomendada.

Tabla N° 4.5 Acometidas con Dos Ramas: Una Principal y otra secundaria

Estación Tipo	Caudal Max (m³/h)	TOTAL (US\$)
I1	200	17 717
I2	320	17 717
I3	400	18 717
I4	500	19 417
I5	500	20 017
I6	800	20 817
I7	1 300	27 583
I8	3 200	40 483

Fuente: OSINERG N° 240-2006-OS/CD

Topes Máximos de Acometidas (TMA) para categorías de consumidores C y D.

La Tabla N° 3.6 nos muestra los costos unitarios de accesorios para la estación de regulación y de medición (ERM).

Tabla N° 3.6 Accesorio de ingreso a la ERM

Accesorio de Ingreso a la ERM	(US\$/m)	
	Baja Presión*	Media Presión
PE 63 mm	24	-----
PE 110 mm	32	-----
PE 160 mm	46	-----
Acero 2"	58	65
Acero 3"	67	81
Acero 4"	79	96
Acero 6"	97	123
Acero 8"	118	153

Fuente: OSINERG N° 240-2006-OS/CD

(*) Presiones menores a 20 bar

CAPÍTULO V EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LAS ALTERNATIVAS

5.1 Viabilidad Normativa

Con los datos base de los equipos previamente seleccionados y considerando los porcentajes que representa el calor de recuperación de los gases de escape, respecto a la energía que consumen los grupos generadores (calor del combustible) y asumiendo la eficiencia que se recomienda para las calderas de recuperación de calor (85%), se ha obtenido el calor útil que se puede recuperar y junto con este, la energía eléctrica autogenerada.

Usando la información referente al calor útil que se desprende del sistema y la energía eléctrica autogenerada se pueden determinar los valores de la "REE" y "C", estos se compararán luego con los valores mínimos que exige el Reglamento de Cogeneración para que se considere a la planta como "central de cogeneración calificada" (ver Fig. N° 5.1).

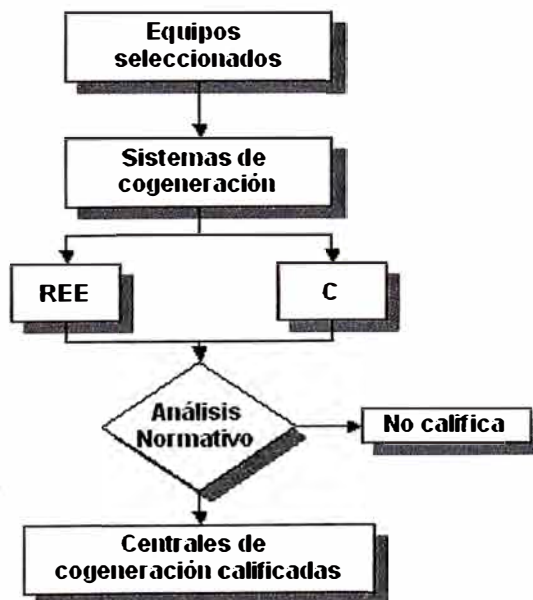


Fig N° 5.1 Organigrama de Calificación

Como premisa base, se ha considerado que el nivel de tensión de conexión al sistema corresponde al rango 1kV – 33 kV; de esta manera, para los sistemas basados en motores el requisito es cumplir con una REE mínima de 0,55 y C igual a 0,60; mientras

que para sistemas conformados por turbinas a gas se deberá cumplir con una REE mínima de 0,55 y una C de 0,40.

Según el caso de estudio, la tabla N° 5.1, muestra las alternativas que salieron factibles luego de aplicar los criterios expuestos.

Tabla N° 5.1 Sistemas acreditados como centrales de cogeneración calificadas

Nombre comercial	Potencia unitaria (MW)	Unidades	Eficiencia Eléctrica (%)	Energía térmica recuperada (MW.h)	EE Autogenerada (MW.h)	Consumo de gas natural (m ³ /año)	C=EV	REE	Vapor generado (t/h)
Sistemas calificados con Motores recíprocos a gas									
Wartsila 9L34SG	3,76	4	44,6	70 269	131 680	28 526 740	1,87	0,61	12,0
Wartsila 18V32DF	5,82	3	44,6	81 605	152 923	33 128 746	1,87	0,61	13,9
Caterpillar G16CM34	6,00	3	43,4	86 470	157 680	35 103 710	1,82	0,59	14,7
Wartsila 16V32SG	6,74	2	46,4	60 542	118 032	24 578 128	1,95	0,63	10,3
Wartsila 16V32SG	6,74	3	46,4	90 814	177 048	36 867 192	1,95	0,63	15,5
Sistemas calificados con Turbinas a Gas									
Solar Saturn 20	1,21	3	24,3	78 640	31 799	12 643 595	0,40	0,73	13,4
Vericor VPS3	3,09	2	26,9	116 586	54 067	19 448 681	0,46	0,75	19,9
Vericor VPS4	3,45	1	28,3	60 472	30 231	10 310 236	0,50	0,76	10,3
Vericor VPS4	3,45	2	28,3	120 943	60 462	20 620 473	0,50	0,76	20,6
Solar Centaur 40	3,52	1	27,9	63 010	30 791	10 670 943	0,49	0,76	10,7
Solar Centaur 40	3,52	2	27,9	126 019	61 583	21 341 886	0,49	0,76	21,5
Centrax KN5	4,50	1	30,9	69 431	39 376	12 312 364	0,57	0,78	11,8
Centrax KN5	4,50	2	30,9	138 862	78 752	24 624 728	0,57	0,78	23,6
Solar Centaur 50	4,60	1	29,3	76 803	40 296	13 288 025	0,52	0,77	13,1
Solar Centaur 50	4,60	2	29,3	153 606	80 592	26 576 051	0,52	0,77	26,2
Siemens AG SGT-100	5,30	1	30,5	83 456	46 428	14 707 751	0,56	0,78	14,2
Siemens AG SGT-100	5,30	2	30,5	166 912	92 856	29 415 502	0,56	0,78	28,4
GPB 60/70DLE	5,27	1	28,9	89 665	46 121	15 419 517	0,51	0,77	15,3
GPB 60/70DLE	5,27	2	28,9	179 331	92 243	30 839 034	0,51	0,77	30,5
Centrax KB7	5,33	1	32,1	77 825	46 726	14 064 303	0,60	0,79	13,3
Centrax KB7	5,33	2	32,1	155 651	93 452	28 128 606	0,60	0,79	26,5
GE5	5,50	1	30,7	85 775	48 180	15 163 329	0,56	0,78	14,6
GE5	5,50	2	30,7	171 549	96 360	30 326 658	0,56	0,78	29,2
Solar Taurus 60	5,50	1	30,4	87 025	48 180	15 312 967	0,55	0,78	14,8
Solar Taurus 60	5,50	2	30,4	174 050	96 360	30 625 934	0,55	0,78	29,6
Centrax KN7	5,77	1	32,1	84 143	50 519	15 206 006	0,60	0,79	14,3
Centrax KN7	5,77	2	32,1	168 286	101 038	30 412 012	0,60	0,79	28,7
Kawasaki GPB 30DLE	5,79	1	29,7	94 707	50 677	16 486 070	0,54	0,77	16,1
Kawasaki GPB 30DLE	5,79	2	29,7	189 414	101 353	32 972 141	0,54	0,77	32,3
Centrax KH	6,34	1	39,9	65 222	55 565	13 455 259	0,85	0,83	11,1
Centrax KH	6,34	2	39,9	130 445	111 129	26 910 518	0,85	0,83	22,2
Kawasaki GPB 70D	6,53	1	29,8	106 382	57 203	18 546 722	0,54	0,78	18,1

Nombre comercial	Potencia unitaria (MW)	Unidades	Eficiencia Eléctrica (%)	Energía térmica recuperada (MW.h)	EE Autogenerada (MW.h)	Consumo de gas natural (m ³ /año)	C=EV	REE	Vapor generado (t/h)
Kawasaki GPB 70D	6,53	2	29,8	212 764	114 406	37 093 443	0,54	0,78	36,2
Siemens SGT-200	6,80	1	31,5	102 069	59 568	18 271 264	0,58	0,79	17,4
Siemens SGT-200	6,80	2	31,5	204 139	119 136	36 542 528	0,58	0,79	34,8
Solar Taurus 70	7,52	1	33,8	101 385	65 875	18 830 913	0,65	0,80	17,3
Solar Taurus 70	7,52	2	33,8	202 771	131 750	37 661 826	0,65	0,80	34,5
Siemens SGT - 300	7,90	1	31,1	120 862	69 204	21 499 925	0,57	0,78	20,6
Siemens SGT - 300	7,90	2	31,1	241 724	138 408	42 999 850	0,57	0,78	41,2
Solar Mars 90	9,45	1	31,9	139 448	82 782	25 104 772	0,59	0,79	23,7
Solar Mars 90	9,45	2	31,9	278 897	165 564	50 209 543	0,59	0,79	47,5
PGT10	10,22	1	31,4	154 135	89 527	27 548 090	0,58	0,79	26,2
Solar Mars 100	10,69	1	32,5	153 073	93 644	27 839 702	0,61	0,79	26,1

5.2 Análisis energético

Luego del análisis normativo, se procedió a ejecutar un análisis energético, cuyo objetivo es determinar la capacidad anual de producción de energía térmica y eléctrica de los sistemas que pre-calificaron. En este análisis se han contemplado aspectos como las horas de operación anuales, horas de parada por mantenimiento, energía anual aportada por las calderas y los cargos aplicables al consumo de energía eléctrica y combustibles, además según el caso, se contempló la venta de excedentes a la red con las tarifas correspondientes que se le aplican.

Los periodos de retorno de inversión toman en cuenta no solo el ahorro económico anual que viene como consecuencia de la satisfacción de la demanda con un sistema eficiente, sino también del ingreso económico por la venta de excedentes a la red. Para la elección de las alternativas con mejores indicadores, se han tomado los siguientes criterios:

- Alternativas con periodos de retorno de inversión cortos.
- Alternativas compuestas por un número de unidades menor a 4.
- Alternativas con mejor índice de rendimiento eléctrico efectivo (REE).
- Alternativa con mejor índice de relación entre energía eléctrica y calor útil aprovechado por el sistema (C).
- Alternativa con menor espacio de instalación.
- Alternativa con menor costo de generación.

Para el caso de estudio; los resultados del análisis realizado se muestran en la Tabla N° 5.2.en ella se indica las tres mejores alternativas, a la vez nos brinda información a

detalle de parámetros energéticos esto nos ayudara con la elección correcta, tomando en cuenta los limitantes del proyecto indicados anteriormente.

Tabla N° 5.2 Alternativas con mejores indicadores de factibilidad

Datos Generales	Unidad	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Tecnología	----	TG	TG	TG
Nombre comercial	----	Centrax KH	Centrax KN7	Centrax KH
Potencia de cada unidad de generación	MW	6,34	5,77	6,34
Eficiencia del equipo generador	%	39,9%	32,1%	39,9%
Número de unidades que conforman el sistema	#	1	1	2
Capacidad instalada	MW	6,34	5,77	12,69
Energía aportada por el combustible	MW.h/año	133 124	150 445	266 247
Energía eléctrica autogenerada	MW.h/año	53 116	48 293	106 233
Energía térmica recuperada	MW.h/año	62 348	80 435	124 697
Energía eléctrica Planta Principal (consumo anual)	MW.h/año	18 152	18 152	18 152
Energía eléctrica Planta Hilandería (consumo anual)	MW.h/año	12 196	12 196	12 196
Energía eléctrica de la red Planta Principal	MW.h/año	800	800	800
Energía eléctrica de la red Planta Hilandería	MW.h/año	537	537	537
Energía excedente a comercializar	MW.h/año	24 106	19 282	77 222
Venta de energía a la red	US\$/año	1 023 425	805 577	3 422 400
Energía aportada por las calderas	MW.h/año	5 372	3 307	3 223
Producción de vapor sin postcombustión	Tn/h	10,6	13,7	21,2
Inversión	US\$	5 751 915	5 233 515	11 460 615
Periodo de Retorno de Simple de Inversión*	Años	4,19	5,07	6,00
Costo de Generación*	US\$/MW.h	17,26	21,52	26,16
Rendimiento Eléctrico Equivalente	#	0,83	0,79	0,83
Eficiencia de Cogeneración	%	86,7%	85,6%	86,7%
Relación entre energía eléctrica y calor útil (C)	#	0,85	0,60	0,85
Espacio requerido para instalación	---	Bajo	Bajo	Medio

(*) Los detalles de cálculo se encuentran en el Anexo B.

5.3 Balance energético

Para el balance energético, se tiene como situación de referencia los datos de la demanda térmica (vapor) y demanda eléctrica de las plantas (Principal e Hilandería); luego se ha realizado un balance de energía para cada alternativa de cogeneración, pero esta vez, tomando en cuenta sus características operativas, como su programa de mantenimiento, horas de parada anuales, así como la demanda proyectada anualmente e inflación anual.

Los balances de energía involucran las demandas de energía térmica, eléctrica y el consumo de combustible de la situación de referencia y la que considera la alternativa de

cogeneración.

La Tabla N° 5.3, muestra los balances de energía para el primer año de operación de la alternativa 1 compuesta por 1 Turbina a Gas Centrax KH de 6,34 MW, la información completa de la operación anual a lo largo del periodo de análisis de 20 años, se muestra a detalle en el Anexo C.

Tabla N° 5.3 Balance de Energía para la Alternativa 1

Año N° 1	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MW.h/año	MW.h/año
Autogeneración	0	53 116
Energía de la Red	30 854	1 360
Total disponible	38 289	53 116
Consumo de planta Principal	18 430	17 618
Consumo de planta Hilandería	12 423	11 876
Exceso para venta	0	23 622
ENERGÍA TÉRMICA	MW.h/año	MW.h/año
Demanda de planta principal	59 860	59 860
Calderas existentes	59 860	4 458
Caldera de recuperación	0	55 402
COMBUSTIBLES	MW.h/año	MW.h/año
Equipo de cogeneración	0	133 124
Calderas existentes	73 000	5 436

La Tabla N° 5.4, muestra los balances de energía para el primer año de operación de la alternativa 2 compuesta por 1 Turbina a Gas Centrax KN7 de 5,77 MW, la información completa de la operación anual a lo largo del periodo de análisis de 20 años, se muestra a detalle en el Anexo D.

Tabla N° 5.4 Balance de Energía para la Alternativa 2

Año N° 1	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MW.h/año	MW.h/año
Autogeneración	0	48 293
Energía de la Red	30 854	1 360
Total disponible	38 289	48 293
Consumo de planta Principal	18 430	17 618
Consumo de planta Hilandería	12 423	11 876
Exceso para venta	0	18 799
ENERGÍA TÉRMICA	MW.h/año	MW.h/año
Demanda de planta principal	59 860	59 860
Calderas existentes	59 860	2 744
Caldera de recuperación	0	57 116
COMBUSTIBLES	MW.h/año	MW.h/año
Equipo de cogeneración	0	150 445
Calderas existentes	73 000	3 346

La Tabla N° 5.5, muestra los balances de energía para el primer año de operación de la alternativa 3 compuesta por 2 Turbinas a Gas Centrax KH de 6,34 MW, la información completa de la operación anual a lo largo del periodo de análisis de 20 años, se muestra a detalle en el Anexo E.

Tabla N° 5.5 Balance de Energía para la Alternativa 3

Año N° 1	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MW.h/año	MW.h/año
Autogeneración	0	106 233
Energía de la Red	30 854	1 360
Total disponible	38 289	106 233
Consumo de planta Principal	18 430	17 618
Consumo de planta Hilandería	12 423	11 876
Exceso para venta	0	76 738
ENERGÍA TÉRMICA	MW.h/año	MW.h/año
Demanda de planta principal	59 860	59 860
Calderas existentes	59 860	2 674
Caldera de recuperación	0	57 185
COMBUSTIBLES	MW.h/año	MW.h/año
Equipo de cogeneración	0	266 247
Calderas existentes	73 000	3 261

CAPÍTULO VI EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS

6.1 Balances económicos

Para elaborar el balance económico en primer lugar se obtuvieron los costos del sistema de referencia (importación de energía eléctrica y compra de gas natural para la generación de vapor); luego se obtuvieron los costos de cada alternativa (por importación de energía eléctrica, por compra de gas natural para la cogeneración y costos de operación y mantenimiento). Para el caso de las demandas de referencia, se ha aplicado al consumo de gas natural la Tarifa D, equivalente a 0,1514 US\$/./m³ y una tarifa eléctrica igual a 48,67 US\$/./MW.h.

Con la finalidad de determinar los volúmenes de importación y exportación de energía eléctrica, se ha incluido un análisis previo de la operación de la planta de cogeneración, considerando los tiempos requeridos para el mantenimiento de las unidades que supone la parada de las mismas.

En los balances económicos se muestran los costos de mantenimiento, de combustibles y de energía eléctrica, para cada año de operación; considerando que la operación de la planta se hará con el mismo personal, previamente capacitado.

Estos balances se hacen comparando la situación de referencia con cada una de las alternativas, de los que resultan los ahorros correspondientes, con los cuales se han determinado los flujos de caja que se muestran posteriormente.

Los precios de Energía y Potencia por la venta de excedentes se tomarán en similitud con los precios a nivel de generación normados por OSINERGMIN, dichos precios se muestran en la Tabla N° 6.1.

Tabla N° 6.1 Tarifas a Nivel de Generación

Subestación base Lima	Monto	Unidades
Nivel de Tensión	220	kV
Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación	4,64	US\$/kW - mes
Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta	43,72	US\$/MW.h
Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta	33,76	US\$/MW.h
Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión	1,88	US\$/kW - mes
Cargo de Peaje secundario por transmisión equivalente en energía	0,03	US\$/kW - mes

(*) Fuente: OSINERMIN - Tarifas en Barra Actualizadas en Sub Estaciones de Base, 04 de Dic. 2008

Para la canalización de la energía hacia la planta de Hilandería, se ha tomado en cuenta el pago por uso del Sistema de Distribución de EDELNOR, monto que en promedio asciende a US\$ 11 559 por mes.

La Tabla N° 6.2, muestra los balances económicos para el primer año de operación de la alternativa 1 compuesta por 1 Turbina a Gas Centrax KH de 6,34 MW, la información completa de la operación anual a lo largo del periodo de análisis de 20 años, se muestra a detalle en el Anexo F.

Tabla N° 6.2 Balance Económico para la Alternativa 1

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	1		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-186
Mantenimiento de recuperador de calor(HRSG)	US\$/año	0	-5 552
Mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-433 429
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-439 166
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 088 925	-81 092
Equipo generador	US\$/año	0	-1 497 797
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 088 925	-1 578 889
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 530 207	-13 203
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 043 893
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-141 485
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 530 207	889 205
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1 530 207	889 205
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1 088 925	-1 578 889
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-439 166
COSTO TOTAL	US\$/año	-2 619 132	-1 128 850
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1 490 281
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	28,20
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	8,27
Costo variable total	US\$/MW.h	---	36,47
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	43,30
Precio medio de compra	US\$/MW.h	49,60	49,60
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	18,96

La Tabla N° 6.3, muestra los balances económicos para el primer año de operación de la alternativa 2 compuesta por 1 Turbina a Gas Centrax KN7 de 5,77 MW, la información completa de la operación anual a lo largo del periodo de análisis de 20 años, se muestra a detalle en el Anexo G.

