

POTENCIAL DE COGENERACION EN EL PERU

POTENCIAL NACIONAL DE COGENERACION UTILIZANDO GAS NATURAL

# COGENERACION

## POTENCIAL NACIONAL DE COGENERACION UTILIZANDO GAS NATURAL



Programa



COMISION  
EUROPEA



COOPERACION  
ESPAÑOLA



CENERGIA



INSTITUTO PARA LA  
DIVERSIFICACIÓN Y  
AHORRO DE ENERGIA



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

La Cogeneración está referida a la producción simultánea de energía mecánica y eléctrica y energía calorífica útil (aprovechable en forma de vapor, gases ó líquidos calientes) a partir de un combustible.

Frente a la eficiencia de las centrales térmicas convencionales que oscila entre el 35 y 40% de la energía del combustible utilizado, las centrales de cogeneración aprovechan más del 60%, produciendo una significativa economía en las importaciones de combustibles, beneficiando al país (mejora de la balanza comercial) y a las empresas industriales que cuentan con estos sistemas, al producir ahorros en sus costes de operación, con el consiguiente aumento de su competitividad en los mercados internacionales.

La cogeneración puede ser utilizada en sistemas donde los principales equipos móviles son turbinas de vapor, turbinas de gas y motores de combustión interna.

El estudio "Potencial nacional de cogeneración utilizando gas natural", ha sido elaborado por el Centro de Conservación de Energía y del Ambiente CENERGIA, con el auspicio del Programa ALURE de la Comisión Europea, con la Cooperación del Gobierno Español a través de ICI y del Ministerio de Energía y Minas en el marco del Proyecto "Desarrollo Energético".

Dicho estudio ha determinado el potencial tecnológico y efectivo de cogeneración a nivel nacional en los sectores industrial, refinero, minero metalúrgico y servicios, considerando la utilización del gas natural de Camísea.

Para su determinación se ha evaluado una muestra representativa de empresas de los cuatro sectores antes mencionados, tomando en cuenta determinados criterios para su elección. Se consideraron todas las opciones de cogeneración en cada empresa, así como ciertos parámetros para la determinación del potencial tecnológico y efectivo de cogeneración. Igualmente, con la finalidad de conocer la incidencia de los precios de los energéticos en los proyectos de cogeneración se realizó un análisis de sensibilidad con la



COMISION  
EUROPEA



COOPERACION  
ESPAÑOLA



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS



CENERGIA

**PROGRAMA ALURE N° ALR/B7-3011/95/042  
PROYECTO "DESARROLLO ENERGETICO"**



*"POTENCIAL NACIONAL  
DE COGENERACION  
UTILIZANDO GAS NATURAL"*

*Lima, Diciembre de 1999*

***“POTENCIAL NACIONAL  
DE COGENERACION  
UTILIZANDO GAS NATURAL”***

---

## INDICE

	Pág
PRESENTACION .....	7
RESUMEN EJECUTIVO .....	11
1. INTRODUCCION .....	29
2. ANTECEDENTES .....	31
3. OBJETIVO DEL ESTUDIO .....	33
4. BENEFICIOS DE LA COGENERACION .....	34
5. DEFINICIONES .....	36
6. MARCO DE REFERENCIA NACIONAL .....	38
7. METODOLOGIA UTILIZADA .....	57
8. TECNOLOGIAS DE COGENERACION EVALUADAS .....	74
9. RESULTADOS DEL ESTUDIO .....	85
10. ANALISIS DE SENSIBILIDAD .....	101
11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	119



---

## PRESENTACION

El Ministerio de Energía y Minas en el marco de su política general impulsa la utilización racional y eficiente de los recursos energéticos, así como la adecuada conservación del ambiente para contribuir al desarrollo sostenible del país.

Con el objeto de promover mejoras en el campo de la eficiencia energética, el Ministerio de Energía y Minas viene realizando actividades de capacitación y difusión en los diferentes sectores. Asimismo, ha venido apoyando desde 1985 las acciones que realiza el Centro de Conservación de Energía y del Ambiente (CENERGIA).

La cogeneración, es decir la producción combinada de calor y electricidad, es una de las opciones que contribuyen a mejorar la eficiencia energética, ya que permiten reducir más del 30% del consumo de combustible que se requiere para producir calor y electricidad de manera independiente. Es una tecnología de alta eficiencia energética y puede ser utilizada en sistemas donde los principales equipos móviles son turbinas de vapor, turbinas de gas y motores de combustión interna.