Tabla N° 6.3 Balance Económico para la Alternativa 2

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	1		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-186
Mantenimiento de recuperador de calor(HRSG)	US\$/año	0	-5 552
Mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-394 070
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-399 807
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 088 925	-49 915
Equipo generador	US\$/año	0	-1 692 685
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 088 925	-1 742 599
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 530 207	-13 203
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	821 689
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-141 485
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 530 207	667 000
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1 530 207	667 000
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1 088 925	-1 742 599
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-399 807
COSTO TOTAL	US\$/año	-2 619 132	-1 475 407
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1 143 725
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	35,05
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	8,28
Costo variable total	US\$/MW.h	---	43,33
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	42,61
Precio medio de compra	US\$/MW.h	49,60	49,60
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	18,48

La Tabla N° 6.4, muestra los balances económicos para el primer año de operación de la alternativa 3 compuesta por 2 Turbinas a Gas Centrax KH de 6,34 MW, la información

completa de la operación anual a lo largo del periodo de análisis de 20 años, se muestra a detalle en el Anexo H.

Tabla N° 6.4 Balance Económico para la Alternativa 3

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	1		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-186
Mantenimiento de recuperador de calor(HRSG)	US\$/año	0	-5 552
Mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-866 858
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-872 595
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 088 925	-48 649
Equipo generador	US\$/año	0	-2 995 594
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 088 925	-3 044 243
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 530 207	-13 203
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	3 490 848
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-141 485
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 530 207	3 336 159
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1 530 207	3 336 159
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1 088 925	-3 044 243
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-872 595
COSTO TOTAL	US\$/año	-2 619 132	-580 679
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2 038 453
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	28,20
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	8,21
Costo variable total	US\$/MW.h	---	36,41
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	45,21
Precio medio de compra	US\$/MW.h	49,60	49,60
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	18,90

6.2 Flujos de caja

De los balances económicos anuales para cada alternativa, se procede a elaborar los respectivos flujos de caja, cuyos resultados se muestran en las Tablas N° 6.5, N° 6.6 y N° 6.7.

Tabla N° 6.5 Flujo de caja para la “Alternativa 1” compuesta por 1 Turbina a Gas Centrax KH de 6.34 MW

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SITUACIÓN ACTUAL										
Combustible	-1 088 925	-1 123 874	-1 159 785	-1 196 683	-1 234 593	-1 273 541	-1 313 553	-1 354 656	-1 396 878	-1 440 247
Compra de E. Eléctrica	-1 530 207	-1 586 405	-1 644 238	-1 703 751	-1 764 986	-1 827 989	-1 892 806	-1 959 485	-2 028 074	-2 098 622
COSTO ACTUAL	-2 619 132	-2 710 278	-2 804 023	-2 900 434	-2 999 579	-3 101 530	-3 206 359	-3 314 141	-3 424 952	-3 538 869
PLANTA DE COGENERACIÓN										
Compra de E. Eléctrica	-13 203	-13 582	-13 970	-14 368	-14 777	-15 196	-15 626	-16 067	-16 520	-16 984
Venta de E. Eléctrica	1 043 893	1 064 771	1 086 067	1 107 788	1 129 944	1 152 543	1 175 594	1 199 105	1 223 088	1 247 549
Peaje por conexión a red de distribución	-141 485	-144 315	-147 201	-150 145	-153 148	-156 211	-159 335	-162 522	-165 773	-169 088
Combustible	-1 578 889	-1 611 447	-1 644 677	-1 678 591	-1 713 203	-1 748 529	-1 784 583	-1 821 379	-1 858 933	-1 897 261
Mantenimiento	-439 166	-447 950	-456 909	-466 047	-475 368	-484 875	-494 573	-504 464	-514 553	-524 844
EXPLOTACIÓN TOTAL	-1 128 850	-1 152 522	-1 176 690	-1 201 363	-1 226 552	-1 252 269	-1 278 523	-1 305 327	-1 332 691	-1 360 628
FLUJO DE FONDOS BRUTO	1 490 281	1 557 756	1 627 333	1 699 071	1 773 027	1 849 262	1 927 836	2 008 815	2 092 261	2 178 241
PAGO DEUDA	-1 595 637	-1 595 637	-1 595 637	-1 595 637	-1 595 637	0	0	0	0	0
FLUJO DE FONDOS NETO	-105 356	-37 881	31 696	103 434	177 390	1 849 262	1 927 836	2 008 815	2 092 261	2 178 241

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
SITUACIÓN ACTUAL										
Combustible	-1 484 792	-1 530 542	-1 577 529	-1 625 783	-1 675 336	-1 726 220	-1 778 470	-1 832 120	-1 887 204	-1 943 759
Compra de E. Eléctrica	-2 171 181	-2 245 803	-2 322 542	-2 401 452	-2 482 589	-2 566 011	-2 651 777	-2 739 947	-2 830 583	-2 923 749
COSTO ACTUAL	-3 655 973	-3 776 346	-3 900 071	-4 027 234	-4 157 924	-4 292 231	-4 430 247	-4 572 067	-4 717 787	-4 867 507
PLANTA DE COGENERACIÓN										
Compra de E. Eléctrica	-17 460	-17 949	-18 450	-18 964	-19 491	-20 031	-20 586	-21 154	-21 737	-22 335
Venta de E. Eléctrica	1 272 500	1 297 950	1 323 909	1 350 387	1 377 395	1 404 943	1 433 042	1 461 703	1 490 937	1 520 756
Peaje por conexión a red de distribución	-172 470	-175 919	-179 438	-183 026	-186 687	-190 421	-194 229	-198 114	-202 076	-206 117
Combustible	-1 936 378	-1 976 301	-2 017 047	-2 058 632	-2 101 073	-2 144 389	-2 188 596	-2 233 715	-2 279 762	-2 326 758
Mantenimiento	-535 341	-546 048	-556 969	-568 109	-579 471	-591 060	-602 881	-614 939	-627 238	-639 782
EXPLOTACIÓN TOTAL	-1 389 149	-1 418 267	-1 447 994	-1 478 343	-1 509 326	-1 540 958	-1 573 250	-1 606 219	-1 639 876	-1 674 238
FLUJO DE FONDOS BRUTO	2 266 824	2 358 078	2 452 077	2 548 892	2 648 598	2 751 274	2 856 997	2 965 848	3 077 911	3 193 269
PAGO DEUDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE FONDOS NETO	2 266 824	2 358 078	2 452 077	2 548 892	2 648 598	2 751 274	2 856 997	2 965 848	3 077 911	3 193 269

DATOS BÁSICOS		
Inversión	(US\$)	5 751 915
Interés	(% / año)	12%
Inflación	(% / año)	2%
Horizonte de inversión	(años)	20
Pago deuda	(US\$)	1 595 637

INDICADORES ECONÓMICOS (Valor presente)		
Beneficio del proyecto	(US\$)	14 655 990
Inversión	(US\$)	5 751 915
Periodo de Retorno	(Años)	4,94
V.A.N.	(US\$)	8 904 075
T.I.R.	(%)	29,9%

Tabla N° 6.6 Flujo de caja para la “Alternativa 2” compuesta por 1 Turbina a Gas Centrax KN7 de 5.77 MW.

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SITUACIÓN ACTUAL										
Combustible	-1 088 925	-1 123 874	-1 159 785	-1 196 683	-1 234 593	-1 273 541	-1 313 553	-1 354 656	-1 396 878	-1 440 247
Compra de E. Eléctrica	-1 530 207	-1 586 405	-1 644 238	-1 703 751	-1 764 986	-1 827 989	-1 892 806	-1 959 485	-2 028 074	-2 098 622
COSTO ACTUAL	-2 619 132	-2 710 278	-2 804 023	-2 900 434	-2 999 579	-3 101 530	-3 206 359	-3 314 141	-3 424 952	-3 538 869
PLANTA DE COGENERACIÓN										
Compra de E. Eléctrica	-13 203	-13 582	-13 970	-14 368	-14 777	-15 196	-15 626	-16 067	-16 520	-16 984
Venta de E. Eléctrica	821 689	838 122	854 885	871 982	889 422	907 211	925 355	943 862	962 739	981 994
Peaje por conexión a red de distribución	-141 485	-144 315	-147 201	-150 145	-153 148	-156 211	-159 335	-162 522	-165 773	-169 088
Combustible	-1 742 599	-1 778 055	-1 814 232	-1 851 145	-1 888 808	-1 927 238	-1 966 449	-2 006 458	-2 047 281	-2 088 933
Mantenimiento	-399 807	-407 803	-415 959	-424 279	-432 764	-441 420	-450 248	-459 253	-468 438	-477 807
EXPLOTACIÓN TOTAL	-1 475 407	-1 505 633	-1 536 478	-1 567 954	-1 600 075	-1 632 854	-1 666 304	-1 700 438	-1 735 272	-1 770 818
FLUJO DE FONDOS BRUTO	1 143 725	1 204 646	1 267 546	1 332 480	1 399 504	1 468 676	1 540 056	1 613 703	1 689 680	1 768 051
PAGO DEUDA	-1 272 926	-1 272 926	-1 272 926	-1 272 926	-1 272 926	-1 272 926	0	0	0	0
FLUJO DE FONDOS NETO	-129 201	-68 280	-5 380	59 554	126 578	195 750	1 540 056	1 613 703	1 689 680	1 768 051

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
SITUACIÓN ACTUAL										
Combustible	-1 484 792	-1 530 542	-1 577 529	-1 625 783	-1 675 336	-1 726 220	-1 778 470	-1 832 120	-1 887 204	-1 943 759
Compra de E. Eléctrica	-2 171 181	-2 245 803	-2 322 542	-2 401 452	-2 482 589	-2 566 011	-2 651 777	-2 739 947	-2 830 583	-2 923 749
COSTO ACTUAL	-3 655 973	-3 776 346	-3 900 071	-4 027 234	-4 157 924	-4 292 231	-4 430 247	-4 572 067	-4 717 787	-4 867 507
PLANTA DE COGENERACIÓN										
Compra de E. Eléctrica	-17 460	-17 949	-18 450	-18 964	-19 491	-20 031	-20 586	-21 154	-21 737	-22 335
Venta de E. Eléctrica	1 001 634	1 021 666	1 042 100	1 062 942	1 084 201	1 105 885	1 128 002	1 150 562	1 173 574	1 197 045
Peaje por conexión a red de distribución	-172 470	-175 919	-179 438	-183 026	-186 687	-190 421	-194 229	-198 114	-202 076	-206 117
Combustible	-2 131 434	-2 174 798	-2 219 045	-2 264 191	-2 310 256	-2 357 258	-2 405 216	-2 454 149	-2 504 077	-2 555 021
Mantenimiento	-487 363	-497 110	-507 052	-517 193	-527 537	-538 088	-548 850	-559 827	-571 023	-582 444
EXPLOTACIÓN TOTAL	-1 807 093	-1 844 110	-1 881 885	-1 920 433	-1 959 770	-1 999 913	-2 040 878	-2 082 681	-2 125 340	-2 168 872
FLUJO DE FONDOS BRUTO	1 848 880	1 932 236	2 018 186	2 106 801	2 198 154	2 292 318	2 389 369	2 489 386	2 592 447	2 698 635
PAGO DEUDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE FONDOS NETO	1 848 880	1 932 236	2 018 186	2 106 801	2 198 154	2 292 318	2 389 369	2 489 386	2 592 447	2 698 635

DATOS BÁSICOS		
Inversión	(US\$)	5 233 518
Interés	(% / año)	12%
Inflación	(% / año)	2%
Horizonte de inversión	(años)	20
Pago deuda	(US\$)	1 272 926

INDICADORES ECONÓMICOS (Valor presente)		
Beneficio del proyecto	(US\$)	11 744 786
Inversión	(US\$)	5 233 518
Periodo de Retorno	(Años)	5,95
V.A.N.	(US\$)	6 511 268
T.I.R.	(%)	26,3%

Tabla N° 6.7 Flujo de caja para la “Alternativa 3” compuesta por 2 Turbina a Gas Centrax KH de 6.34 MW.

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SITUACIÓN ACTUAL										
Combustible	-1 088 925	-1 123 874	-1 159 785	-1 196 683	-1 234 593	-1 273 541	-1 313 553	-1 354 656	-1 396 878	-1 440 247
Compra de E. Eléctrica	-1 530 207	-1 586 405	-1 644 238	-1 703 751	-1 764 986	-1 827 989	-1 892 806	-1 959 485	-2 028 074	-2 098 622
COSTO ACTUAL	-2 619 132	-2 710 278	-2 804 023	-2 900 434	-2 999 579	-3 101 530	-3 206 359	-3 314 141	-3 424 952	-3 538 869
PLANTA DE COGENERACIÓN										
Compra de E. Eléctrica	-13 203	-13 582	-13 970	-14 368	-14 777	-15 196	-15 626	-16 067	-16 520	-16 984
Venta de E. Eléctrica	3 490 848	3 560 665	3 631 878	3 704 515	3 778 606	3 854 178	3 931 261	4 009 887	4 090 084	4 171 886
Peaje por conexión a red de distribución	-141 485	-144 315	-147 201	-150 145	-153 148	-156 211	-159 335	-162 522	-165 773	-169 088
Combustible	-3 044 243	-3 105 716	-3 168 430	-3 232 411	-3 297 684	-3 364 274	-3 432 209	-3 501 516	-3 572 222	-3 644 356
Mantenimiento	-872 595	-890 047	-907 848	-926 005	-944 525	-963 416	-982 684	-1 002 338	-1 022 384	-1 042 832
EXPLOTACIÓN TOTAL	-580 679	-592 995	-605 572	-618 414	-631 528	-644 919	-658 593	-672 556	-686 815	-701 374
FLUJO DE FONDOS BRUTO	2 038 453	2 117 284	2 198 452	2 282 020	2 368 051	2 456 611	2 547 766	2 641 585	2 738 137	2 837 495
PAGO DEUDA	-2 150 916	-2 150 916	-2 150 916	-2 150 916	-2 150 916	-2 150 916	-2 150 916	-2 150 916	-2 150 916	0
FLUJO DE FONDOS NETO	-112 463	-33 633	47 536	131 104	217 135	305 695	396 850	490 669	587 221	2 837 495

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
SITUACIÓN ACTUAL										
Combustible	-1 484 792	-1 530 542	-1 577 529	-1 625 783	-1 675 336	-1 726 220	-1 778 470	-1 832 120	-1 887 204	-1 943 759
Compra de E. Eléctrica	-2 171 181	-2 245 803	-2 322 542	-2 401 452	-2 482 589	-2 566 011	-2 651 777	-2 739 947	-2 830 583	-2 923 749
COSTO ACTUAL	-3 655 973	-3 776 346	-3 900 071	-4 027 234	-4 157 924	-4 292 231	-4 430 247	-4 572 067	-4 717 787	-4 867 507
PLANTA DE COGENERACIÓN										
Compra de E. Eléctrica	-17 460	-17 949	-18 450	-18 964	-19 491	-20 031	-20 586	-21 154	-21 737	-22 335
Venta de E. Eléctrica	4 255 324	4 340 430	4 427 239	4 515 784	4 606 099	4 698 221	4 792 186	4 888 030	4 985 790	5 085 506
Peaje por conexión a red de distribución	-172 470	-175 919	-179 438	-183 026	-186 687	-190 421	-194 229	-198 114	-202 076	-206 117
Combustible	-3 717 947	-3 793 023	-3 869 615	-3 947 753	-4 027 470	-4 108 795	-4 191 763	-4 276 406	-4 362 758	-4 450 854
Mantenimiento	-1 063 689	-1 084 963	-1 106 662	-1 128 795	-1 151 371	-1 174 398	-1 197 886	-1 221 844	-1 246 281	-1 271 206
EXPLOTACIÓN TOTAL	-716 242	-731 423	-746 925	-762 755	-778 919	-795 424	-812 278	-829 489	-847 062	-865 007
FLUJO DE FONDOS BRUTO	2 939 731	3 044 923	3 153 146	3 264 480	3 379 006	3 496 807	3 617 969	3 742 578	3 870 725	4 002 500
PAGO DEUDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE FONDOS NETO	2 939 731	3 044 923	3 153 146	3 264 480	3 379 006	3 496 807	3 617 969	3 742 578	3 870 725	4 002 500

DATOS BÁSICOS		
Inversión	(US\$)	11 460 618
Interés	(% / año)	12%
Inflación	(% / año)	2%
Horizonte de inversión	(años)	20
Pago deuda	(US\$)	2 150 916

INDICADORES ECONÓMICOS (Valor presente)		
Beneficio del proyecto	(US\$)	19 314 628
Inversión	(US\$)	11 460 618
Periodo de Retorno	(Años)	8,13
V.A.N.	(US\$)	7 854 010
T.I.R.	(%)	20,7%

CAPÍTULO VII SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA ÓPTIMA

7.1 Introducción

Como se ha podido observar en los análisis realizados anteriormente, se obtuvieron 3 alternativas que salieron aplicables según los requerimientos actuales de energía y normativos. Dichas alternativas son:

Alternativa 1: 01 Turbina a Gas Centrax KH de 6,34 MW.

Alternativa 2: 01 Turbina a Gas Centrax KN7 de 5,77 MW.

Alternativa 3: 02 Turbinas a Gas Centrax KH de 6,34 MW.

En el presente capítulo se realizará una comparación de las alternativas seleccionadas, y luego se determinará la alternativa más recomendable a usar para cubrir las demandas energéticas de las plantas de la Compañía textil en estudio, esto en base a un análisis técnico y económico.

7.2 Comparación técnica de alternativas

La Tabla N° 7.1 hace una comparación técnica de las tres mejores alternativas.

Tabla N° 7.1 Comparación técnica de alternativas

Parámetro	Unidad	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Producción de energía térmica*	MW.h/año	55 402	57 116	57 185
Producción de energía eléctrica*	MW.h/año	53 116	48 293	106 233
Número de unidades	#	1	1	2
Rendimiento Eléctrico Equivalente	#	0,83	0,79	0,83
Relación energía eléctrica /calor útil	#	0,85	0,60	0,85
Consumo de combustible*	MW.h/año	133 124	150 445	266 247
Energía eléctrica exportada*	MW.h/año	26 622	18 799	76 738
Tiempo de arranque	---	5 – 10 min	5 – 10 min	5 – 10 min
Espacio requerido para instalación	---	Bajo	Bajo	Medio

(*) Parámetros en base al primer año de operación 2008.

Podemos observar que la alternativa que presenta mejores resultados de los parámetros técnicos es la alternativa compuesta por una turbina a gas (Alternativa 1: 01 Turbina Centrax KH de 6,34 MW), ya que tiene un mayor rendimiento eléctrico equivalente, un menor consumo de combustible, menor tiempo de arranque y menor espacio requerido para su instalación, no se Eligió la alternativa compuesta por dos unidades semejantes a la seleccionada debido al espacio libre disponible para la instalación.

7.3 Comparación económica de alternativas

De los análisis anteriormente realizados se desprenden los principales indicadores económicos que son comparados en la Tabla N° 7.2.

Tabla N° 7.2 Comparación económica de alternativas

Parámetro	Unidad	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Inversión requerida	US\$	5 751 915	5 233 518	11 460 618
VAN	US\$	8 904 075	6 511 268	7 854 010
TIR	%	29,9%	26,3%	20,7%
Beneficio del Proyecto*	US\$	14 655 990	11 744 786	19 314 628
Periodo de recuperación	Años	4,94	5,95	8,13

(*) Se ha tomado en cuenta además los beneficios por la venta de energía (de todo el periodo de análisis llevados al valor presente).

Del cuadro anterior se desprende que la mejor alternativa dada la menor inversión, el bajo periodo de retorno de inversión y los buenos indicadores económicos, vendría a ser la compuesta por una turbina a gas Centrax KH de 6,34 MW (Alternativa 1).

7.4 Análisis de sensibilidad económica

En las Tablas N° 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6, se muestra la influencia de los diversos parámetros analizados para los diferentes porcentajes de variación de los mismos, evaluados para la alternativa seleccionada.

El análisis de sensibilidad que se ha efectuado tiene como base las variaciones de los costos del combustible consumido (gas natural), de la energía eléctrica importada, la energía eléctrica exportada e inversión estimada.

7.4.1 Sensibilidad por la variación del precio del gas

Se puede apreciar que la influencia del precio del gas es relativamente sensible (ver Tabla N° 7.3); sin embargo para el caso más desfavorable el periodo de retorno simple se incrementa ligeramente de 4,94 años a 5,30 años y la TIR disminuye de 29,9% a 28,4%.

Tabla N° 7.3: Influencia de la variación del precio del gas natural

Alternativa 1 Centrax KH 6.34 MW	Base	Influencia del incremento del precio del gas			
		-5%	5%	10%	20%
Inversión (US\$)	5 751 915	5 751 915	5 751 915	5 751 915	5 751 915
V.A.N. (US\$)	8 904 075	9 078 169	8 729 981	8 555 887	8 207 700
T.I.R. (% / año)	29,9%	30,3%	29,6%	29,2%	28,4%
Beneficio del proyecto (US\$)	14 655 990	14 830 084	14 481 897	14 307 803	13 959 615
Retorno Simple (años)	4,94	4,85	5,02	5,11	5,30

7.4.2 Sensibilidad por la variación del precio de la energía eléctrica importada.

En este caso se puede apreciar que la influencia del precio de la energía eléctrica importada influye en gran manera en los indicadores económicos, sin embargo, su incidencia es positiva; tal es así que con un 20% de incremento del costo de la energía eléctrica la TIR aumenta desde 29,9% hasta 33,4% y el periodo de retorno simple se reduce desde 4,94 años hasta 4,26 años; haciendo la alternativa más rentable (ver Tabla N° 7.4).

Tabla N° 7.4: Influencia de la variación del precio de la energía Eléctrica importada.

Alternativa 1 Centrax KH 6.34 MW	Base	Influencia del incremento del precio de la E.E. Importada			
		-5%	5%	10%	20%
Inversión (US\$)	5 751 915	5 751 915	5 751 915	5 751 915	5 751 915
V.A.N. (US\$)	8 904 075	8 462 531	9 345 619	9 787 164	10 670 252
T.I.R. (% / año)	29,9%	29,1%	30,8%	31,7%	33,4%
Beneficio del proyecto (US\$)	14 655 990	14 214 446	15 097 535	15 539 079	16 422 168
Retorno Simple (años)	4,94	5,13	4,75	4,58	4,26

7.4.3 Sensibilidad por la variación del precio de la energía eléctrica exportada.

En este caso se puede apreciar una fuerte influencia en los índices económicos, pero su incidencia es positiva ya que al plantearse un 20% de incremento de la energía eléctrica la TIR aumenta desde 29,9% hasta 35,3% y el periodo de retorno simple se reduce desde 4,94 años hasta 3,98 años. También se puede observar que para una caída del 5% del costo de la energía exportada, el proyecto aún es rentable en lo que respecta al tiempo de retorno de la inversión e índices económicos, lo indicado anteriormente se aprecia en la Tabla N° 7.5.

Tabla 7.5: Influencia de la variación del precio de la energía Eléctrica exportada

Alternativa 1 Centrax KH 6.34 MW	Base	Influencia del incremento del precio de la E.E. Exportada			
		-5%	5%	10%	20%
Inversión (US\$)	5 751 915	5 751 915	5 751 915	5 751 915	5 751 915
V.A.N. (US\$)	8 904 075	8 193 123	9 615 027	10 325 979	11 747 884
T.I.R. (% / año)	29,9%	28,6%	31,3%	32,6%	35,3%
Beneficio del proyecto (US\$)	14 655 990	13 945 038	15 366 943	16 077 895	17 499 799
Retorno Simple (años)	4,94	5,24	4,66	4,41	3,98

7.4.4 Sensibilidad por la variación del monto de inversión

Los costos de inversión también manifiestan una fuerte influencia en los índices de rentabilidad; tal es el caso que para un incremento del 20% al 30% en el costo de inversión, la TIR disminuye desde 29,9% hasta 25,4% y 23,6% respectivamente. Sin embargo aún estas condiciones extremas no hacen del proyecto inviable (ver Tabla N° 7.6).

Tabla N° 7.6: Influencia de la variación de la inversión estimada

Alternativa 1 Centrax KH 6.34 MW	Base	Influencia del incremento de la inversión				
		-20%	-10%	10%	20%	30%
Inversión (US\$)	5 751 915	4 601 532	5 176 724	6 327 107	6 902 298	7 477 490
V.A.N. (US\$)	8 904 075	10 054 458	9 479 267	8 328 884	7 753 692	7 178 500
T.I.R. (% / año)	29,9%	36,6%	32,9%	27,5%	25,4%	23,6%
Beneficio del proyecto (US\$)	14 655 990	14 655 990	14 655 990	14 655 990	14 655 990	14 655 990
Retorno Simple (años)	4,94	3,79	4,36	5,51	6,08	6,65

7.5 Alternativa seleccionada

De las consideraciones hechas anteriormente y las comparaciones técnicas y económicas se desprenden las siguientes conclusiones:

- La alternativa que tienen los mejores índices económicos corresponde al sistema conformado por 1 turbina de gas de alta eficiencia Centras KH de 6,34 MW.
- La alternativa que tiene el mejor rendimiento eléctrico equivalente (REE = 0,83) corresponde también al mismo sistema compuesto por una turbina a gas, lo cual es consecuencia principalmente de sus mejores eficiencias eléctricas.
- El espacio requerido por la Alternativa 1, es también un punto a favor para su implementación, pues al estar conformada por un solo equipo, requerirá de un mínimo espacio en planta.
- Por las razones que se indican en a), b) y c), la mejor alternativa, desde el punto de vista técnico y económico corresponde a la Alternativa 1, las características técnicas e índices económicos se muestran en la Tabla N° 7.7.

Tabla N° 7.7 Características de la Alternativa Seleccionada

Características Técnicas	
Tecnología	Turbinas a Gas
Nombre comercial	Centras KH
Potencia unitaria (MW)	6,34
N° de unidades	1
Potencia total de la planta (MW)	6,34
Eficiencia Eléctrica (%)	39,9 %
Energía Eléctrica Útil (MW.h/año)*	53 116
Energía Térmica Útil (MW.h/año)*	55 402
Consumo de Gas Natural (m ³ /año)*	12 862 367
REE	0,83
C (E/V)	0,85
Eficiencia de Cogeneración (%)	86,7 %
Datos e Índices Económicos	
Inversión (US\$)	5 751 915
Costos de Oy M (US\$/año)*	439 166
Gastos en compra de gas natural (US\$/año)*	1 497 797
Beneficio del Proyecto (US\$/año) ^o	14 655 990
VAN (US\$)	8 904 075
TIR (% /años)	29,9%
Período de Recuperación Simple (años)	4,94

(^o) Valor presente de las utilidades durante el periodo de análisis.

(*) Información correspondiente al primer año de operación.

CAPÍTULO VIII CARACTERÍSTICAS DEL ESTUDIO

8.1 Introducción

En este capítulo abordaremos los principales aspectos técnicos relacionados con la implantación de la planta de cogeneración dentro del área que comprende las instalaciones de la Planta.

También se tratará en este capítulo aspectos relacionados con la operación y mantenimiento así como los aspectos ambientales.

8.2 Descripción general de la planta de cogeneración

8.2.1 Información General de la Planta

La Planta de cogeneración estará ubicada dentro del área que comprende las instalaciones de la Compañía Textil en estudio, específicamente el estudio establece su instalación en la planta principal.

8.2.2 Datos principales

El sistema de cogeneración es del tipo Topping, está conformado por una turbina a gas de ciclo simple (ver Fig. 8.1), la cual posee su caldera de recuperación para generar vapor saturado.

Las calderas de recuperación de calor poseen una eficiencia de 85%, y producen sin necesidad de postcombustión 10.62 Tn/h de vapor saturado. Mientras que los picos en la demanda son cubiertos por las calderas actuales.

La planta operará en promedio 8 374 horas al año, parando totalmente para ejecutar los mantenimientos programados del equipo de generación.

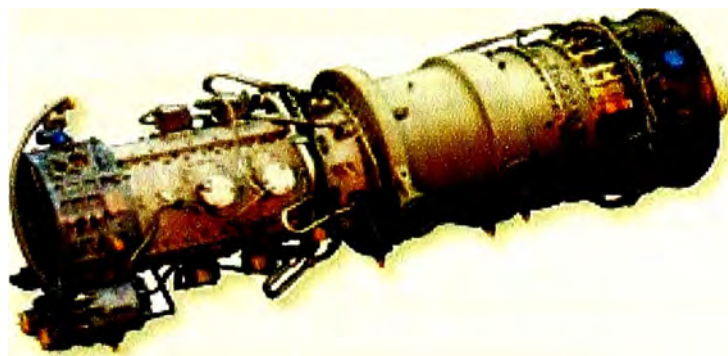


Fig. N° 8.1: Turbina a Gas Centrax KH

Los valores citados en la Tabla N° 8.1 corresponden a la unidad con el sistema de

atenuación, tipo paquete y no incluyen la caldera de recuperación.

Tabla N° 8.1 Características técnicas del Grupo Generador Tipo KH

Características	Parámetro	Unidad
Potencia eléctrica (ISO)	6,343	kW
Eficiencia	39,9	%
Heat Rate	9 021	KJ/kWh
Flujo de gases	18,3	kg/seg
Temperatura de gases	527	°C
Rango de voltaje	3-15	kV
Largo (atenuado)	9,0	m
Ancho (atenuado)	2,7	m
Altura (atenuado)	3,1	m
Peso aproximado	39 000	kg

8.3 Consideraciones relacionadas a la conexión de la planta al sistema eléctrico
8.3.1 Cogeneración de la Compañía Textil en estudio bajo el esquema Regulatorio Actual

De acuerdo a la experiencia del mercado eléctrico peruano, la instalación propuesta y evaluada en su parte técnica y económica es identificada como “Generación Distribuida” (GD), siendo aquella alternativa que permite complementar la secuencia de generación que no sólo es productor – usuario final, sino que en esta última etapa también hay aportaciones de energía que permiten mejorar la calidad, eficiencia y rentabilidad del sistema en conjunto.

Bajo este nuevo esquema, la Generación Distribuida, por la disposición propia del ducto de gas, se presenta como alternativa para ser instalada en los centros de consumo, complementando el suministro “aguas arriba” del usuario final.

La Fig. N° 8.2 nos muestra la ubicación de la Generación distribuida en el sistema eléctrico actual.

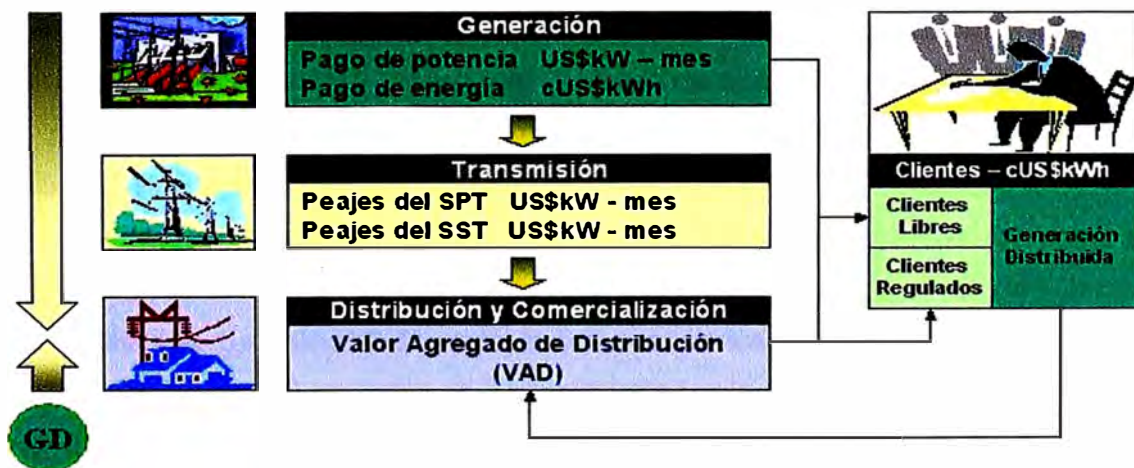


Fig. N° 8.2 Ubicación de la Generación Distribuida en el sistema eléctrico

Con esta presencia se varía el esquema operativo tradicional, por lo cual la planta de cogeneración propuesta se constituye en un nuevo agente en el mercado, aportando energía en menor escala respecto a la generación convencional; asimismo, pero que

permite una mejor utilización de las partes de transmisión y distribución, desplazando inversiones, reduciendo pérdidas en estos subsistemas y mejorando la calidad del servicio, entre otras ventajas.

La alternativa de cogeneración, bajo el esquema de Generación Distribuida planteada, se ubicaría en el sistema de distribución de EDELNOR. En una primera instancia, se colocarían los excedentes de energía en dicha red y a la vez se tomarían los déficits de energía que no pueda completar la planta de cogeneración evaluada.

Con este proyecto, la empresa en estudio se convierte en el cliente natural de este tipo de energías (pagando parcialmente por el uso de los sistemas de transmisión y distribución), conforme a la “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica” [1].

Por otro lado, un cliente natural de este proyecto de cogeneración podrían ser las cargas adyacentes a la Compañía Textil en estudio, sin embargo por ser la actividad de distribución del tipo monopólica dentro de su área de concesión, se transforma en una barrera competitiva, dejando dicha labor a EDELNOR. Ello se pretende superar con el Reglamento de la “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica” [1], permitiéndose la comercialización de energía de parte de los auto-generadores como es este proyecto, previa realización de los pagos de peajes de transmisión [1].

8.3.2 Acceso y Transacciones con los Agentes del Mercado. Opciones de Gestión Comercial del proyecto de Cogeneración

Por las expectativas de incrementar el consumo del gas a través de la GD, aprovechando la explotación del gas de Camisea, se presenta una apreciación cualitativa de este proyecto de cogeneración en el mercado eléctrico peruano.

El análisis del entorno del proyecto de cogeneración en la Compañía Textil permitirá identificar otras oportunidades y barreras, los mismos que pueden servir de marco inicial para la posterior evaluación de la ejecución que defina el tamaño y las condiciones de operación de esta alternativa tecnológica.

Esta etapa del desarrollo del proyecto de cogeneración es una etapa relevante dentro de la promoción de esta alternativa puesto que sus resultados y conclusiones permiten la toma de decisiones fundamentada en términos económicos.

Para seguir el análisis del proyecto se ha planteado lo siguiente:

- Condiciones de acceso a los sistemas de transmisión y distribución.
- Condiciones de operación comercial y de transacciones con el resto de agentes del sistema, para lo cual se revisan bajo el marco regulatorio vigente, las restricciones y ventajas de su aplicación como sigue:
 - El proyecto de cogeneración Compañía Textil como Autoproducer

- o El proyecto de cogeneración Compañía Textil como Venta Directa de Excedentes
- o El proyecto de cogeneración Compañía Textil como Venta a la Empresa de Distribución
- o El proyecto de cogeneración Compañía Textil como Operador en el Sistema Interconectado

En los siguientes numerales se describen estas condiciones bajo las cuales se puede operar el proyecto.

8.3.3 El acceso del proyecto a los Mercados de Gas y Electricidad

Puesto que el proyecto de cogeneración en la Compañía Textil requiere para su operación del recurso primario, en este caso el gas natural, se comporta como un cliente en este mercado. Por otro lado, dado que el objetivo es producir electricidad, en este caso se comporta como un oferente del sistema eléctrico.

Ambas facetas dentro del mercado se analizan en cuanto a la forma de acceso a cada uno de ellos.

Para el acceso al mercado del gas, el proyecto, como se ha demostrado en la parte técnica, califica como Generador, definiendo su denominación. Al respecto, considerando las ventajas desde el punto de vista privado, presenta beneficios representativos para la reducción de costos en energía, entendiendo como tal al vapor y la electricidad.

Particularmente en lo relacionado a su acceso como oferente eléctrico, la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) en su articulado cuenta con Disposiciones Generales donde se tratan aspectos relacionados con el problema del acceso de la GD, al respecto se citan los arts. 4 y 7 de la LCE.

En aplicación de lo anterior, el proyecto se ubica dentro de los valores de potencia desde 500 kW hasta las decenas de MW, por lo cual para su ejecución se requiere sólo de Autorización.

Así planteado el análisis, la solicitud de concesiones no es aplicable al caso del proyecto, no observándose barreras de entrada en aspecto técnico-legal.

Las autorizaciones tal y como lo especifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) se otorga en forma indefinida [6].

8.3.4 El proyecto como Autoprodutor Industrial

Bajo esta premisa de operación de la GD, para atender la totalidad o parte de la demanda de este agente, se tiene el auto-abastecimiento total o parcial como una forma de comercialización, donde la energía neta comercializada puede ser cero (auto-abastecimiento total) y por ende los ingresos y egresos también serían cero.

En este caso, es evidente la necesidad de mantener una relación contractual del proyecto con Edelnor dado que siempre el usuario autoprodutor va a requerir el servicio de la red de distribución en calidad de "stand by" o respaldo, para poder cubrir el

suministro ante casos de fallas fortuitas o ante los mantenimientos de las unidades de cogeneración (como es el caso de la Compañía Textil en estudio); y para cubrir el déficit de generación, en el caso de auto-abastecimiento parcial, que no permite una independencia del suministro eléctrico.

Ello trae como consecuencia que los márgenes de potencia que la unidad de cogeneración no pueda proporcionar (por ejemplo en horas de máxima demanda) y por consiguiente la energía consumida en ese lapso de tiempo, deban ser suministrado por Edelnor.

Asimismo, se debe garantizar el suministro del respaldo en forma permanente por toda o parte de la potencia del proyecto de cogeneración, esto mediante conexiones con la red de distribución, las cuales operarían en caso de fallas.

8.3.5 El proyecto de cogeneración como Comercializador de Excedentes vía Contratos Directos

Para la operación como Comercializador, el proyecto de cogeneración de la Compañía Textil podría colocar excedentes no utilizados de energía fuera de sus límites, lo cual induciría a que la unidad de generación opere con mejor factor de planta y por ende mejores eficiencias, reduciéndose sus costos variables.

Esta es una alternativa para el proyecto sin tener que negociar con la distribuidora ni bajo la coordinación del COES, teniendo como clientes a cargas ubicadas dentro de la zona de concesión de distribución donde se encuentre ubicada la unidad de cogeneración, evitando el paso por los sistemas de transmisión principal y redes de distribución de otras concesionarias, lo cual implicaría un costo adicional, pues de encontrarse el cliente en otra zona de concesión, los cargos por distribución eléctrica (VAD) se duplicarían, pues se debería cubrir con el VAD de la distribuidora donde se encuentre ubicada la GD y el VAD de la distribuidora donde se encuentre ubicado el cliente.