En los sectores productivos y de servicios del país, existen posibilidades para implantar este tipo de opciones, por lo que se consideró conveniente evaluar el potencial de cogeneración a nivel nacional utilizando gas natural, a fin de determinar su importancia económica e identificar proyectos que puedan fomentar el interés de los empresarios industriales para invertir en esta opción energética.

El estudio ha sido elaborado en el marco del Proyecto «Eficiencia Energética en el Sector Productivo y Transporte», que cuenta con el

auspicio del Programa: América Latina Utilización Óptima de los Recursos Energéticos - ALURE de la Comisión Europea, de la Agencia Española de Cooperación Internacional y del Ministerio de Energía y Minas a través del Proyecto "Desarrollo Energético». Fue elaborado por CENERGIA con la asesoría de especialistas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) de España.

La aplicación de la cogeneración se ve favorecida económicamente con la utilización del gas natural, debido a que es un combustible limpio, menos contaminante y de menor precio que los derivados del petróleo y el carbón.

El presente estudio, toma en cuenta la perspectiva del uso del gas natural, principalmente en el mercado industrial, minero, refinerías de petróleo y de servicios, para lo cual se ha evaluado técnica y económicamente las alternativas de factibilidad de implantación de centrales de cogeneración en dicho mercado al nivel de empresas.

Se espera que los resultados que se presentan sirva de referencia para que las empresas de los sectores evaluados, que cuentan con potencial de cogeneración consideren la opción de destinar inversiones para su implantación.

## SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

- kW : kilovatio (unidad de potencia)
- MW : Megavatio (unidad de potencia)
- GW : Gigavatio (unidad de potencia)
- kV : kilovoltio (unidad de diferencia de potencial)
- kW(e) : kilovatio eléctrico (unidad de potencia)
- kW(t) : kilovatio térmico (unidad de potencia)
- kWh : kilovatio hora (unidad de energía)
- MWh : Megavatio hora (unidad de energía)
- GWh : Gigavatio hora (unidad de energía)
- TWh : Teravatio hora (unidad de energía)
- BP : Baja presión (de vapor)
- tep : Tonelada equivalente de petróleo
- bbl : Barril de combustible (equivale a 42 galones)
- EE : Energía eléctrica
- Q/E : Relación calor / electricidad
- TE : Término de energía se define como la base de cálculo igual al precio estándar de la energía eléctrica importada, aproximadamente igual a 0,05 US\$/kWh

## RESUMEN EJECUTIVO

### 1. OBJETIVO

El objetivo del estudio es evaluar a nivel nacional el potencial tecnológico y efectivo de cogeneración en los sectores industrial, refinero, minero metalúrgico y servicios, utilizando gas natural.

### 2. DEFINICIONES

#### POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN

Representa el valor máximo de potencia de cogeneración en cada sector evaluado, incluyendo todas las instalaciones tecnológicamente factibles de implementar, sin tomar en consideración criterios de rentabilidad, tanto a nivel empresarial como nacional <sup>1</sup>.

#### POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN

Representa el valor máximo de potencia efectiva de cogeneración, considerando la implementación de sistemas de cogeneración en los diferentes sectores, así como la situación actual y la evolución de los requerimientos energéticos.

El potencial efectivo de cogeneración toma en cuenta los aspectos económicos de rentabilidad, a fin de seleccionar la mejor alternativa de cogeneración para ser implementada en una empresa. Dicho potencial se ha obtenido a partir de la evaluación técnica y económica del proyecto de cogeneración realizada para cada una de las empresas seleccionadas.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Se consideran soluciones con un período de retorno simple positivo y que reporten un ahorro de energía primaria para el país.

<sup>2</sup> Se han realizado análisis en industrias cuyos responsables completaron la encuesta, mientras que para las restantes se ha hecho una estimación individual por semejanza con las encuestas.

### 3. METODOLOGÍA UTILIZADA

La determinación del potencial de cogeneración, se inició con la recopilación de información de cada sector evaluado. La información fue obtenida de las empresas suministradoras de energía y de encuestas realizadas en las plantas industriales, refinerías, empresas minero metalúrgicas y servicios (centros hospitalarios), para luego evaluar la energía térmica útil que es obtenida del combustible y la potencia eléctrica consumida a nivel de cada usuario.