En este caso el proyecto de cogeneración debería contar con Contratos Directos de Suministro con sus clientes, pudiendo ser a precios de barra de generación con lo cual competiría, aunque en menor escala, tanto con la distribuidora como con el generador, en caso sea un Contrato superior a 1 MW la negociación la realizaría con clientes mayores llamados clientes libres.

Para este caso se debe tener especial cuidado en determinar el tamaño óptimo de la unidad, pues una unidad seleccionada sin contemplar este hecho, no podría generar los suficientes excesos e ingresos por venta de energía; mientras que una unidad de mayor tamaño debería tener garantizada la compra de la energía para poder cubrir los costos de amortización y operación de la unidad. De no existir estos contratos, el riesgo de no

poder vender la energía se incrementaría, afectando la rentabilidad de la inversión.

Contrato con Clientes Particulares: En este mercado los precios de energía y potencia se podrían negociar libremente entre las partes. Ello supone que estos clientes cuentan con una demanda suficiente lo cual les da un poder de negociación frente al proyecto de cogeneración de la Compañía Textil.

8.3.6 El proyecto de Cogeneración como Suministrador de la Empresa de Distribución

También existe la posibilidad que el proyecto de cogeneración pueda comercializar con la distribuidora, existiendo una ventaja comparativa entre la energía que adquiere la distribuidora a los grandes generadores y la que podría adquirir del proyecto.

Cuando la distribuidora compraría la energía del proyecto de cogeneración Compañía Textil, a precio de generación en barras de distribución se obvia el pago por peaje de red de transmisión principal y secundaria, haciéndose más competitivo y rentable el proyecto.

Contrato con la Distribuidora: En este mercado, como restricción se tiene que las tarifas son determinadas por OSINERGMIN y tienen dos componentes; un precio básico de energía y otro de potencia. Las tarifas también reconocen los costos relacionados a las pérdidas de energía y de potencia, así como los peajes por el uso de los sistemas de transmisión.

Bajo este esquema el proyecto de cogeneración se vería beneficiada en los casos que la unidad del SINAC que “margine” sea menos eficiente, es decir, de mayores costos variables.

La situación actual del mercado eléctrico permite la posibilidad indicada, observándose que los distribuidores no pagan potencia contratada sino potencia leída de acuerdo al consumo efectivo del mes evaluado.

Bajo el marco legal vigente los aportes del proyecto de cogeneración, al no encontrarse en la categoría de Generadores pertenecientes al COES, y con el objeto de promocionar este tipo de generación por los beneficios identificados y cuantificados, una alternativa factible es la venta al distribuidor teniendo como precio límite la referencia de precios de compra generador-distribuidor.

Considerando esta opción como una de las importantes para el desarrollo del proyecto, se plantea que el mecanismo adecuado para incentivar la compra de la energía excedentaria por parte de las distribuidoras, pasaría por el compromiso de compra de la energía con los límites indicados, obteniéndose con ella la garantía de compra.

8.3.7 El proyecto de cogeneración como Operador en el COES

Otro potencial mecanismo de comercialización del proyecto de cogeneración Compañía Textil sería llegando a acuerdos con los generadores pertenecientes al COES para que

por su intermedio se pueda vender la energía generada; sin embargo, en este caso el proyecto debería asumir el pago por el uso de las instalaciones de la distribuidora, es decir pagar el VAD, limitando su competitividad a nivel de generación.

En este mercado, denominado spot, el proyecto de cogeneración realizaría transacciones con la generación convencional a efectos de compensar las diferencias entre la energía que se han comprometido a despachar a sus clientes y la energía efectivamente producida.

En esta modalidad de operación, la generación de electricidad es coordinada por el COES dando prioridad a las plantas más eficientes. Esto puede hacer que en algunos casos el proyecto no ingrese a operar a pesar de tener contratos de suministro firmados previamente con sus clientes.

La energía comprometida para suministro se compraría a otros generadores más eficientes que estén en prioridad de despacho por el orden de mérito del COES. En tal sentido, el “mercado spot” no debe ser entendido como un mercado donde se hacen ofertas de compra y venta, sino como un mecanismo de compensación y liquidación automática entre generadoras. El precio al cual se transfiere la energía en el “mercado spot” es el “costo marginal instantáneo”, es decir, el costo de producir la energía transferida en el momento de la transacción. Este precio es registrado cada 15 minutos por el COES.

Cabe mencionar que los precios en este mercado spot suelen ser bastante volátiles y, en algunos casos pueden representar una porción importante de los ingresos del proyecto de cogeneración, identificando una barrera disuasiva que reduciría el incentivo. Por otro lado, si el proyecto comercializara directamente sus excedentes en el COES, el requisito para su ingreso al COES y pasar al orden de mérito del despacho económico que ésta realice, tal como lo señala el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas en su Art. 81, entonces se debería aplicar el nuevo dispositivo que da preferencia al despacho a aquellas unidades que satisfacen el REE, como se indicó en la parte de evaluación del proyecto.

De lo anterior se deduce que es requisito para pertenecer al COES, alcanzar los valores de REE conforme a lo indicado por el reglamento correspondiente. En vista que el proyecto de cogeneración tiene una potencia que supera sus propios requerimientos, opcionalmente puede formar parte del despacho económico del COES.

Esta práctica ya ha sido realizada por otras centrales de generación en el sistema con resultados positivos, más aun cuando el operador de la central es un agente de la demanda, como el caso que se analiza. Esta posibilidad para el proyecto, además le daría un mayor poder de negociación en la búsqueda de suministrador de energía, en la

medida que puede negociar la colocación de su potencia en forma de pago por el servicio de potencia contratada.

Asimismo, existe la posibilidad de acuerdos con los generadores pertenecientes al COES, para que por intermedio de ellos el proyecto de cogeneración pueda comercializar la energía generada.

Los incentivos que se puedan proporcionar al proyecto de cogeneración traen como consecuencia un abaratamiento de los costos de generación debido a la competencia, esto bajo el supuesto de una entrada razonable de unidades de GD, siendo otra ventaja la diversificación del parque generador.

Asimismo, otra de las ventajas que potencialmente dispone el proyecto de cogeneración está relacionada a facilitar acuerdos con los generadores pertenecientes al COES para colocar su potencia fuera del sistema de distribución, toda vez que les evitaría pagos por el uso del sistema principal de transmisión, haciendo más competitivo el mercado de generación y facilitando los mecanismos de promoción de este tipo de generación [1].

En cuanto a las barreras de acceso a los sistemas de distribución, el proyecto de cogeneración podría comercializar su energía, dado que OSINERG tiene la facultad de dirimir comportamientos predatorios de acceso a los sistemas de transmisión y distribución, para lo cual se tienen establecidos plazos de atención [1].

Como conclusión del análisis planteado se tiene lo siguiente:

- Se debe garantizar el suministro de respaldo a la Compañía Textil, que utilizará gas para el proyecto de cogeneración, sea para parte o la totalidad de la demanda del cliente.
- Dicho respaldo debe estar garantizado mediante la regulación de las Condiciones de Aplicación Tarifaria del Mercado Regulado en cuanto a la potencia se refiere, siendo un periodo sugerido de 2 meses.
- Se recomienda la alternativa de comercialización de excedentes en primera prioridad a la planta de Hilandería, dejando los excedentes para comercializarlos con la distribuidora a la Tarifa en Barra, fijada por el OSINERG.

8.4 Consideraciones respecto a la operación de la planta

En cuanto a la forma de operación del proyecto dados los cambios en el marco regulatorio para acceder al despacho del COES, este tipo de generación implícitamente estaría supeditada a las decisiones de despacho de este agente del mercado, con la ventaja que el cumplimiento del REE (rendimiento eléctrico equivalente) facilita su inclusión en el despacho diario.

Una de las ventajas de este proyecto de cogeneración o generación distribuida GD al

ser integrante del COES, es que el organismo facilite la inyección de excedentes y otorgue la garantía de confiabilidad [1], habiéndose despejado la restricción de dificultades para la transacción económica de la energía generada desde el punto de inyección hasta las barras de referencia de generación.

De acuerdo a la evaluación técnica del proyecto de GD mediante cogeneración se puede concluir que son aplicables al mercado local bajo el contexto actual, debido a múltiples factores que hacen rentable su inversión haciendo uso del Gas Natural, resultando técnica y económicamente viable de acuerdo a las evaluaciones realizadas.

Dentro de los tipos tecnológicos evaluados por sus mayores ventajas de aplicación en el mercado local se tienen aquellos que se utilizan el gas natural como fuente de energía.

Otro factor que genera barreras esta dado por la parte física de la unidad, es decir por la potencia de la unidad; es así que para unidades de grandes potencias, se requiere de sistemas de protección mucho más complicados y por ende más costosos, en cuyo caso las labores de operación y mantenimiento requerirán de personal permanente elevándose con ello sus costos.

Asimismo unidades de gran tamaño, de potencias superiores a 1 MW, como el proyecto de la Compañía Textil requerirán protocolos de operación similares a las unidades convencionales, debiendo en ciertos casos sujetarse a los procedimientos del COES para minimizar el riesgo de seguridad y calidad de energía que afecte a los usuarios cercanos. Esto se ve acrecentado con el hecho de prevenir algunas fallas en la unidad, en estos casos el proyecto de la Compañía Textil con GD deberá contar con un procedimiento de inserción y retiro de la red, los cuales requieren de estudios operativos.

Un factor que se presenta a favor del proyecto de cogeneración con gas natural, es acerca de sus niveles de emisión de gases tóxicos al medio ambiente, los cuales están por debajo de las unidades generadoras que utilizan combustibles líquidos derivados del petróleo y que a la fecha vienen operando en las horas de máxima demanda del SINAC. Este factor es de importancia debido a la tendencia mundial de utilizar combustibles limpios y de esta manera preservar el medio ambiente.

8.5 Consideraciones respecto al mantenimiento de la planta

Muchas de las plantas de cogeneración diseñadas recientemente recortan gastos de inversión por la vía de reducir las redundancias en los equipos y la instrumentación, exponiéndolas a mayores riesgos de sufrir imprevistos, paradas forzosas o accidentes, lo cual refuerza un mantenimiento intenso. Sin embargo los distintos componentes de una planta de cogeneración deben presentar un alto grado de disponibilidad, así como un buen comportamiento durante su operación. Un comportamiento adecuado durante el servicio implica un buen funcionamiento mecánico en todo el rango de carga, así como

una regulación estable en caso de perturbaciones.

Con el fin de poder asegurar un servicio sin grandes problemas durante años, es imprescindible que los elementos sigan un programa de mantenimiento, generalmente establecido por los fabricantes de las máquinas.

Así, generalmente un programa de mantenimiento comprende los siguientes aspectos:

- Inspecciones durante el servicio.
- Inspecciones durante las paradas previstas.
- Revisiones intermedias.
- Revisiones principales.

El mantenimiento es específico de cada máquina y, básicamente, se pueden distinguir dos tipos:

Mantenimiento preventivo, que comprende el conjunto de operaciones que deben realizarse para mantener la máquina en óptimas condiciones de funcionamiento. Comprende las inspecciones de servicio y el trabajo de mantenimiento preventivo, y cada vez se basa en técnicas avanzadas de monitorización e ingeniería para detectar posibles averías antes que ocurran.

Mantenimiento correctivo, que se efectúa después de detectarse el mal funcionamiento de algún componente. Comprende el conjunto de trabajos necesarios para que máquina vuelva al funcionamiento normal tan pronto como sea posible. Este mantenimiento implica chequeos, ajustes, sustitución de componentes, etc.

8.6 Consideraciones ambientales y ahorro de energía primaria de la planta

Los mayores impactos ambientales de un sistema de cogeneración basado en turbinas a gas, como es este caso; es el ocasionado por el ruido (contaminación sonora), dentro del área de influencia directa de la planta y el ocasionado por los gases de escape de las turbinas a la atmósfera (contaminación atmosférica).

Para mitigar el ruido producido por los álabes de la turbina y el compresor se utilizan silenciadores en la admisión y en el escape de la turbina, y se ubica ésta en el interior de un recinto con tratamiento acústico, de modo que se obtengan niveles sonoros de 80 dB (A) e inferiores en el entorno.

En lo que respecta a los gases de escape, normalmente como en toda combustión se emiten los siguientes contaminantes atmosféricos: CO, SO₂, NO_x. Generalmente en turbinas a gas la producción de CO es despreciable debido a que durante la combustión se utilizan grandes excesos de aire y el rendimiento de combustión es muy alto en casi todo el intervalo de operación. Igualmente no existen emisiones de SO₂, debido al tipo de combustible (gas natural sin contenido de azufre).

Las únicas emisiones que de alguna manera son preocupantes son los NO_x, ya que al

tratarse de máquinas térmicas que trabajan a muy altas temperaturas, existe mucha producción de NOx que es necesario controlarla. Para la reducción de los NOx, se pueden usar sistemas de tipo primario en los que se minimiza la formación de NOx, o sistemas de tipo secundario, cuando se pretende eliminar los NOx formados. Entre los primeros se distinguen, por un lado las tecnologías de combustión seca como las basadas en diseños especiales del combustor para minimizar la formación de NOx térmico, a través de bajas temperaturas de llama, uniformidad térmica, recirculación de gases, etc. y; por otro lado técnicas húmedas basadas en la inyección de agua en fase líquida o vapor. Entre los sistemas secundarios, cabe destacar el método de reducción catalítica selectiva (SCR), mediante la adición de amoníaco.

Finalmente debemos tomar en cuenta que mediante esta tecnología siempre existe una disminución de producción de CO2 al ambiente respecto a una planta de generación convencional. Como se sabe la producción de CO2 depende del combustible (su composición elemental) y de la eficiencia de combustión que a su vez depende de cada tecnología; pero en todo caso siempre las emisiones de CO2 serán menores a los producidos en plantas térmicas convencionales.

Para el caso de este proyecto se ha estimado la reducción de emisiones de carbono y el ahorro de energía primaria, esto se muestra en la Tabla N° 8.2.

Tabla N° 8.2 Ahorro de emisiones de CO2 al medio ambiente derivados de la implantación de un sistema de cogeneración en la CIA Textil en estudio

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	SITUACIÓN DE REFERENCIA	PROYECTO PILOTO
Consumo Anual de Energía Eléctrica Importado	KWh	30 853 687	1 359 535
Consumo Anual de Energía Autoproducido	kWh		29 494 152
Consumo Anual de gas natural	KWh	72 999 706	138 559 782
Consumo Anual de gas natural	m3	7 053 217	13 387 618
Operating Margin of SINAC [7]	(KgCO ₂ /KWh)	0,77	0,77
Factor GEI por el gas natural	(KgCO ₂ /KWh)	0,18	0,18
Emisión anual de CO ₂	tCO ₂	23 868	1 052
Emisión anual Planta de Térmica (T)	tCO ₂	13 067	24 802
Emisión anual total de la planta (E+T)	tCO ₂	36 935	25 854
REDUCCIÓN DE EMISIONES CO₂	tCO₂	11 081	
Consumo anual equivalente gas natural Planta	MWh	124 423	140 826
AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA PLANTA	MWh	-16 403	
Consumo anual equivalente gas natural Sistema	MWh	124 423	91 669
AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA SISTEMA	MWh	32 754	

De la Tabla N° 8.2 podemos afirmar que la planta incrementaría su consumo de energía primaria en un 13% respecto al consumo de energía de la situación de referencia, pero la situación es distinta en relación al sistema de nuestro País. El ahorro de energía primaria

del sistema me representa el 26% respecto al consumo de energía de la situación de referencia.

8.7 Acceso al financiamiento externo en base a generación eficiente y reducción de emisiones.

En la actualidad, en nuestro mercado no se han desarrollado mecanismos de financiamiento en base a generación eficiente, sin embargo si existe la presencia de organismos internacionales que financian parte de la inversión en proyectos de este tipo, y que además están interesados en el desarrollo de ESCOs (Empresas de Servicios Energéticos), las cuales estarían en la capacidad de brindar financiamiento por medio de “Contratos de Desempeño y Ahorro Compartido”.

Así también existe el llamado Mercado del carbono, el cual se basa en las disposiciones del Protocolo de Kyoto (firmado el 11 de diciembre de 1997 con la finalidad de reducir los gases de efecto invernadero).

Esto se da con la finalidad de fomentar la inversión en proyectos que reduzcan las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

8.7.1 Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs).

El esquema de contrato por desempeño y ahorro compartido consiste en que una empresa (ESCO) ofrece a un cliente efectuar mejoras en sus instalaciones que le producirán un aumento significativo de la eficiencia en el uso de la energía, ya sea efectuando mejoramientos en el equipamiento existente o reemplazándolo total o parcialmente por tecnologías más eficaces. La empresa realiza una auditoría energética para determinar la factibilidad y dimensión de los ahorros a obtenerse, así como la inversión requerida para ello. Luego la ESCO efectúa la inversión de modo que el cliente no debe realizar ningún desembolso inicial y paga a la ESCO durante un período de tiempo compartiendo durante el mismo los ahorros obtenidos. Al final del contrato el cliente se queda con la totalidad de los ahorros y los nuevos equipos que generalmente son retenidos durante el contrato como garantía por la ESCO o el prestamista.

8.7.2 Comercio de Emisiones y Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

El comercio de emisiones consiste en la compra-venta de certificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero entre países que tengan objetivos establecidos dentro del Protocolo de Kioto (países industrializados o pertenecientes al Anexo I del Protocolo de Kioto). De esta manera, los que reduzcan sus emisiones más de lo comprometido podrán vender los certificados de emisiones excedentarios a los países que no hayan alcanzado cumplir con su compromiso, estas ventas se realizan en relación al mercado de carbono internacional.

Las reducciones de emisiones de GEI provenientes de los proyectos se miden en

toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en certificados de emisiones reducidas (CERs), los cuales pueden ser vendidos en el mercado de carbono a países industrializados, a fin de contribuir a que estos últimos cumplan con parte de sus compromisos de reducción y mitigación de las emisiones de GEI, y al mismo tiempo contribuyan al desarrollo sostenible en los países en vías de desarrollo.

Para el manejo de los CERs, dentro del marco del protocolo de Kyoto se dispuso la creación del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Este mecanismo ofrece a los gobiernos y a las empresas privadas de los países industrializados la posibilidad de transferir tecnologías limpias a países en desarrollo, mediante inversiones en proyectos de reducción de emisiones o sumideros, recibiendo de esta forma certificados de emisión que servirán como suplemento a sus reducciones internas, lo indicado se da con finalidad de reducir el calentamiento global, como el recalentamiento es un fenómeno mundial, no importa dónde tengan lugar las reducciones; ya que implementarlas en los países en desarrollo suele ser más barato que en los industrializados.

En el Perú, las acciones relacionadas al tema de cambio climático, y particularmente al de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), están dirigidas por dos instituciones: el CONAM en su rol de Autoridad Ambiental y el FONAM en su rol de promotor y apoyo al financiamiento de las inversiones ambientales.

El Consejo Nacional del Ambiente (CONAM), es el organismo que establece las políticas ambientales, el punto focal de la UNFCCC y la Autoridad Nacional Designada (AND) del MDL. CONAM ha desarrollado e implementado un procedimiento ISO P-34 para la evaluación rápida de los proyectos MDL, por medio del cual, en menos de 45 días, los proponentes del proyecto pueden obtener una declaración de aprobación o desaprobación de la actividad del proyecto MDL propuesta, esta aprobación se refiere exclusivamente a la contribución del proyecto al desarrollo sostenible del país.

El Fondo Nacional del Ambiente (FONAM), es la entidad nacional promotora de proyectos MDL, trabajando directamente con el sector privado y público, brindando asesoría en el desarrollo de los proyectos, apoyando en la obtención del financiamiento de los mismos, con organismos financieros nacionales e internacionales, y realizando la promoción internacional de los proyectos peruanos ante potenciales compradores e inversionistas. FONAM, además, es el Punto Focal del Negocio de Carbono del Banco Mundial.

Precios actuales, dependiendo del tipo de proyecto y el tipo de transacción, oscilan entre US\$7.00 y US\$78.00 por tonelada (Fuente: Programa Latinoamericano de Carbono).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De las evaluaciones efectuadas en este estudio se desprende las siguientes conclusiones y recomendaciones

1. La demanda de energía que se ha considerado para ser atendida por la planta de cogeneración comprende toda la demanda eléctrica (planta principal e Hilandería) y la parte de demanda térmica que corresponde al vapor (diseño en base a la demanda promedio: 10,21 Tn/h).

No se considera las demandas correspondientes al aceite térmico por no ser muy significativas en magnitud y porque su atención requeriría de instalaciones especiales cuya evaluación escapa a los alcances del estudio

2. Para las proyecciones de demanda de energía eléctrica se ha considerado tasas de incremento anual de 1,53% (31% en 20 años) para la Planta Principal y 1,87 % (37% en 20 años) para la Planta de Hilandería. Para las proyecciones de demanda de energía térmica de la Planta Principal se ha considerado una tasa de 1,20% (24% en 20 años).

3. Tomando en cuenta la magnitud de la demanda de energía y la baja relación entre la demanda térmica y eléctrica se han evaluado diferentes alternativas de cogeneración basadas en motores reciprocantes y turbinas a gas. No se han considerado alternativas con turbinas a vapor por sus mayores costos de inversión, altos tiempos de arranque, requerimiento de un área mayor para el emplazamiento de los equipos; etc.

4. Tomando en cuenta la información disponible de fabricantes de turbinas a gas y motores reciprocantes, se han planteado 42 alternativas de turbinas a gas correspondientes a 8 fabricantes y 30 alternativas de motores reciprocantes correspondientes a tres fabricantes.

5. De la evaluación normativa (Verificación de los valores de Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) y relación C (Energía Eléctrica/calor)) sólo resultaron viables 43 alternativas, de los cuales 38 son alternativas basadas en turbinas a gas y 5 basadas en motores reciprocantes. De estas alternativas, solo se tomaron en cuenta los sistemas que estaban compuestos por no más de 4 unidades de generación (por restricciones de espacio y costos de mantenimiento). Finalmente solo se seleccionaron 33 alternativas que pasaron a ser evaluadas energética y económicamente (5 alternativas con motores

reciprocantes y 28 con turbinas a gas).

6. Efectuado un análisis económico de las alternativas anteriores, basadas en sus parámetros básicos resultaron seleccionadas para una evaluación más detallada 3 alternativas: La primera alternativa está conformada por 1 Turbina a gas Centrax KH de 6,34 MW; la segunda por 1 Turbina a Gas Centrax KN7 de 5.77 MW, y finalmente la última alternativa está compuesta por 2 Turbinas a gas Centrax KH de 6,34 MW cada uno.

7. Finalmente luego de la evaluación energética y económica de las tres alternativas resulta como mejor opción la alternativa constituida por una turbina a gas Centrax KH de 6,34 MW, con una eficiencia eléctrica de 39,9%, un REE de 0,83 y un valor de C (electricidad/calor) de 0,85 y una eficiencia de Cogeneración de 86,7%.

8. La alternativa factible (Centrax KH de 6.34 MW), posee la capacidad de generar 10,62 Tn/h de vapor saturado a 117 PSI. El control de la producción a baja carga, se hará mediante una válvula by-pass que controlará el flujo de gases hacia la caldera de recuperación.

9. El sistema de cogeneración seleccionado permitirá cubrir parcialmente la demanda de energía térmica referida a la producción de vapor y toda la demanda de energía eléctrica (planta principal e Hilandería). Los excedentes de energía eléctrica se estiman en 23 622 MW.h/año el primer año de operación y 14 432 MW.h el último año.

10. La inversión que se requiere para implementar este proyecto resulta igual a US\$ 5 751 915 y sus costos de operación y mantenimiento se estiman en US\$ 439 166 anuales (Basados en el primer año de operación (Ver balances económicos anuales en el Anexo F).

11. Considerando la venta de los excedentes de energía eléctrica al distribuidor y el traspaso de energía a la planta de Hilandería, los índices económicos de este proyecto resultan ser igual a:

VAN (US\$): 8 904 075

TIR (%/años): 29,9 %

Período de Recuperación Simple (años): 4,94

12. Del análisis de sensibilidad efectuada para las diferentes variables consideradas: variación de precio de gas natural, variación del precio de la energía eléctrica y variación de la inversión estimada; el proyecto no altera mayormente su rentabilidad; siendo más sensible a las variaciones en el precio del gas natural.

13. La energía autogenerada será destinada en primera instancia a cubrir la demanda propia de la planta Principal, mientras que la energía excedente será transferida a la planta de Hilandería (pagando el cargo por uso de la red de distribución). Los excedentes

de cubrir estas dos demandas, serán colocados en la red del concesionario de la zona de distribución (EDELNOR), y vendidos a este a precio de barra de referencia.

14. La energía térmica será cubierta por el sistema de cogeneración hasta el límite puesto por el diseño de la caldera de recuperación, la cual tiene una producción tope de 10,62 Tn/h, siendo necesaria la operación de las calderas actuales en paralelo cuando la demanda supere dicho límite.

15. En el caso que la demanda térmica sea menor a la capacidad de diseño del sistema (10,62 Tn/h), la generación de vapor se podrá controlar mediante el accionamiento de una válvula by-pass, que regulará la entrada de gases calientes a la caldera de recuperación. Esto permitirá generar energía eléctrica y térmica de una manera independiente, redundando en un mejor control de la eficiencia del sistema.

16. Debido a las características del equipo de generación, el espacio requerido no es muy considerable. Se estima que la alternativa demandará 470 m² incluyendo equipos de generación, sistemas de control, sistemas auxiliares y de monitoreo.

17. De acuerdo a los resultados obtenidos, se recomienda una evaluación del proyecto a nivel de factibilidad y el desarrollo de la ingeniería de detalle que permita su construcción posterior, sin embargo, es apremiante realizar antes un estudio de Eficiencia Energética para tener la situación de referencia optimizada y de esta manera tener una mejor cuantificación de los beneficios del proyecto.

18. Paralelamente al desarrollo del proyecto de factibilidad, es recomendable buscar financiamiento basados en la reducción de emisiones; ya que el proyecto, a pesar de ser uno de mediano tamaño, puede reportar ingresos que mejoren el periodo de retorno de inversión, por la venta de carbono.

19. De acuerdo a la normativa vigente el proyecto resulta interesante para los fines de inserción en el mercado eléctrico, evaluando su posibilidad de crear una empresa de generación, a partir de este proyecto de cogeneración.

20. Es posible lograr una significativa reducción de los costos de inversión del proyecto, si se recurre a la compra de equipos de poco uso. Al respecto se sabe que existen muchas empresas constituidas específicamente en este mercado de compra y venta de equipos, especialmente turbinas a gas y motores reciprocantes a gas.

21. A la fecha, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Ministerio de Energía y Minas, viene propiciando la creación de ESCO's para financiar proyectos energéticos, como este proyecto, con la ventaja de trasladar todos los riesgos (técnicos, económicos y financieros) a estas instituciones que se encargarían de implementar el proyecto y administrarla por un tiempo, para más adelante dejarla a la empresa Compañía Textil para que ella pueda administrarla directa o indirectamente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Osinerg; “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”
Ley: 28832, 2006
- [2]. Minem; “Reglamento de Cogeneración y sus modificaciones”
* D.S. N° 064-2005-EM.
* D.S. N° 037-2006-EM.
* D.S. N° 082-2007-EM.
- [3]. Cenergia, “Potencial Nacional de Cogeneración utilizando Gas Natural”, 2002.
- [4]. Cenergia, “Curso: “Sistemas de Cogeneración de Energía”, 2004.
- [5]. Osinergmin, “Reportes Estadísticos: “El Mercado Libre de la Electricidad”, 2008.
- [6]. Osinergmin, “Ley de concesiones eléctricas (D.L. 25844) y su reglamentación (D.S. 009-93-EM)”, 1992 y 1993.
- [7]. SINAC, “Clean Development Mechanism Simplified Project Design Document for Small-Scale Project Activities (SSC-CDM-PDD)”.
- [8]. Leandro Jaramillo, “Tesis: Viabilidad de una Planta de Cogeneración a Gas en una Refinería”, Universidad Nacional de Ingeniería –FIM, 2002.
- [9]. Iván Escobar, “Tesis: Estudio de Cogeneración con Motores de Combustión Interna a Gas”, Universidad Nacional de Ingeniería –FIM, 2002.
- [10]. Cenergia, “Estudio de factibilidad para la Instalación de una planta de cogeneración en el complejo industrial Alicorp”, 2001.
- [11]. Osinergmin, “Estudio: Tendencias en el uso y Promoción del Gas Natural: Generación Distribuida”, 2004.
- [12]. Osinergmin, “Reportes Estadísticos: “Operación en el Sector Hidrocarburos”.
- [13]. Minem, “Ley de Promoción de la Industria del Gas natural (27133)”, 1999.
- [14]. Minem, “Reglamento de la Ley de Promoción de la Industria del Gas natural (DS 040 – 99 –EM)”, 1999.
- [15]. Minem, “Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (DS 042 – 99 - EM)”, 1999.

ANEXOS

ANEXO A: Información de Equipos de Generación

Motores Reciprocantes a Gas

Tecnología	Nombre	Potencia (MW)	Eficiencia (%)
MRG	Caterpillar CB520C	2.000	39.0%
MRG	Caterpillar G16CM34	6.000	43.4%
MRG	Caterpillar G3616LE	3.100	40.0%
MRG	GE Jenbacher J316	0.435	39.8%
MRG	GE Jenbacher J316	0.582	40.3%
MRG	GE Jenbacher J320	0.729	40.5%
MRG	GE Jenbacher J412 GS	0.634	41.3%
MRG	GE Jenbacher J416 GS	0.850	41.5%
MRG	GE Jenbacher J420 GS	1.063	41.6%
MRG	GE Jenbacher J612 GS	1.803	42.9%
MRG	GE Jenbacher J616 GS	2.390	42.6%
MRG	GE Jenbacher J620 GS	2.994	42.3%
MRG	Wartsila 16V32SG	6.737	46.4%
MRG	Wartsila 18V32DF	5.819	44.6%
MRG	Wartsila 20V34SG	8.439	46.5%
MRG	Wartsila 9L34SG	3.758	44.6%

Turbinas a Gas

Tecnología	Nombre comercial	Potencia (MW)	Eficiencia (%)
TG	Centrax KB7	5.334	32.1%
TG	Centrax KH	6.343	39.9%
TG	Centrax KN5	4.495	30.9%
TG	Centrax KN7	5.767	32.1%
TG	GE5	5.500	30.7%
TG	GPB 60/70DLE	5.265	28.9%
TG	Kawasaki GPB 15D	1.434	23.6%
TG	Kawasaki GPB 30DLE	5.785	29.7%
TG	Kawasaki GPB 70D	6.530	29.8%
TG	PGT10	10.220	31.4%
TG	Siemens AG SGT-100	5.300	30.5%
TG	Siemens SGT - 300	7.900	31.1%
TG	Siemens SGT-200	6.800	31.5%
TG	Solar Centaur 40	3.515	27.9%
TG	Solar Centaur 50	4.600	29.3%
TG	Solar Mars 100	10.690	32.5%
TG	Solar Mars 90	9.450	31.9%
TG	Solar Saturn 20	1.210	24.3%
TG	Solar Taurus 60	5.500	30.4%
TG	Solar Taurus 70	7.520	33.8%
TG	Vericor VPS3	3.086	26.9%
TG	Vericor VPS4	3.451	28.3%

(*) Parámetros referenciales a condiciones ISO.

ANEXO B: Análisis energético de las alternativas pre calificadas.

Caso de estudio: Para este caso, se dispuso el diseño del sistema para cubrir la demanda promedio de vapor, satisfacer la demanda de energía de la Planta Principal con posibilidad de exportar excedentes a la planta de Hilandería y a la red.

Tabla 1: Alternativas pre calificadas

Tecnología	Nombre comercial	Potencia unitaria (MW)	Unidades	Potencia del sistema (MW)	Energía requerida para el sistema (MWh/año)	Energía térmica recuperada (MWh/año)	EE Autogenerada (MWh/año)	Vapor generado a 100% carga (t/h)	Energía térmica aportada por las calderas (MWh/año)	Consumo de GN en la calderas (m³)	Consumo de GN en alternativa (m³/año)
MRG	Wartsila 9L34SG	3,76	4	15,032	277047	65937	123563	11,23	5813	561 603	26 768 242
MRG	Wartsila 18V32DF	5,82	3	17,457	321741	76574	143497	13,04	4703	454 411	31 086 563
MRG	Caterpillar G16CM34	6,00	3	18	340922	81139	147960	13,82	4581	442 588	32 939 782
MRG	Wartsila 16V32SG	6,74	2	13,474	238699	56810	110756	9,67	8611	831 952	23 063 038
MRG	Wartsila 16V32SG	6,74	3	20,211	358048	85215	166134	14,51	4521	436 786	34 594 557
TG	Vericor VPS3	3,086	2	6,172	192421	111448	51684	18,98	3223	311 373	18 591 695
TG	Vericor VPS4	3,451	2	6,902	204015	115614	57797	19,69	3223	311 373	19 711 854
TG	Solar Centaur 40	3,515	2	7,03	211152	120467	58869	20,51	3223	311 373	20 401 479
TG	Centrax KN5	4,495	2	8,99	243632	132743	75282	22,60	3223	311 373	23 539 666
TG	Solar Centaur 50	4,6	2	9,2	262938	146838	77041	25,00	3223	311 373	25 405 006
TG	Siemens AG SGT-100	5,3	2	10,6	291031	159558	88764	27,17	3223	311 373	28 119 339
TG	GPB 6070DLE	5,265	2	10,53	305115	171429	88178	29,19	3223	311 373	29 480 145
TG	Centrax KB7	5,334	2	10,668	278299	148792	89334	25,33	3223	311 373	26 889 149
TG	GE5	5,5	2	11	300046	163990	92114	27,92	3223	311 373	28 990 346
TG	Solar Taurus 60	5,5	2	11	303007	166381	92114	28,33	3223	311 373	29 276 435
TG	Centrax KN7	5,767	1	5,767	150445	80435	48293	13,70	3307	319 475	14 535 970
TG	Centrax KN7	5,767	2	11,534	300890	160871	96586	27,39	3223	311 373	29 071 939
TG	Kawasaki GPB 30DLE	5,785	1	5,785	163110	90534	48444	15,41	3223	311 373	15 759 629
TG	Kawasaki GPB 30DLE	5,785	2	11,57	326219	181068	96887	30,83	3223	311 373	31 519 259
TG	Centrax KH	6,343	1	6,343	133124	62348	53116	10,62	5372	519 023	12 862 367
TG	Centrax KH	6,343	2	12,686	266247	124697	106233	21,23	3223	311 373	25 724 734
TG	Kawasaki GPB 70D	6,53	1	6,53	183497	101694	54682	17,31	3223	311 373	17 729 480
TG	Kawasaki GPB 70D	6,53	2	13,06	366995	203388	109364	34,63	3223	311 373	35 458 961
TG	Siemens SGT-200	6,8	1	6,8	180772	97572	56943	16,61	3223	311 373	17 466 161
TG	Siemens SGT-200	6,8	2	13,6	361544	195143	113886	33,23	3223	311 373	34 932 321
TG	Solar Taurus 70	7,52	1	7,52	186309	96918	62972	16,50	3223	311 373	18 001 149
TG	Solar Taurus 70	7,52	2	15,04	372618	193836	125945	33,00	3223	311 373	36 002 298
TG	Siemens SGT - 300	7,9	1	7,9	212716	115537	66155	19,67	3223	311 373	20 552 554
TG	Siemens SGT - 300	7,9	2	15,8	425432	231073	132309	39,34	3223	311 373	41 105 107
TG	Solar Mars 90	9,45	1	9,45	248381	133304	79134	22,70	3223	311 373	23 998 557
TG	Solar Mars 90	9,45	2	18,9	496763	266608	158269	45,39	3223	311 373	47 997 114
TG	PGT10	10,22	1	10,22	272555	147343	85582	25,09	3223	311 373	26 334 213
TG	Solar Mars 100	10,69	1	10,69	275440	146328	89518	24,91	3223	311 373	26 612 975