Utilizando dicha información, se seleccionaron las empresas que cumplieran las restricciones técnicas establecidas y que cuentan con posibilidades de implementación de plantas de cogeneración.

La información requerida en la encuesta se obtuvo con el apoyo del personal del Proyecto, posteriormente dicha información fue verificada empleando una hoja de cálculo elaborada en CENERGIA y finalmente validada utilizando el programa informático "Prediagnóstico de cogeneración" - WINPRECOG.

Dicho programa, efectúa la evaluación del potencial de cogeneración tomando como punto de partida la situación de referencia y considerando una tendencia normal en su evolución. La situación de referencia toma en cuenta las condiciones actuales del proceso, los precios de combustibles y tarifas eléctricas vigentes a diciembre de 1998.

Durante el procesamiento informático, se evaluaron las alternativas de cogeneración que técnica y económicamente se adecuan a cada empresa industrial, refinería, empresa minero metalúrgica e instituciones de servicios (centros hospitalarios), determinándose el orden de prioridad para la selección de dichas alternativas.

Los resultados del procesamiento informático, se presentan en detalle en un reporte de resultados que incluye la evaluación técnica y económica del potencial de cogeneración para cada empresa. Con dicha información se determinó el potencial tecnológico y efectivo de las empresas que respondieron las encuestas.

Para las empresas que no respondieron las encuestas, se aplicó la metodología de extrapolación de resultados, tomando como referen-

cia las encuestas atendidas y que presentaron similares características en términos de producción y de consumo de energía de cada sector.

Para la determinación del potencial efectivo se emplearon factores que dependen del período de retorno de la inversión del proyecto.

Finalmente, se realizó el análisis de sensibilidad del potencial efectivo de cada sector, el cual consistió en la evaluación económica de la variación de los precios del gas natural y de la energía eléctrica.

#### **4. AMBITO DEL ESTUDIO**

El presente estudio ha permitido determinar el potencial tecnológico y efectivo de cogeneración utilizando gas natural a nivel nacional en los sectores: industrial, refinero, minero – metalúrgico y servicios.

##### **Sector industrial**

Se determinó el potencial de cogeneración de todo el sector, así como por ramas industriales, las mismas que se detallan a continuación:

- Aceites y grasas.
- Bebidas y alimentos.
- Cerámica y refractarios.
- Lácteos.
- Metal – mecánica.
- Pesquería.
- Papel.
- Productos químicos.
- Textil.

##### **Sector refinero**

Se determinó el potencial de cogeneración de las refinerías de petróleo privadas y estatales que operan en el país.

##### **Sector minero – metalúrgico**

Se determinó el potencial de cogeneración, según la capacidad instalada de cada empresa del sector, en la gran y mediana minería.

## **Sector servicios**

Se determinó el potencial de cogeneración del subsector hospitalario, seleccionado por ser el más importante consumidor del sector servicios. No se incluyó a hoteles y comercios por no contar con los consumos mínimos requeridos.

## **5. RESTRICCIONES PARA LA SELECCIÓN DE EMPRESAS**

### **Sector Industrial, Refinero y Minero Metalúrgico**

Para la selección de las empresas, se han considerado tres restricciones de tipo energético y operativo. Dicha selección, tiene la finalidad de ubicar a las empresas que cuenten con posibilidades de implementación de centrales de cogeneración.

Las restricciones que se han considerado son las siguientes:

- a) La empresa debe tener un consumo mínimo de combustible anual, el cual se ha establecido en 500 tep/año, equivalente al consumo de 3 403 bbl/año de petróleo residual ó de 3 623 bbl/año de petróleo diesel 2.
- b) La empresa debe contar con un consumo mínimo de energía eléctrica, el cual se ha establecido en 2 000 MWh/año (500 kW de potencia contratada).
- c) La empresa debe contar con un límite mínimo de horas de operación anual, el cual se ha establecido en 4 000 h/año. Este criterio excluye del estudio a todas aquellas empresas cuya capacidad instalada limita su actividad productiva a un sólo turno laboral.

### **Sector Servicios**

Considerando las elevadas inversiones que supone la instalación de los sistemas de cogeneración, el escenario de estudio se restringe a hospitales con dimensiones energéticas superiores a criterios previamente establecidos, que aseguren la rentabilidad del proyecto.

Estas restricciones se indican a continuación:

- a) El centro hospitalario debe tener un consumo mínimo de combustible anual, el cual se ha establecido en 200 tep/año, equivalente al consumo de 1 361 bbl/año de petróleo residual ó de 1 450 bbl/año de petróleo diesel 2.