Tabla 2: Alternativas pre calificadas

Tecnología	Nombre comercial	Consumo de GN en alternativa (m³/año)	Costo de equipos de generación (US\$)	Costo del HRSG (US\$)	Otros equipos (US\$)	Costo total instalado (US\$)	O & M del equipo de generación (US\$ / año)	Facturación por consumo de GN (US\$)	Energía comercializable abasteciendo ambas plantas (MWh/año)	Potencia comercializable abasteciendo ambas plantas (kW)	Venta de la EE a Precio en Barra de Referencia de Generación (US\$/año)	PERIODO DE RETORNO SIMPLE contemplando venta de EE excedente a PBRG (años)	Costo de generación (US\$/MWh)
MRG	Wartsila 9L34SG	26 768 242	9 019 200	2 254 800	3 806 571	15 080 571	1 853 446	3 140 885	95086	10732	4 245 844	9,76	31,89
MRG	Wartsila 18V32DF	31 086 563	10 474 200	2 618 550	4 412 821	17 505 571	2 152 448	3 617 681	115020	13157	5 149 617	10,46	32,87
MRG	Caterpillar G16CM34	32 939 782	10 800 000	2 700 000	4 548 571	18 048 571	2 219 400	3 827 466	119483	13700	5 351 988	No viable	33,75
MRG	Wartsila 16V32SG	23 063 038	6 084 400	2 021 100	3 417 071	13 522 571	1 661 344	2 758 750	82279	9174	3 665 193	8,79	30,40
MRG	Wartsila 16V32SG	34 594 557	12 126 600	3 031 650	5 101 321	20 259 571	2 492 016	4 015 506	137657	15911	6 176 005	10,32	32,83
TG	Vericor VPS3	18 591 695	3 703 200	1 234 400	665 771	5 603 371	413 475	2 169 585	22674	1872	958 751	8,08	29,59
TG	Vericor VPS4	19 711 854	4 141 200	1 380 400	738 771	6 260 371	462 379	2 297 468	28787	2602	1 234 643	7,86	29,52
TG	Solar Centaur 40	20 401 479	4 218 000	1 406 000	751 571	6 375 571	470 954	2 376 199	29859	2730	1 283 254	8,43	30,47
TG	Centrax KN5	23 539 666	5 394 000	1 798 000	947 571	8 139 571	602 258	2 734 469	46272	4690	2 024 542	8,08	30,33
TG	Solar Centaur 50	25 405 006	5 520 000	1 840 000	968 571	8 328 571	616 326	2 947 425	48030	4900	2 103 966	9,68	32,58
TG	Siemens AG SGT-100	28 119 339	6 360 000	2 120 000	1 108 571	9 588 571	710 115	3 257 306	59754	6300	2 633 457	9,73	32,83
TG	GPB 6070DLE	29 480 145	6 318 000	2 106 000	1 101 571	9 525 571	705 426	3 412 662	59168	6230	2 606 983	No viable	34,75
TG	Centrax KB7	26 889 149	6 400 800	2 133 600	1 115 371	9 649 771	714 671	3 116 862	60323	6366	2 659 175	6,41	31,10
TG	GE5	26 990 346	6 600 000	2 200 000	1 146 571	9 946 571	736 912	3 356 744	63104	6700	2 784 741	9,84	33,00
TG	Solar Taurus 60	29 276 435	6 600 000	2 200 000	1 148 571	9 946 571	736 912	3 389 405	63104	6700	2 784 741	10,17	33,38
TG	Centrax KN7	14 535 970	3 460 200	1 153 400	625 271	5 238 871	386 343	1 707 789	19282	1467	805 577	5,08	21,55
TG	Centrax KN7	29 071 939	6 920 400	2 306 800	1 201 971	10 429 171	772 686	3 366 059	67575	7234	2 986 704	6,93	31,94
TG	Kawasaki GPB 30DLE	15 759 629	3 471 000	1 157 000	627 071	5 255 071	387 549	1 846 263	19433	1485	812 385	5,85	24,36
TG	Kawasaki GPB 30DLE	31 519 259	6 942 000	2 314 000	1 205 571	10 461 571	775 097	3 645 457	67877	7270	3 000 319	No viable	34,75
TG	Centrax KH	12 862 367	3 805 800	1 268 600	682 871	5 757 271	424 930	1 548 888	24106	2043	1 023 425	4,20	17,29
TG	Centrax KH	25 724 734	7 611 600	2 537 200	1 317 171	11 465 971	849 861	2 983 926	77222	8386	3 422 400	8,01	26,17
TG	Kawasaki GPB 70D	17 729 480	3 918 000	1 306 000	701 571	5 925 571	437 458	2 071 151	25672	2230	1 094 150	8,54	26,61
TG	Kawasaki GPB 70D	35 458 961	7 836 000	2 612 000	1 354 571	11 802 571	874 916	4 095 231	80354	8760	3 563 850	No viable	35,81
TG	Siemens SGT-200	17 466 161	4 080 000	1 360 000	728 571	6 168 571	455 546	2 041 089	27933	2500	1 198 266	6,05	25,34
TG	Siemens SGT-200	34 932 321	8 160 000	2 720 000	1 408 571	12 288 571	911 091	4 035 108	84876	9300	3 768 082	10,76	34,18
TG	Solar Taurus 70	18 001 149	4 512 000	1 504 000	800 571	6 816 571	503 780	2 102 168	33962	3220	1 468 576	5,76	24,65
TG	Solar Taurus 70	36 002 298	9 024 000	3 008 000	1 552 571	13 584 571	1 007 560	4 157 261	96934	10740	4 312 702	9,26	32,64
TG	Siemens SGT - 300	20 552 554	4 740 000	1 580 000	838 571	7 158 571	529 237	2 393 446	37144	3600	1 612 295	7,09	28,25
TG	Siemens SGT - 300	41 105 107	9 480 000	3 160 000	1 628 571	14 268 571	1 058 474	4 739 822	103299	11500	4 600 140	No viable	35,86
TG	Solar Mars 90	23 998 557	5 670 000	1 890 000	993 571	8 553 571	633 074	2 786 858	50124	5150	2 198 518	7,79	29,90
TG	Solar Mars 90	47 997 114	11 340 000	3 760 000	1 938 571	17 058 571	1 266 149	5 526 646	129258	14600	5 772 586	No viable	36,26
TG	PGT10	26 334 213	6 132 000	2 044 000	1 070 571	9 246 571	664 658	3 053 507	56572	5920	2 489 738	8,63	31,37
TG	Solar Mars 100	26 612 975	6 414 000	2 138 000	1 117 571	9 669 571	716 144	3 085 332	60508	6390	2 667 496	8,15	30,70

Para este caso, las alternativas factibles, fueron seleccionadas de acuerdo a los criterios siguientes:

Datos Generales	Unidad	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Tecnología	---	TG	TG	TG
Nombre comercial	---	Centrax KH	Centrax KN7	Centrax KH
Potencia de cada unidad de generación	MW	6,34	5,77	6,34
Eficiencia del equipo generador	%	39,9%	32,1%	39,9%
Número de unidades que conforman el sistema	#	1	1	2

ANEXO C: Balances de energía para la alternativa compuesta por 01 Turbina Centrax KH de 6.34 MW

Año 1	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	30854	1360
Total disponible	38289	53116
Consumo de planta Principal	18430	17618
Consumo de planta Hilandería	12423	11876
Exceso para venta	0	23622
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	59860	59860
Calderas existentes	59860	4458
Caldera de recuperación	0	55402
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	73000	5436

Año 2	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	31360	1382
Total disponible	38911	53116
Consumo de planta Principal	18709	17884
Consumo de planta Hilandería	12651	12094
Exceso para venta	0	23138
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	60570	60570
Calderas existentes	60570	4511
Caldera de recuperación	0	56059
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	73865	5501

Año 3	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	31866	1404
Total disponible	39532	53116
Consumo de planta Principal	18987	18150
Consumo de planta Hilandería	12879	12311
Exceso para venta	0	22655
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	61279	61279
Calderas existentes	61279	4563
Caldera de recuperación	0	56716
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	74731	5565

Año 4	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	32372	1426
Total disponible	40154	53116
Consumo de planta Principal	19265	18416
Consumo de planta Hilandería	13106	12529
Exceso para venta	0	22171
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	61989	61989
Calderas existentes	61989	4616
Caldera de recuperación	0	57373
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	75597	5630

Año 5	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	32878	1449
Total disponible	40775	53116
Consumo de planta Principal	19544	18682
Consumo de planta Hilandería	13334	12746
Exceso para venta	0	21687
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	62699	62699
Calderas existentes	62699	4669
Caldera de recuperación	0	58030
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	76462	5694

Año 6	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	33384	1471
Total disponible	41396	53116
Consumo de planta Principal	19822	18948
Consumo de planta Hilandería	13562	12964
Exceso para venta	0	21204
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	63409	63409
Calderas existentes	63409	4722
Caldera de recuperación	0	58687
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	77328	5759

Año 7	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	33890	1493
Total disponible	42018	53116
Consumo de planta Principal	20100	19215
Consumo de planta Hilandería	13789	13182
Exceso para venta	0	20720
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	64119	64119
Calderas existentes	64119	4775
Caldera de recuperación	0	59344
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	78193	5823

Año 8	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	34396	1516
Total disponible	42639	53116
Consumo de planta Principal	20379	19481
Consumo de planta Hilandería	14017	13399
Exceso para venta	0	20236
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	64828	64828
Calderas existentes	64828	4828
Caldera de recuperación	0	60001
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	79059	5887

Año 9	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	34902	1538
Total disponible	43260	53116
Consumo de planta Principal	20657	19747
Consumo de planta Hilandería	14245	13617
Exceso para venta	0	19753
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	65538	65538
Calderas existentes	65538	4881
Caldera de recuperación	0	60658
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	79925	5952

Año 10	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	35408	1560
Total disponible	43882	53116
Consumo de planta Principal	20935	20013
Consumo de planta Hilandería	14472	13835
Exceso para venta	0	19269
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	66248	66248
Calderas existentes	66248	4933
Caldera de recuperación	0	61314
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	80790	6016

Año 11	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	35914	1582
Total disponible	44503	53116
Consumo de planta Principal	21214	20279
Consumo de planta Hilandería	14700	14052
Exceso para venta	0	18785
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	66958	66958
Calderas existentes	66958	4986
Caldera de recuperación	0	61971
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	81656	6081

Año 12	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	36420	1605
Total disponible	45125	53116
Consumo de planta Principal	21492	20545
Consumo de planta Hilandería	14928	14270
Exceso para venta	0	18302
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	67668	67668
Calderas existentes	67668	5039
Caldera de recuperación	0	62628
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	82521	6145

Año 13	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	36925	1627
Total disponible	45746	53116
Consumo de planta Principal	21770	20811
Consumo de planta Hilandería	15155	14487
Exceso para venta	0	17818
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	68377	68377
Calderas existentes	68377	5092
Caldera de recuperación	0	63285
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	83387	6210

Año 14	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	37431	1649
Total disponible	46367	53116
Consumo de planta Principal	22049	21077
Consumo de planta Hilandería	15383	14705
Exceso para venta	0	17334
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	69087	69087
Calderas existentes	69087	5145
Caldera de recuperación	0	63942
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	84253	6274

Año 15	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	37937	1672
Total disponible	46989	53116
Consumo de planta Principal	22327	21343
Consumo de planta Hilandería	15611	14923
Exceso para venta	0	16850
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	69797	69797
Calderas existentes	69797	5198
Caldera de recuperación	0	64599
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	85118	6339

Año 16	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	38443	1694
Total disponible	47610	53116
Consumo de planta Principal	22605	21609
Consumo de planta Hilandería	15838	15140
Exceso para venta	0	16367
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	70507	70507
Calderas existentes	70507	5251
Caldera de recuperación	0	65256
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	85984	6403

Año 17	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	38949	1716
Total disponible	48231	53116
Consumo de planta Principal	22884	21875
Consumo de planta Hilandería	16066	15358
Exceso para venta	0	15883
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	71217	71217
Calderas existentes	71217	5303
Caldera de recuperación	0	65913
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	86849	6468

Año 18	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	39455	1739
Total disponible	48853	53116
Consumo de planta Principal	23162	22141
Consumo de planta Hilandería	16294	15576
Exceso para venta	0	15399
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	71926	71926
Calderas existentes	71926	5356
Caldera de recuperación	0	66570
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	87715	6532

Año 19	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	39961	1761
Total disponible	49474	53116
Consumo de planta Principal	23440	22407
Consumo de planta Hilandería	16521	15793
Exceso para venta	0	14916
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	72636	72636
Calderas existentes	72636	5409
Caldera de recuperación	0	67227
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	88581	6597

Año 20	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	53116
Energía de la Red	40467	1783
Total disponible	50096	53116
Consumo de planta Principal	23719	22673
Consumo de planta Hilandería	16749	16011
Exceso para venta	0	14432
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	73346	73346
Calderas existentes	73346	5462
Caldera de recuperación	0	67884
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	133124
Calderas existentes	89446	6661

ANEXO D: Balances de energía para la alternativa compuesta por 01 Turbina a gas Centrax KN7 de 5.77 MW

Año 1	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	30854	1360
Total disponible	38289	48293
Consumo de planta Principal	18430	17618
Consumo de planta Hilandería	12423	11876
Exceso para venta	0	18799
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	59860	59860
Calderas existentes	59860	2744
Caldera de recuperación	0	57116
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	73000	3346

Año 2	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	31360	1382
Total disponible	38911	48293
Consumo de planta Principal	18709	17884
Consumo de planta Hilandería	12651	12094
Exceso para venta	0	18315
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	60570	60570
Calderas existentes	60570	2776
Caldera de recuperación	0	57793
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	73865	3386

Año 3	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	31866	1404
Total disponible	39532	48293
Consumo de planta Principal	18987	18150
Consumo de planta Hilandería	12879	12311
Exceso para venta	0	17831
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	61279	61279
Calderas existentes	61279	2809
Caldera de recuperación	0	58470
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	74731	3426

Año 4	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	32372	1426
Total disponible	40154	48293
Consumo de planta Principal	19265	18416
Consumo de planta Hilandería	13106	12529
Exceso para venta	0	17348
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	61989	61989
Calderas existentes	61989	2841
Caldera de recuperación	0	59148
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	75597	3465

Año 5	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	32878	1449
Total disponible	40775	48293
Consumo de planta Principal	19544	18682
Consumo de planta Hilandería	13334	12746
Exceso para venta	0	16864
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	62699	62699
Calderas existentes	62699	2874
Caldera de recuperación	0	59825
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	76462	3505

Año 6	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	33384	1471
Total disponible	41396	48293
Consumo de planta Principal	19822	18948
Consumo de planta Hilandería	13562	12964
Exceso para venta	0	16380
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	63409	63409
Calderas existentes	63409	2907
Caldera de recuperación	0	60502
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	77328	3545

Año 7	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	33890	1493
Total disponible	42018	48293
Consumo de planta Principal	20100	19215
Consumo de planta Hilandería	13789	13182
Exceso para venta	0	15897
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	64119	64119
Calderas existentes	64119	2939
Caldera de recuperación	0	61179
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	78193	3584

Año 8	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	34396	1516
Total disponible	42639	48293
Consumo de planta Principal	20379	19481
Consumo de planta Hilandería	14017	13399
Exceso para venta	0	15413
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	64828	64828
Calderas existentes	64828	2972
Caldera de recuperación	0	61857
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	79059	3624

Año 9	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGIA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	34902	1538
Total disponible	43260	48293
Consumo de planta Principal	20657	19747
Consumo de planta Hilandería	14245	13617
Exceso para venta	0	14929
ENERGIA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	65538	65538
Calderas existentes	65538	3004
Caldera de recuperación	0	62534
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	79925	3664

Año 10	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGIA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	35408	1560
Total disponible	43882	48293
Consumo de planta Principal	20935	20013
Consumo de planta Hilandería	14472	13835
Exceso para venta	0	14446
ENERGIA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	66248	66248
Calderas existentes	66248	3037
Caldera de recuperación	0	63211
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	80790	3703

Año 11	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGIA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	35914	1582
Total disponible	44503	48293
Consumo de planta Principal	21214	20279
Consumo de planta Hilandería	14700	14052
Exceso para venta	0	13962
ENERGIA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	66958	66958
Calderas existentes	66958	3069
Caldera de recuperación	0	63889
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	81656	3743

Año 12	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGIA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	36420	1605
Total disponible	45125	48293
Consumo de planta Principal	21492	20545
Consumo de planta Hilandería	14928	14270
Exceso para venta	0	13478
ENERGIA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	67668	67668
Calderas existentes	67668	3102
Caldera de recuperación	0	64566
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	82521	3783

Año 13	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	36925	1627
Total disponible	45746	48293
Consumo de planta Principal	21770	20811
Consumo de planta Hilandería	15155	14487
Exceso para venta	0	12994
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	68377	68377
Calderas existentes	68377	3134
Caldera de recuperación	0	65243
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	83387	3822

Año 14	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	37431	1649
Total disponible	46367	48293
Consumo de planta Principal	22049	21077
Consumo de planta Hilandería	15383	14705
Exceso para venta	0	12511
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	69087	69087
Calderas existentes	69087	3167
Caldera de recuperación	0	65920
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	84253	3862

Año 15	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	37937	1672
Total disponible	46989	48293
Consumo de planta Principal	22327	21343
Consumo de planta Hilandería	15611	14923
Exceso para venta	0	12027
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	69797	69797
Calderas existentes	69797	3199
Caldera de recuperación	0	66598
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	85118	3902

Año 16	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	38443	1694
Total disponible	47610	48293
Consumo de planta Principal	22605	21609
Consumo de planta Hilandería	15838	15140
Exceso para venta	0	11543
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	70507	70507
Calderas existentes	70507	3232
Caldera de recuperación	0	67275
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	85984	3941

Año 17	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	38949	1716
Total disponible	48231	48293
Consumo de planta Principal	22884	21875
Consumo de planta Hilandería	16066	15358
Exceso para venta	0	11060
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	71217	71217
Calderas existentes	71217	3264
Caldera de recuperación	0	67952
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	86849	3981

Año 18	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	39455	1739
Total disponible	48853	48293
Consumo de planta Principal	23162	22141
Consumo de planta Hilandería	16294	15576
Exceso para venta	0	10576
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	71926	71926
Calderas existentes	71926	3297
Caldera de recuperación	0	68629
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	87715	4021

Año 19	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	39961	1761
Total disponible	49474	48293
Consumo de planta Principal	23440	22407
Consumo de planta Hilandería	16521	15793
Exceso para venta	0	10092
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	72636	72636
Calderas existentes	72636	3330
Caldera de recuperación	0	69307
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	88581	4060

Año 20	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	48293
Energía de la Red	40467	1783
Total disponible	50096	48293
Consumo de planta Principal	23719	22673
Consumo de planta Hilandería	16749	16011
Exceso para venta	0	9609
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	73346	73346
Calderas existentes	73346	3362
Caldera de recuperación	0	69984
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	150445
Calderas existentes	89446	4100

ANEXO E: Balances de energía para la alternativa compuesta por 02 Turbinas a gas Centrax KH de 6.34 MW

Año 1	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	30854	1360
Total disponible	38289	106233
Consumo de planta Principal	18430	17618
Consumo de planta Hilandería	12423	11876
Exceso para venta	0	76738
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	59860	59860
Calderas existentes	59860	2674
Caldera de recuperación	0	57185
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	73000	3261

Año 2	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	31360	1382
Total disponible	38911	106233
Consumo de planta Principal	18709	17884
Consumo de planta Hilandería	12651	12094
Exceso para venta	0	76255
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	60570	60570
Calderas existentes	60570	2706
Caldera de recuperación	0	57864
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	73865	3300

Año 3	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	31866	1404
Total disponible	39532	106233
Consumo de planta Principal	18987	18150
Consumo de planta Hilandería	12879	12311
Exceso para venta	0	75771
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	61279	61279
Calderas existentes	61279	2738
Caldera de recuperación	0	58542
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	74731	3339

Año 4	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	32372	1426
Total disponible	40154	106233
Consumo de planta Principal	19265	18416
Consumo de planta Hilandería	13106	12529
Exceso para venta	0	75287
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	61989	61989
Calderas existentes	61989	2769
Caldera de recuperación	0	59220
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	75597	3377

Año 5	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	32878	1449
Total disponible	40775	106233
Consumo de planta Principal	19544	18682
Consumo de planta Hilandería	13334	12746
Exceso para venta	0	74804
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	62699	62699
Calderas existentes	62699	2801
Caldera de recuperación	0	59898
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	76462	3416

Año 6	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	33384	1471
Total disponible	41396	106233
Consumo de planta Principal	19822	18948
Consumo de planta Hilandería	13562	12964
Exceso para venta	0	74320
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	63409	63409
Calderas existentes	63409	2833
Caldera de recuperación	0	60576
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	77328	3455

Año 7	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	33890	1493
Total disponible	42018	106233
Consumo de planta Principal	20100	19215
Consumo de planta Hilandería	13789	13182
Exceso para venta	0	73836
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	64119	64119
Calderas existentes	64119	2865
Caldera de recuperación	0	61254
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	78193	3493

Año 8	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	34396	1516
Total disponible	42639	106233
Consumo de planta Principal	20379	19481
Consumo de planta Hilandería	14017	13399
Exceso para venta	0	73353
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	64828	64828
Calderas existentes	64828	2896
Caldera de recuperación	0	61932
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	79059	3532

Año 9	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	34902	1538
Total disponible	43260	106233
Consumo de planta Principal	20657	19747
Consumo de planta Hilandería	14245	13617
Exceso para venta	0	72869
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	65538	65538
Calderas existentes	65538	2928
Caldera de recuperación	0	62610
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	79925	3571

Año 10	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	35408	1560
Total disponible	43882	106233
Consumo de planta Principal	20935	20013
Consumo de planta Hilandería	14472	13835
Exceso para venta	0	72385
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	66248	66248
Calderas existentes	66248	2960
Caldera de recuperación	0	63288
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	80790	3609

Año 11	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	35914	1582
Total disponible	44503	106233
Consumo de planta Principal	21214	20279
Consumo de planta Hilandería	14700	14052
Exceso para venta	0	71902
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	66958	66958
Calderas existentes	66958	2991
Caldera de recuperación	0	63966
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	81656	3648

Año 12	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	36420	1605
Total disponible	45125	106233
Consumo de planta Principal	21492	20545
Consumo de planta Hilandería	14928	14270
Exceso para venta	0	71418
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	67668	67668
Calderas existentes	67668	3023
Caldera de recuperación	0	64644
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	82521	3687

Año 13	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	36925	1627
Total disponible	45746	106233
Consumo de planta Principal	21770	20811
Consumo de planta Hilandería	15155	14487
Exceso para venta	0	70934
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	68377	68377
Calderas existentes	68377	3055
Caldera de recuperación	0	65323
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	83387	3725

Año 14	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	37431	1649
Total disponible	46367	106233
Consumo de planta Principal	22049	21077
Consumo de planta Hilandería	15383	14705
Exceso para venta	0	70450
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	69087	69087
Calderas existentes	69087	3087
Caldera de recuperación	0	66001
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	84253	3764

Año 15	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	37937	1672
Total disponible	46989	106233
Consumo de planta Principal	22327	21343
Consumo de planta Hilandería	15611	14923
Exceso para venta	0	69967
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	69797	69797
Calderas existentes	69797	3118
Caldera de recuperación	0	66679
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	85118	3803

Año 16	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	38443	1694
Total disponible	47610	106233
Consumo de planta Principal	22605	21609
Consumo de planta Hilandería	15838	15140
Exceso para venta	0	69483
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	70507	70507
Calderas existentes	70507	3150
Caldera de recuperación	0	67357
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	85984	3841

Año 17	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	38949	1716
Total disponible	48231	106233
Consumo de planta Principal	22884	21875
Consumo de planta Hilandería	16066	15358
Exceso para venta	0	68999
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	71217	71217
Calderas existentes	71217	3182
Caldera de recuperación	0	68035
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	86849	3880

Año 18	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	39455	1739
Total disponible	48853	106233
Consumo de planta Principal	23162	22141
Consumo de planta Hilandería	16294	15576
Exceso para venta	0	68516
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	71926	71926
Calderas existentes	71926	3213
Caldera de recuperación	0	68713
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	87715	3919

Año 19	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	39961	1761
Total disponible	49474	106233
Consumo de planta Principal	23440	22407
Consumo de planta Hilandería	16521	15793
Exceso para venta	0	68032
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	72636	72636
Calderas existentes	72636	3245
Caldera de recuperación	0	69391
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	88581	3957

Año 20	Condición	
	Sin proyecto	Cogeneración
ENERGÍA ELÉCTRICA	MWh/año	MWh/año
Autogeneración	0	106233
Energía de la Red	40467	1783
Total disponible	50096	106233
Consumo de planta Principal	23719	22673
Consumo de planta Hilandería	16749	16011
Exceso para venta	0	67548
ENERGÍA TÉRMICA	MWh/año	MWh/año
Demanda de planta principal	73346	73346
Calderas existentes	73346	3277
Caldera de recuperación	0	70069
COMBUSTIBLES	MWh/año	MWh/año
Equipo de cogeneración	0	266247
Calderas existentes	89446	3996

**0ANEXO F: Balances económicos para la alternativa compuesta por
01 Turbina Centrax KH de 6.34 MW**

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	1		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-186
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 552
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-433 429
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-439 166
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 088 925	-81 092
Equipo generador	US\$/año	0	-1 497 797
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 088 925	-1 578 889
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 530 207	-13 203
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 043 893
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-141 485
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 530 207	889205
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1530207	889205
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1088925	-1578889
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-439166
COSTO TOTAL	US\$/año	-2619132	-1128850
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1490281
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	28,20
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	8,27
Costo variable total	US\$/MW.h	---	36,47
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	43,30
Precio medio de compra	US\$/MW.h	49,60	49,60
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	18,96

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	2		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-189
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 663
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-442 097
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-447 950
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 123 874	-83 695
Equipo generador	US\$/año	0	-1 527 753
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 123 874	-1 611 447
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 586 405	-13 582
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 064 771
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-144 315
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 586 405	906875
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1586405	906875
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1123874	-1611447
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-447950
COSTO TOTAL	US\$/año	-2710278	-1152522
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1557756
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	28,76
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	8,43
Costo variable total	US\$/MW.h	---	37,20
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	44,17
Precio medio de compra	US\$/MW.h	50,59	50,59
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	19,34

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	3		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-193
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 776
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-450 939
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-456 909
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 159 785	-86 369
Equipo generador	US\$/año	0	-1 558 308
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 159 785	-1 644 677
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 644 238	-13 970
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 086 067
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-147 201
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 644 238	924896
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1644238	924896
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1159785	-1644677
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-456909
COSTO TOTAL	US\$/año	-2804023	-1176690
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1627333
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	29,34
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	8,60
Costo variable total	US\$/MW.h	---	37,94
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	45,05
Precio medio de compra	US\$/MW.h	51,60	51,60
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	19,72

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	4		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-197
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 892
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-459 958
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-466 047
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 196 683	-89 117
Equipo generador	US\$/año	0	-1 589 474
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 196 683	-1 678 591
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 703 751	-14 368
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 107 788
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-150 145
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 703 751	943275
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1703751	943275
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1196683	-1678591
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-466047
COSTO TOTAL	US\$/año	-2900434	-1201363
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1699071
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	29,92
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	8,77
Costo variable total	US\$/MW.h	---	38,70
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	45,96
Precio medio de compra	US\$/MW.h	52,63	52,63
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	20,12

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	5		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-201
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 010
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-469 157
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-475 368
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 234 593	-91 940
Equipo generador	US\$/año	0	-1 621 264
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 234 593	-1 713 203
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 764 986	-14 777
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 129 944
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-153 148
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 764 986	962019
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1764986	962019
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1234593	-1713203
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-475368
COSTO TOTAL	US\$/año	-2999579	-1226552
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1773027
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	30,52
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	8,95
Costo variable total	US\$/MW.h	---	39,47
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	46,87
Precio medio de compra	US\$/MW.h	53,68	53,68
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	20,52

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	6		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-205
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 130
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-478 540
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-484 875
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 273 541	-94 840
Equipo generador	US\$/año	0	-1 653 689
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 273 541	-1 748 529
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 827 989	-15 196
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 152 543
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-156 211
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 827 989	981136
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1827989	981136
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1273541	-1748529
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-484875
COSTO TOTAL	US\$/año	-3101530	-1252269
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1849262
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	31,13
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	9,13
Costo variable total	US\$/MW.h	---	40,26
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	47,81
Precio medio de compra	US\$/MW.h	54,76	54,76
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	20,93

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	7		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-209
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 252
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-488 111
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-494 573
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 313 553	-97 820
Equipo generador	US\$/año	0	-1 686 763
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 313 553	-1 784 583
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 892 806	-15 626
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 175 594
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-159 335
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELECTRICA	US\$/año	-1 892 806	1000632
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1892806	1000632
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1313553	-1784583
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-494573
COSTO TOTAL	US\$/año	-3206359	-1278523
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1927836
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	31,76
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	9,31
Costo variable total	US\$/MW.h	---	41,07
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	48,77
Precio medio de compra	US\$/MW.h	55,85	55,85
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	21,35

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	8		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-213
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 377
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-497 874
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-504 464
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 354 656	-100 881
Equipo generador	US\$/año	0	-1 720 498
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 354 656	-1 821 379
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 959 485	-16 067
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 199 105
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-162 522
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 959 485	1020516
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1959485	1020516
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1354656	-1821379
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-504464
COSTO TOTAL	US\$/año	-3314141	-1305327
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2008815
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	32,39
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	9,50
Costo variable total	US\$/MW.h	---	41,89
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	49,74
Precio medio de compra	US\$/MW.h	56,97	56,97
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	21,78

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	9		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-217
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 505
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-507 831
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-514 553
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 396 878	-104 025
Equipo generador	US\$/año	0	-1 754 908
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 396 878	-1 858 933
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 028 074	-16 520
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 223 088
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-165 773
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 028 074	1040795
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2028074	1040795
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1396878	-1858933
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-514553
COSTO TOTAL	US\$/año	-3424952	-1332691
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2092261
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	33,04
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	9,69
Costo variable total	US\$/MW.h	---	42,73
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	50,74
Precio medio de compra	US\$/MW.h	58,11	58,11
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	22,21

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	10		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-222
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 635
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-517 988
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-524 844
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 440 247	-107 255
Equipo generador	US\$/año	0	-1 790 006
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 440 247	-1 897 261
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 098 622	-16 984
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 247 549
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-169 088
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 098 622	1061477
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2098622	1061477
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1440247	-1897261
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-524844
COSTO TOTAL	US\$/año	-3538869	-1360628
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2178241
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	33,70
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	9,88
Costo variable total	US\$/MW.h	---	43,58
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	51,75
Precio medio de compra	US\$/MW.h	59,27	59,27
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	22,66

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	11		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-226
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 768
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-528 347
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-535 341
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 484 792	-110 572
Equipo generador	US\$/año	0	-1 825 806
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 484 792	-1 936 378
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 171 181	-17 460
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 272 500
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-172 470
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 171 181	1082570
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2171181	1082570
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1484792	-1936378
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-535341
COSTO TOTAL	US\$/año	-3655973	-1389149
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2266824
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	34,37
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	10,08
Costo variable total	US\$/MW.h	---	44,45
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	52,79
Precio medio de compra	US\$/MW.h	60,46	60,46
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	23,11

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	12		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-231
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 903
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-538 914
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-546 048
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 530 542	-113 979
Equipo generador	US\$/año	0	-1 862 322
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 530 542	-1 976 301
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 245 803	-17 949
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 297 950
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-175 919
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 245 803	1104082
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2245803	1104082
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1530542	-1976301
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-546048
COSTO TOTAL	US\$/año	-3776346	-1418267
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2358078
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	35,06
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	10,28
Costo variable total	US\$/MW.h	---	45,34
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	53,84
Precio medio de compra	US\$/MW.h	61,66	61,66
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	23,57

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	13		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-235
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 041
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-549 693
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-556 969
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 577 529	-117 478
Equipo generador	US\$/año	0	-1 899 569
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 577 529	-2 017 047
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 322 542	-18 450
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 323 909
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-179 438
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 322 542	1126022
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2322542	1126022
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1577529	-2017047
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-556969
COSTO TOTAL	US\$/año	-3900071	-1447994
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2452077
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	35,76
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	10,49
Costo variable total	US\$/MW.h	---	46,25
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	54,92
Precio medio de compra	US\$/MW.h	62,90	62,90
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	24,04

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	14		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-240
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 182
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-560 686
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-568 109
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 625 783	-121 072
Equipo generador	US\$/año	0	-1 937 560
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 625 783	-2 058 632
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 401 452	-18 964
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 350 387
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-183 026
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 401 452	1148397
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2401452	1148397
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1625783	-2058632
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-568109
COSTO TOTAL	US\$/año	-4027234	-1478343
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2548892
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	36,48
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	10,70
Costo variable total	US\$/MW.h	---	47,17
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	56,02
Precio medio de compra	US\$/MW.h	64,16	64,16
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	24,52

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	15		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-245
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 326
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-571 900
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-579 471
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 675 336	-124 762
Equipo generador	US\$/año	0	-1 976 311
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 675 336	-2 101 073
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 482 589	-19 491
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 377 395
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-186 687
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 482 589	1171218
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2482589	1171218
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1675336	-2101073
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-579471
COSTO TOTAL	US\$/año	-4157924	-1509326
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2648598
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	37,21
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	10,91
Costo variable total	US\$/MW.h	---	48,12
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	57,14
Precio medio de compra	US\$/MW.h	65,44	65,44
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	25,01

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	16		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-250
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 472
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-583 338
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-591 060
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 726 220	-128 551
Equipo generador	US\$/año	0	-2 015 837
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 726 220	-2 144 389
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 566 011	-20 031
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 404 943
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-190 421
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 566 011	1194491
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2566011	1194491
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1726220	-2144389
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-591060
COSTO TOTAL	US\$/año	-4292231	-1540958
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2751274
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	37,95
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	11,13
Costo variable total	US\$/MW.h	---	49,08
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	58,28
Precio medio de compra	US\$/MW.h	66,75	66,75
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	25,51

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	17		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-255
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 622
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-595 005
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-602 881
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 778 470	-132 442
Equipo generador	US\$/año	0	-2 056 154
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 778 470	-2 188 596
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 651 777	-20 586
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 433 042
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-194 229
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELECTRICA	US\$/año	-2 651 777	1218227
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2651777	1218227
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1778470	-2188596
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-602881
COSTO TOTAL	US\$/año	-4430247	-1573250
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2856997
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	38,71
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	11,35
Costo variable total	US\$/MW.h	---	50,06
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	59,45
Precio medio de compra	US\$/MW.h	68,08	68,08
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	26,02

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	18		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-260
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 774
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-606 905
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-614 939
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 832 120	-136 437
Equipo generador	US\$/año	0	-2 097 277
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 832 120	-2 233 715
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 739 947	-21 154
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 461 703
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-198 114
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 739 947	1242435
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2739947	1242435
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1832120	-2233715
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-614939
COSTO TOTAL	US\$/año	-4572067	-1606219
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2965848
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	39,48
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	11,58
Costo variable total	US\$/MW.h	---	51,06
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	60,64
Precio medio de compra	US\$/MW.h	69,44	69,44
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	26,54

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	19		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-265
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 930
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-619 043
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-627 238
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
Calderas existentes	US\$/año	-1 887 204	-140 540
Equipo generador	US\$/año	0	-2 139 223
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 887 204	-2 279 762
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 830 583	-21 737
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 490 937
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-202 076
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 830 583	1267124
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2830583	1267124
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1887204	-2279762
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-627238
COSTO TOTAL	US\$/año	-4717787	-1639876
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3077911
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	40,27
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	11,81
Costo variable total	US\$/MW.h	---	52,08
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	61,85
Precio medio de compra	US\$/MW.h	70,83	70,83
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	27,08

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	20		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-270
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-8 088
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-631 424
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-639 782
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
Calderas existentes	US\$/año	-1 943 759	-144 751
Equipo generador	US\$/año	0	-2 182 007
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 943 759	-2 326 758
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 923 749	-22 335
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 520 756
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-206 117
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 923 749	1292303
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2923749	1292303
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1943759	-2326758
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-639782
COSTO TOTAL	US\$/año	-4867507	-1674238
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3193269
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
Costo variable combustible	US\$/MW.h	---	41,08
Operación y mantenimiento	US\$/MW.h	---	12,04
Costo variable total	US\$/MW.h	---	53,12
Precio medio de venta	US\$/MW.h	0	63,09
Precio medio de compra	US\$/MW.h	72,25	72,25
Costo promedio de generación	US\$/MW.h	0	27,62

ANEXO G: Balances económicos para la alternativa compuesta por 01

Turbina a gas Centrax KN7 de 5.77 MW

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	1		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-186
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 552
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-394 070
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-399 807
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 088 925	-49 915
Equipo generador	US\$/año	0	-1 692 685
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 088 925	-1 742 599
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 530 207	-13 203
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	821 689
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-141 485
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 530 207	667000
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1530207	667000
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1088925	-1742599
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-399807
COSTO TOTAL	US\$/año	-2619132	-1475407
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1143725
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	35,05
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,28
Costo variable total	US\$/MWh	---	43,33
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	42,61
Precio medio de compra	US\$/MWh	49,60	49,60
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	18,48

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	2		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-189
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 663
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-401 951
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-407 803
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 123 874	-51 517
Equipo generador	US\$/año	0	-1 726 538
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 123 874	-1 778 055
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 586 405	-13 582
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	838 122
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-144 315
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 586 405	680226
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1586405	680226
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1123874	-1778055
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-407803
COSTO TOTAL	US\$/año	-2710278	-1505633
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1204646
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	35,75
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,44
Costo variable total	US\$/MWh	---	44,20
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	43,47
Precio medio de compra	US\$/MWh	50,59	50,59
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	18,85

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	3		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-193
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 776
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-409 990
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-415 959
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 159 785	-53 163
Equipo generador	US\$/año	0	-1 761 069
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 159 785	-1 814 232
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 644 238	-13 970
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	854 885
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-147 201
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELECTRICA	US\$/año	-1 644 238	693714
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1644238	693714
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1159785	-1814232
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-415959
COSTO TOTAL	US\$/año	-2804023	-1536478
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1267546
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	36,47
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,61
Costo variable total	US\$/MWh	---	45,08
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	44,33
Precio medio de compra	US\$/MWh	51,60	51,60
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	19,23

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	4		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-197
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 892
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-418 190
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-424 279
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 196 683	-54 854
Equipo generador	US\$/año	0	-1 796 290
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 196 683	-1 851 145
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 703 751	-14 368
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	871 982
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-150 145
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELECTRICA	US\$/año	-1 703 751	707469
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1703751	707469
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1196683	-1851145
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-424279
COSTO TOTAL	US\$/año	-2900434	-1567954
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1332480
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	37,20
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,79
Costo variable total	US\$/MWh	---	45,98
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	45,22
Precio medio de compra	US\$/MWh	52,63	52,63
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	19,62

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	5		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-201
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 010
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-426 554
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-432 764
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 234 593	-56 592
Equipo generador	US\$/año	0	-1 832 216
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 234 593	-1 888 808
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 764 986	-14 777
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	889 422
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-153 148
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 764 986	721497
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1764986	721497
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1234593	-1888808
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-432764
COSTO TOTAL	US\$/año	-2999579	-1600075
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1399504
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	37,94
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,96
Costo variable total	US\$/MWh	---	46,90
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	46,13
Precio medio de compra	US\$/MWh	53,68	53,68
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	20,01

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	6		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-205
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 130
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-435 085
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-441 420
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 273 541	-58 377
Equipo generador	US\$/año	0	-1 868 861
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 273 541	-1 927 238
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 827 989	-15 196
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	907 211
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-156 211
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 827 989	735803
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1827989	735803
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1273541	-1927238
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-441420
COSTO TOTAL	US\$/año	-3101530	-1632854
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1468676
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	38,70
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,14
Costo variable total	US\$/MWh	---	47,84
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	47,05
Precio medio de compra	US\$/MWh	54,76	54,76
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	20,41

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	7		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-209
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 252
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-443 787
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-450 248
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 313 553	-60 211
Equipo generador	US\$/año	0	-1 906 238
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 313 553	-1 966 449
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 892 806	-15 626
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	925 355
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-159 335
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 892 806	750393
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1892806	750393
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1313553	-1966449
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-450248
COSTO TOTAL	US\$/año	-3206359	-1666304
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1540056
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	39,47
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,32
Costo variable total	US\$/MWh	---	48,80
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	47,99
Precio medio de compra	US\$/MWh	55,85	55,85
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	20,82

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	8		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-213
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 377
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-452 662
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-459 253
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 354 656	-62 095
Equipo generador	US\$/año	0	-1 944 362
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 354 656	-2 006 458
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 959 485	-16 067
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	943 862
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-162 522
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 959 485	765273
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1959485	765273
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1354656	-2006458
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-459253
COSTO TOTAL	US\$/año	-3314141	-1700438
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1613703
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	40,26
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,51
Costo variable total	US\$/MWh	---	49,77
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	48,95
Precio medio de compra	US\$/MWh	56,97	56,97
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	21,23