La demanda mínima de energía térmica para la generación de vapor y/o agua caliente, se establece en base a condiciones impuestas por la gama de motores alternos disponibles (no se ha considerado la alternativa de emplear las turbinas a vapor en el sistema de cogeneración, dado el bajo consumo de vapor en los centros hospitalarios).

- b) El hospital debe contar con un consumo mínimo de energía eléctrica, el cual se ha establecido en 2 000 MWh/año (250 kW de potencia contratada).
- c) El centro hospitalario debe contar con un límite mínimo de horas de operación anual, el cual se ha establecido en 4 000 h/año.

## **6. PARAMETROS PARA DETERMINAR EL POTENCIAL TECNOLÓGICO Y EFECTIVO DE COGENERACIÓN**

### **Parámetros para determinar el Potencial Tecnológico de Cogeneración**

Como se definió anteriormente, el potencial tecnológico de cogeneración depende de criterios técnicos y no toma en cuenta indicadores económicos.

Sin embargo, considerando la utilidad de obtener datos económicos referenciales se utiliza el denominado período de retorno simple de la inversión (Pay Back Time - PBT).

Los parámetros establecidos que deben cumplir las instalaciones industriales son los siguientes.

- a. Ahorro porcentual de energía primaria - APEP, mayor que 30 %.
- b. Potencia instalada de la central de cogeneración igual o menor, al triple de la potencia actual contratada.

c. PBT de la alternativa de cogeneración mayor que 0 (sin restricción).

Para la determinación del potencial tecnológico, se toma entre las alternativas de cogeneración, el mayor valor para la potencia instalada de la central que corresponda a un valor mínimo de PBT.

Cabe señalar, que el primer parámetro se fundamenta en el criterio de eficiencia energética de la empresa, que a continuación se describe.

### **Criterio de eficiencia energética**

Se ha establecido que la eficiencia energética de las centrales de cogeneración, deben producir el ahorro de energía primaria mínimo del 30 % con respecto al sistema convencional (situación de referencia). La referencia tomada corresponde a la experiencia en España, cuya legislación exige que una central de cogeneración debe producir el 45 % de ahorro de energía primaria.

### **Parámetros para determinar el Potencial Efectivo de Cogeneración**

La determinación del potencial efectivo, considera los parámetros enumerados en el ítem anterior, incluyendo el parámetro del mínimo período de retorno de la inversión (PBT).

Este parámetro sustituye al de ahorro de energía primaria y considera la máxima rentabilidad en la inversión. Se selecciona la alternativa de cada industria que presente el menor valor del PBT, con lo cual se determina el potencial efectivo de cogeneración.

El potencial efectivo es afectado por el factor de probabilidad de ejecución del proyecto de cogeneración. Para cada valor de PBT mínimo, se utilizan factores que se toman de la experiencia española en la instalación de centrales de cogeneración.

Los intervalos de los valores del PBT simple y los respectivos factores a aplicar son los siguientes:

- Cuando el PBT simple sea menor de 2 años, se aplicará a los resultados un factor del 85 % de probabilidad de ejecución del proyecto de cogeneración.
- Con un PBT > 2 y < 3 años, se aplicará el factor del 75 %.

- Con un PBT > 3 y < 4 años, se aplicará el factor del 50 %.
- Con un PBT > 4 y < 5 años, se aplicará el factor del 25 %.
- Con un PBT > 5 años, se supone que no se realizarán inversiones en el proyecto.

Los factores mencionados se aplican a la potencia efectiva de cogeneración y a los resultados energéticos de cada empresa.

En la evaluación económica del potencial, los costos de los energéticos son muy importantes. Se ha considerado para la energía eléctrica importada la tarifa de 0,05 US\$/kWh y el precio del gas natural en 3 US\$/Mpc (conforme al promedio de los precios internacionales del gas).

## **7. RESULTADOS**

### **POTENCIAL DE COGENERACIÓN A NIVEL NACIONAL**

#### **A. Potencial Tecnológico**

El potencial tecnológico de cogeneración a nivel nacional es de 427,5 MW, de los cuales el 70,8 % corresponde al sector industrial, el 15,3 % al sector refinero, 9,2 % al sector minero – metalúrgico y el 4,7 % al sector servicios. El número de empresas consideradas para determinar el potencial tecnológico nacional de cogeneración es de 129.