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	9		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-217
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 505
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-461 715
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-468 438
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 396 878	-64 031
Equipo generador	US\$/año	0	-1 983 250
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 396 878	-2 047 281
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 028 074	-16 520
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	962 739
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-165 773
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 028 074	780447
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2028074	780447
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1396878	-2047281
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-468438
COSTO TOTAL	US\$/año	-3424952	-1735272
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1689680
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	41,07
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,70
Costo variable total	US\$/MWh	---	50,77
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	49,93
Precio medio de compra	US\$/MWh	58,11	58,11
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	21,66

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	10		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-222
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 635
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-470 950
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-477 807
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 440 247	-66 019
Equipo generador	US\$/año	0	-2 022 915
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 440 247	-2 088 933
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 098 622	-16 984
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	981 994
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-169 088
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 098 622	795922
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2098622	795922
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1440247	-2088933
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-477807
COSTO TOTAL	US\$/año	-3538869	-1770818
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1768051
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	41,89
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,89
Costo variable total	US\$/MWh	---	51,78
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	50,93
Precio medio de compra	US\$/MWh	59,27	59,27
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	22,09

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	11		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-226
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 768
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-480 369
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-487 363
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 484 792	-68 061
Equipo generador	US\$/año	0	-2 063 373
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 484 792	-2 131 434
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 171 181	-17 460
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 001 634
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-172 470
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 171 181	811704
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2171181	811704
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1484792	-2131434
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-487363
COSTO TOTAL	US\$/año	-3655973	-1807093
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1848880
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	42,73
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,09
Costo variable total	US\$/MWh	---	52,82
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	51,95
Precio medio de compra	US\$/MWh	60,46	60,46
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	22,53

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	12		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-231
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 903
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-489 976
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-497 110
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 530 542	-70 158
Equipo generador	US\$/año	0	-2 104 640
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 530 542	-2 174 798
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 245 803	-17 949
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 021 666
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-175 919
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 245 803	827798
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2245803	827798
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1530542	-2174798
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-497110
COSTO TOTAL	US\$/año	-3776346	-1844110
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	1932236
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	43,58
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,29
Costo variable total	US\$/MWh	---	53,87
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	52,98
Precio medio de compra	US\$/MWh	61,66	61,66
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	22,98

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	13		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-235
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 041
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-499 776
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-507 052
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 577 529	-72 312
Equipo generador	US\$/año	0	-2 146 733
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 577 529	-2 219 045
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 322 542	-18 450
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 042 100
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-179 438
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 322 542	844212
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2322542	844212
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1577529	-2219045
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-507052
COSTO TOTAL	US\$/año	-3900071	-1881885
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2018186
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	44,45
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,50
Costo variable total	US\$/MWh	---	54,95
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	54,04
Precio medio de compra	US\$/MWh	62,90	62,90
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	23,44

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	14		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-240
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 182
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-509 771
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-517 193
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 625 783	-74 523
Equipo generador	US\$/año	0	-2 189 668
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 625 783	-2 264 191
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 401 452	-18 964
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 062 942
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-183 026
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 401 452	860952
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2401452	860952
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1625783	-2264191
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-517193
COSTO TOTAL	US\$/año	-4027234	-1920433
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2106801
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	45,34
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,71
Costo variable total	US\$/MWh	---	56,05
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	55,12
Precio medio de compra	US\$/MWh	64,16	64,16
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	23,91

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	15		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-245
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 326
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-519 967
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-527 537
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 675 336	-76 795
Equipo generador	US\$/año	0	-2 233 461
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 675 336	-2 310 256
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 482 589	-19 491
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 084 201
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-186 687
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 482 589	878023
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2482589	878023
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1675336	-2310256
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-527537
COSTO TOTAL	US\$/año	-4157924	-1959770
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2198154
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	46,25
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,92
Costo variable total	US\$/MWh	---	57,17
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	56,23
Precio medio de compra	US\$/MWh	65,44	65,44
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	24,39

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	16		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-250
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 472
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-530 366
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-538 088
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 726 220	-79 127
Equipo generador	US\$/año	0	-2 278 131
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 726 220	-2 357 258
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 566 011	-20 031
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 105 885
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-190 421
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 566 011	895433
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2566011	895433
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1726220	-2357258
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-538088
COSTO TOTAL	US\$/año	-4292231	-1999913
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2292318
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	47,17
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	11,14
Costo variable total	US\$/MWh	---	58,32
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	57,35
Precio medio de compra	US\$/MWh	66,75	66,75
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	24,88

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	17		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-255
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 622
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-540 973
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-548 850
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 778 470	-81 522
Equipo generador	US\$/año	0	-2 323 693
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 778 470	-2 405 216
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 651 777	-20 586
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 128 002
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-194 229
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 651 777	913188
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2651777	913188
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1778470	-2405216
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-548850
COSTO TOTAL	US\$/año	-4430247	-2040878
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2389369
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	48,12
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	11,37
Costo variable total	US\$/MWh	---	59,48
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	58,50
Precio medio de compra	US\$/MWh	68,08	68,08
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	25,37

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	18		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-260
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 774
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-551 793
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-559 827
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 832 120	-83 982
Equipo generador	US\$/año	0	-2 370 167
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 832 120	-2 454 149
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 739 947	-21 154
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 150 562
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-198 114
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 739 947	931294
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2739947	931294
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1832120	-2454149
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-559827
COSTO TOTAL	US\$/año	-4572067	-2082681
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2489386
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	49,08
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	11,59
Costo variable total	US\$/MWh	---	60,67
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	59,67
Precio medio de compra	US\$/MWh	69,44	69,44
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	25,88

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	19		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-265
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 930
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-562 829
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-571 023
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 887 204	-86 507
Equipo generador	US\$/año	0	-2 417 570
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 887 204	-2 504 077
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 830 583	-21 737
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 173 574
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-202 076
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 830 583	949760
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2830583	949760
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1887204	-2504077
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-571023
COSTO TOTAL	US\$/año	-4717787	-2125340
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2592447
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	50,06
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	11,82
Costo variable total	US\$/MWh	---	61,88
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	60,86
Precio medio de compra	US\$/MWh	70,83	70,83
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	26,40

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	20		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-270
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-8 088
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-574 085
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-582 444
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 943 759	-89 099
Equipo generador	US\$/año	0	-2 465 922
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 943 759	-2 555 021
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 923 749	-22 335
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	1 197 045
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-206 117
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 923 749	968592
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2923749	968592
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1943759	-2555021
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-582444
COSTO TOTAL	US\$/año	-4867507	-2168872
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2698635
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	51,06
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	12,06
Costo variable total	US\$/MWh	---	63,12
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	62,08
Precio medio de compra	US\$/MWh	72,25	72,25
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	26,93

ANEXO H: Balances económicos para La alternativa compuesta por 02

Turbina a gas Centrax KH De 6.34 MW

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	1		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-186
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 552
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-866 858
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-872 595
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 088 925	-48 649
Equipo generador	US\$/año	0	-2 995 594
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 088 925	-3 044 243
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 530 207	-13 203
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	3 490 848
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-141 485
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 530 207	3336159
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1530207	3336159
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1088925	-3044243
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-872595
COSTO TOTAL	US\$/año	-2619132	-580679
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2038453
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	28,20
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,21
Costo variable total	US\$/MWh	---	36,41
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	45,21
Precio medio de compra	US\$/MWh	49,60	49,60
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	18,90

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	2		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-189
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 663
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-884 195
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-890 047
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 123 874	-50 210
Equipo generador	US\$/año	0	-3 055 506
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 123 874	-3 105 716
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 586 405	-13 582
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	3 560 665
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-144 315
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 586 405	3402768
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1586405	3402768
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1123874	-3105716
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-890047
COSTO TOTAL	US\$/año	-2710278	-592995
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2117284
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	28,76
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,38
Costo variable total	US\$/MWh	---	37,14
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	46,11
Precio medio de compra	US\$/MWh	50,59	50,59
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	19,28

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	3		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-193
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 776
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-901 879
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-907 848
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 159 785	-51 814
Equipo generador	US\$/año	0	-3 116 616
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 159 785	-3 168 430
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 644 238	-13 970
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	3 631 878
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-147 201
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 644 238	3470707
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1644238	3470707
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1159785	-3168430
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-907848
COSTO TOTAL	US\$/año	-2804023	-605572
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2198452
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	29,34
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,55
Costo variable total	US\$/MWh	---	37,88
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	47,03
Precio medio de compra	US\$/MWh	51,60	51,60
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	19,67

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	4		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-197
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-5 892
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-919 916
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-926 005
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 196 683	-53 463
Equipo generador	US\$/año	0	-3 178 948
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 196 683	-3 232 411
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 703 751	-14 368
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	3 704 515
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-150 145
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 703 751	3540002
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1703751	3540002
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1196683	-3232411
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-926005
COSTO TOTAL	US\$/año	-2900434	-618414
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2282020
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	29,92
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,72
Costo variable total	US\$/MWh	---	38,64
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	47,97
Precio medio de compra	US\$/MWh	52,63	52,63
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	20,06

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	5		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-201
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 010
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-938 315
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-944 525
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 234 593	-55 157
Equipo generador	US\$/año	0	-3 242 527
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 234 593	-3 297 684
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 764 986	-14 777
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	3 778 606
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-153 148
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 764 986	3610681
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1764986	3610681
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1234593	-3297684
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-944525
COSTO TOTAL	US\$/año	-2999579	-631528
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2368051
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	30,52
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	8,89
Costo variable total	US\$/MWh	---	39,41
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	48,93
Precio medio de compra	US\$/MWh	53,68	53,68
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	20,46

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	6		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-205
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 130
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-957 081
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-963 416
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 273 541	-56 897
Equipo generador	US\$/año	0	-3 307 378
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 273 541	-3 364 274
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 827 989	-15 196
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	3 854 178
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-156 211
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-1 827 989	3682771
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1827989	3682771
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1273541	-3364274
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-963416
COSTO TOTAL	US\$/año	-3101530	-644919
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2456611
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	31,13
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,07
Costo variable total	US\$/MWh	---	40,20
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	49,91
Precio medio de compra	US\$/MWh	54,76	54,76
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	20,87

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	7		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-209
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 252
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-976 223
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-982 684
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 313 553	-58 684
Equipo generador	US\$/año	0	-3 373 525
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 313 553	-3 432 209
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 892 806	-15 626
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	3 931 261
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-159 335
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 892 806	3756300
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1892806	3756300
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1313553	-3432209
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-982684
COSTO TOTAL	US\$/año	-3206359	-658593
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2547766
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	31,76
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,25
Costo variable total	US\$/MWh	---	41,01
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	50,91
Precio medio de compra	US\$/MWh	55,85	55,85
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	21,29

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	8		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-213
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 377
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-995 747
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 002 338
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 354 656	-60 521
Equipo generador	US\$/año	0	-3 440 996
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 354 656	-3 501 516
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-1 959 485	-16 067
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 009 887
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-162 522
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-1 959 485	3831297
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-1959485	3831297
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1354656	-3501516
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1002338
COSTO TOTAL	US\$/año	-3314141	-672556
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2641585
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	32,39
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,44
Costo variable total	US\$/MWh	---	41,83
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	51,93
Precio medio de compra	US\$/MWh	56,97	56,97
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	21,71

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	9		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-217
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 505
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 015 662
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 022 384
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
Calderas existentes	US\$/año	-1 396 878	-62 407
Equipo generador	US\$/año	0	-3 509 816
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 396 878	-3 572 222
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 028 074	-16 520
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 090 084
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-165 773
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 028 074	3907792
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2028074	3907792
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1396878	-3572222
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1022384
COSTO TOTAL	US\$/año	-3424952	-686815
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2738137
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	33,04
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,62
Costo variable total	US\$/MWh	---	42,66
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	52,97
Precio medio de compra	US\$/MWh	58,11	58,11
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	22,15

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	10		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-222
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 635
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 035 975
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 042 832
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
Calderas existentes	US\$/año	-1 440 247	-64 344
Equipo generador	US\$/año	0	-3 580 012
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 440 247	-3 644 356
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 098 622	-16 984
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 171 886
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-169 088
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 098 622	3985814
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2098622	3985814
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1440247	-3644356
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1042832
COSTO TOTAL	US\$/año	-3538869	-701374
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2837495
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	33,70
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	9,82
Costo variable total	US\$/MWh	---	43,52
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	54,02
Precio medio de compra	US\$/MWh	59,27	59,27
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	22,59

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	11		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-226
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 768
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 056 695
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 063 689
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 484 792	-66 334
Equipo generador	US\$/año	0	-3 651 612
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 484 792	-3 717 947
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 171 181	-17 460
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 255 324
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-172 470
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 171 181	4065394
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2171181	4065394
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1484792	-3717947
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1063689
COSTO TOTAL	US\$/año	-3655973	-716242
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	2939731
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	34,37
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,01
Costo variable total	US\$/MWh	---	44,39
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	55,10
Precio medio de compra	US\$/MWh	60,46	60,46
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	23,04

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	12		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-231
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-6 903
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 077 829
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 084 963
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 530 542	-68 378
Equipo generador	US\$/año	0	-3 724 644
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 530 542	-3 793 023
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 245 803	-17 949
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 340 430
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-175 919
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 245 803	4146562
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2245803	4146562
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1530542	-3793023
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1084963
COSTO TOTAL	US\$/año	-3776346	-731423
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3044923
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	35,06
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,21
Costo variable total	US\$/MWh	---	45,27
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	56,21
Precio medio de compra	US\$/MWh	61,66	61,66
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	23,50

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	13		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-235
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 041
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 099 385
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 106 662
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 577 529	-70 478
Equipo generador	US\$/año	0	-3 799 137
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 577 529	-3 869 615
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 322 542	-18 450
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 427 239
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-179 438
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA	US\$/año	-2 322 542	4229352
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2322542	4229352
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1577529	-3869615
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1106662
COSTO TOTAL	US\$/año	-3900071	-746925
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3153146
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	35,76
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,42
Costo variable total	US\$/MWh	---	46,18
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	57,33
Precio medio de compra	US\$/MWh	62,90	62,90
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	23,97

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	14		
Mantenimiento acometida de gas	US\$/año	0	-240
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 182
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 121 373
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 128 795
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 625 783	-72 633
Equipo generador	US\$/año	0	-3 875 120
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 625 783	-3 947 753
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 401 452	-18 964
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 515 784
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-183 026
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 401 452	4313794
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2401452	4313794
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1625783	-3947753
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1128795
COSTO TOTAL	US\$/año	-4027234	-762755
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3264480
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	36,48
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,63
Costo variable total	US\$/MWh	---	47,10
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	58,48
Precio medio de compra	US\$/MWh	64,16	64,16
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	24,45

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	15		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-245
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 326
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 143 800
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 151 371
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 675 336	-74 847
Equipo generador	US\$/año	0	-3 952 622
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 675 336	-4 027 470
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 482 589	-19 491
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 606 099
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-186 687
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 482 589	4399922
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2482589	4399922
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1675336	-4027470
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1151371
COSTO TOTAL	US\$/año	-4157924	-778919
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3379006
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	37,21
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	10,84
Costo variable total	US\$/MWh	---	48,05
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	59,65
Precio medio de compra	US\$/MWh	65,44	65,44
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	24,94

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	16		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-250
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 472
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 166 676
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 174 398
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 726 220	-77 120
Equipo generador	US\$/año	0	-4 031 675
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 726 220	-4 108 795
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 566 011	-20 031
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 698 221
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-190 421
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 566 011	4487769
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2566011	4487769
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1726220	-4108795
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1174398
COSTO TOTAL	US\$/año	-4292231	-795424
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3496807
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	37,95
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	11,05
Costo variable total	US\$/MWh	---	49,01
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	60,84
Precio medio de compra	US\$/MWh	66,75	66,75
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	25,44

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	17		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-255
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 622
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 190 010
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 197 886
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 778 470	-79 455
Equipo generador	US\$/año	0	-4 112 308
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 778 470	-4 191 763
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 651 777	-20 586
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 792 186
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-194 229
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 651 777	4577371
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2651777	4577371
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1778470	-4191763
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1197886
COSTO TOTAL	US\$/año	-4430247	-812278
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3617969
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	38,71
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	11,28
Costo variable total	US\$/MWh	---	49,99
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	62,06
Precio medio de compra	US\$/MWh	68,08	68,08
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	25,95

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	18		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-260
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 774
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 213 810
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 221 844
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 832 120	-81 852
Equipo generador	US\$/año	0	-4 194 555
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 832 120	-4 276 406
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 739 947	-21 154
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 888 030
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-198 114
TOTAL COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 739 947	4668762
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2739947	4668762
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1832120	-4276406
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1221844
COSTO TOTAL	US\$/año	-4572067	-829489
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3742578
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	39,48
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	11,50
Costo variable total	US\$/MWh	---	50,99
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	63,30
Precio medio de compra	US\$/MWh	69,44	69,44
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	26,47

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	19		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-265
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-7 930
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 238 086
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 246 281
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 887 204	-84 313
Equipo generador	US\$/año	0	-4 278 446
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 887 204	-4 362 758
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 830 583	-21 737
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	4 985 790
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-202 076
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 830 583	4761977
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2830583	4761977
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1887204	-4362758
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1246281
COSTO TOTAL	US\$/año	-4717787	-847062
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	3870725
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	40,27
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	11,73
Costo variable total	US\$/MWh	---	52,01
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	64,56
Precio medio de compra	US\$/MWh	70,83	70,83
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	27,00

COSTOS DE MANTENIMIENTO	Año	Sin Proyecto	Cogeneración
	20		
Mantenimeinto acometida de gas	US\$/año	0	-270
Mantenimiento de HRSG	US\$/año	0	-8 088
Operación y mantenimiento del equipo generador	US\$/año	0	-1 262 848
TOTAL COSTOS DE MANTENIMIENTO	US\$/año	0	-1 271 206
COSTOS DE COMBUSTIBLES			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Calderas existentes	US\$/año	-1 943 759	-86 839
Equipo generador	US\$/año	0	-4 364 015
TOTAL COSTOS DE COMBUSTIBLES	US\$/año	-1 943 759	-4 450 854
CUENTA DE EXPLOTACIÓN			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Compra de energía eléctrica	US\$/año	-2 923 749	-22 335
Venta de energía eléctrica	US\$/año	0	5 085 506
Peaje por el uso de la red de distribución	US\$/año	0	-206 117
TOTAL COSTOS DE ENERGIA ELÉCTRICA	US\$/año	-2 923 749	4857053
Sub - total Energía Eléctrica	US\$/año	-2923749	4857053
Sub - total Combustibles	US\$/año	-1943759	-4450854
Sub - total Mantenimiento	US\$/año	0	-1271206
COSTO TOTAL	US\$/año	-4867507	-865007
AHORRO BRUTO ANUAL	US\$/año	BASE	4002500
COSTOS UNITARIOS DE ELECTRICIDAD			
		Sin Proyecto	Cogeneración
Costo variable combustible	US\$/MWh	---	41,08
Operación y mantenimiento	US\$/MWh	---	11,97
Costo variable total	US\$/MWh	---	53,05
Precio medio de venta	US\$/MWh	0	65,86
Precio medio de compra	US\$/MWh	72,25	72,25
Costo promedio de generación	US\$/MWh	0	27,54