El ahorro total del sistema que se logrará con la instalación de las plantas de cogeneración identificadas por menor consumo de combustible se estima en 99,9 millones de dólares, la inversión requerida asciende a 455,1 millones de dólares y el período de retorno de la inversión es de 4,6 años (ver cuadro N° 1).

#### **B. Potencial Efectivo**

El potencial efectivo de cogeneración a nivel nacional es de 196,7 MW, de los cuales el 64,3 % corresponde al sector industrial, el 25,9 % al sector refinero, el 7,9 % al sector minero – metalúrgico y el 1,9% al sector servicios. El número de empresas consideradas para determinar el potencial efectivo nacional de cogeneración es 119. El ahorro total del sistema se estima en 87,4 millones de dólares y la inversión requerida asciende a 212,7 millones de dólares; el período de retorno de la inversión es de 2,4 años (ver cuadro N° 2).

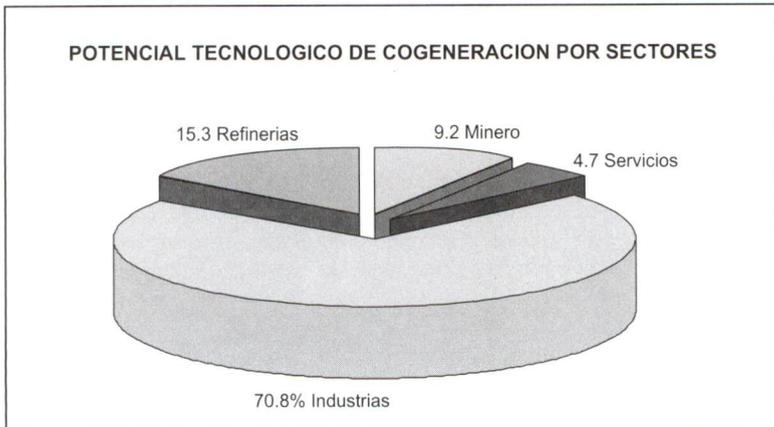
CUADRO N° 1

POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN

SECTORES : INDUSTRIA, REFINERO, MINERO - METALÚRGICO Y SERVICIOS

Sector	POTENCIA INSTALADA (MW)	INC. ENERGIA ELECT. AUTOGENERADA (MWh/año)	EXP. ENERGIA ELECTRICA (MWh/año)	INVERSION (MUS\$)	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$/año)	PBT (año)	NUMERO DE EMPRESAS (Unidad)
Industrial	302 80	2 135 432	744 259	318 470	69 471	4,5	90
Refinero	65 35	515 322	343 525	96 032	21 604	4,4	6
Minero - metalúrgico	39 20	288 165	1 204	25 602	6 372	4,0	20
Servicios	20 20	97 281	62 911	15 060	2 413	6,2	13
<b>TOTAL</b>	<b>427 50</b>	<b>3 033 200</b>	<b>1 151 899</b>	<b>455 164</b>	<b>99 860</b>	<b>4,6</b>	<b>129</b>

PBT= Período de retorno de la inversion



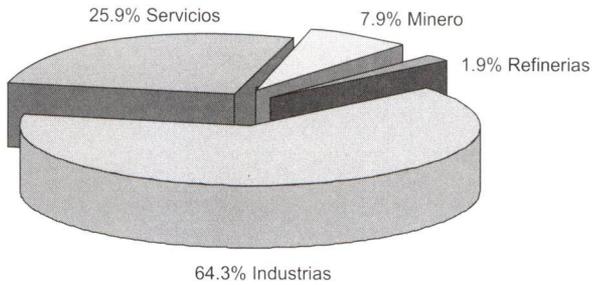
CUADRO N° 2

POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN

SECTORES : INDUSTRIA, REFINERO, MINERO - METALÚRGICO Y SERVICIOS

Sector	POTENCIA INSTALADA (MW)	INC. ENERGIA ELECT. AUTOGENERADA (MWh/año)	EXP. ENERGIA ELECTRICA (MWh/año)	INVERSION (MUS\$)	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$/año)	PBT (año)	NÚMERO DE EMPRESAS (Unidad)
Industrial	126 4	946 051	235 534	138 471	59 420	2,3	90
Refinero	50 9	407 795	268 935	60 577	23 965	2,5	4
Minero - Metalúrgico	15 6	114 770	0	10 249	2 794	3,7	16
Servicios	3 8	18 161	3 680	3 404	1 199	2,8	9
<b>TOTAL</b>	<b>196 7</b>	<b>1 486 777</b>	<b>508 149</b>	<b>212 701</b>	<b>87 378</b>	<b>2,4</b>	<b>119</b>

POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACION POR SECTORES



## 7.1 SECTOR INDUSTRIAL

### A. Potencial tecnológico de cogeneración.

- El potencial tecnológico de cogeneración en el sector industrial utilizando gas natural, es de 302,8 MW para una muestra de 90 industrias.
- La inversión necesaria para la implementación de estas plantas de cogeneración es de 318,5 millones de dólares, dicha inversión corresponde principalmente a la adquisición de turbinas de gas y motores alternativos que consumen gas natural.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de sistemas de cogeneración en las 90 plantas industriales evaluadas ascienden a 69,5 millones de dólares anuales.

### B. Potencial efectivo de cogeneración.

- El potencial efectivo de cogeneración ha sido determinado considerando criterios técnicos y económicos específicos, obteniéndose como resultado una potencia total de 126,4 MW para un conjunto de 90 empresas seleccionadas.
- La inversión requerida para la instalación de las plantas de cogeneración es de 138,5 millones de dólares.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración determinados en el potencial efectivo de cogeneración ascienden a 59,4 millones de dólares anuales.
- El período de retorno de la inversión en el sector industrial es de 2,3 años.
- Los subsectores industriales de papel y productos químicos, son los que tienen mayores perspectivas, debido a sus mayores potenciales efectivos de cogeneración, calculados en 23,3 y 25,0 MW respectivamente (para un conjunto de 14 plantas industriales).

### C. Análisis de sensibilidad.

- El precio del gas natural tiene incidencia directa en el desarrollo futuro de los sistemas de cogeneración.

Una reducción del precio del gas natural en 20 %, permite elevar el potencial efectivo de cogeneración del sector industrial de 126,4 MW a 150,4 MW, es decir, 19 % mayor al valor inicial.

Un incremento del precio del gas natural en 20 %, permite la reducción del potencial efectivo de cogeneración a 111,8 MW; es decir, 11,6 % menor al valor inicial.

- La tarifa de energía eléctrica importada de la red de suministro, es un factor determinante para la factibilidad de sistemas de cogeneración, debido a que ligeras variaciones producen cambios importantes que influyen en la aplicación final de los sistemas y que deberá seguirse con gran atención.

Un incremento del 20 % en el precio de la tarifa de energía eléctrica importada permite la elevación del potencial efectivo de cogeneración del sector industrial a 153,0 MW (21%).

La reducción del precio de la tarifa de energía eléctrica en 10 %, permite la reducción del potencial efectivo de cogeneración a 120,1 MW (5%).

- El precio de la energía eléctrica exportada a la red, influye directamente en el diseño del tamaño y potencia del sistema de cogeneración. Las plantas de cogeneración se diseñan en general para la exportación de energía, por este motivo se deberá definir prioritariamente la tarifa de la energía eléctrica exportada, por parte de las empresas eléctricas.

Si la tarifa de la energía exportada es igual al término de energía (TE), el potencial efectivo de cogeneración del sector industrial se eleva a 148,4 MW.

Donde: TE: Término de energía = 0,05 US\$/kWh

Si el precio de la energía exportada es igual a 56% del TE, el potencial efectivo del sector industrial se incrementa a 130,1 MW.

## 7.2 SECTOR REFINERO

### A. Potencial tecnológico de cogeneración.

- El potencial tecnológico de cogeneración del sector refinero nacional es de 65,4 MW para un total de 6 refinerías evaluadas.
- La inversión necesaria para la implementación de plantas de cogeneración en el sector refinero es de 96 millones de dólares, para un total de 6 refinerías evaluadas.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de estos sistemas de cogeneración en el sector refinero es de 21,6 millones de dólares anuales, para un total de 6 refinerías evaluadas.

### B. Potencial efectivo de cogeneración.

- El potencial efectivo de cogeneración ha sido determinado considerando criterios técnicos y económicos específicos, obteniéndose como resultado, una potencia de 50,9 MW, para un total de 4 refinerías evaluadas.
- La inversión requerida para la instalación de estas plantas con potencial efectivo de cogeneración es de 60,5 millones de dólares, para un total de 4 refinerías evaluadas.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de estas plantas con potencial de cogeneración alcanzan los 23,9 millones de dólares anuales (4 refinerías).
- El período de retorno de la inversión en el sector refinero es de 2,5 años.

### C. Análisis de sensibilidad.

- Una reducción del precio del gas natural en 20 %, permite elevar el potencial efectivo de cogeneración del sector a 57,0 MW; en cambio, un incremento del precio del gas natural en 20 %, origina la reducción del potencial efectivo de cogeneración a 45,8 MW.

- El incremento del precio de la tarifa de energía eléctrica importada en 20%, permite la elevación del potencial efectivo de cogeneración del sector a 58,5 MW y la reducción del precio de la tarifa de energía eléctrica en 20%, reduce el potencial efectivo de cogeneración a 47,3 MW.
- Si el precio de la energía exportada es igual a 40% del T.E., el potencial efectivo de cogeneración del sector se eleva a 53,4 MW y para un precio de la energía exportada es igual a 80% del T.E., el potencial efectivo del sector se incrementa a 61,0 MW.

### **7.3 SECTOR MINERO - METALÚRGICO**

#### **A. Potencial tecnológico de cogeneración.**

- El potencial tecnológico de cogeneración del sector minero metalúrgico nacional es de 39,2 MW para un total de 20 empresas seleccionadas.
- La inversión necesaria para la implementación de estas plantas de cogeneración es de 25,6 millones de dólares (para 20 plantas), dicha inversión corresponde en su mayor parte a la adquisición de motores alternativos que consumen gas natural.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración es de 6,4 millones de dólares anuales.

#### **B. Potencial efectivo de cogeneración.**

- El potencial efectivo de cogeneración ha sido determinado considerando criterios técnicos y económicos específicos, obteniéndose como resultado, la potencia total de 15,6 MW, para un total de 16 empresas seleccionadas.
- La inversión requerida para la instalación de las plantas de cogeneración en este sector es de 10,2 millones de dólares (para 16 plantas de cogeneración).

- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración en este sector alcanzan los 2,8 millones de dólares anuales, para 16 plantas evaluadas.
- El período de retorno de la inversión en el sector minero metalúrgico será de 3,7 años, para 16 plantas evaluadas.

### **C. Análisis de sensibilidad.**

- La reducción de los precios del gas natural en 20% hacen que el potencial efectivo de cogeneración del sector minero metalúrgico se incremente a 18,2 MW.
- El incremento del precio de gas en 20%, hace que el potencial efectivo de cogeneración se reduzca a 14,5 MW.
- El incremento del precio de la tarifa de energía eléctrica importada en 10%, eleva el potencial efectivo de cogeneración del sector minero metalúrgico a 17,3 MW.
- La reducción del precio de la energía importada en 10%, hace que el potencial efectivo de cogeneración se incremente a 16,8 MW.

## **7.4 SECTOR SERVICIOS**

### **A. Potencial tecnológico de cogeneración.**

- El potencial tecnológico de cogeneración en el sector servicios (hospitales), es de 20,2 MW para un conjunto de 13 centros hospitalarios seleccionados.
- La inversión necesaria para la implementación de estas plantas de cogeneración es de 15 millones de dólares (para 13 centros hospitalarios), dicha inversión corresponde en su mayor parte a la adquisición de motores alternativos que consumen gas natural.

- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración es de 2,4 millones de dólares anuales.

## **B. Potencial efectivo de cogeneración.**

- El potencial efectivo de cogeneración ha sido determinado considerando criterios técnicos y económicos específicos, obteniéndose como resultado un potencial de cogeneración de 3,8 MW para un total de 9 centros hospitalarios seleccionados.
- La energía eléctrica que es posible cogenerar para el autoconsumo en los centros hospitalarios con potencial efectivo de cogeneración, es de 18,2 GWh/año.
- La inversión requerida para la instalación de este potencial de cogeneración en las plantas evaluadas es de 3,4 millones de dólares (para 9 centros hospitalarios).
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración alcanzan los 1,2 millones de dólares anuales.
- El período de retorno de la inversión en el sector servicios es de 2,8 años.

## **C. Análisis de sensibilidad.**

- De reducirse los precios del gas natural en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector servicios se incrementa a 4,9 MW y de incrementarse este precio de gas en 20%, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 3,0 MW.
- De incrementarse el precio de la tarifa de energía eléctrica importada en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector servicios se incrementa a 4,8 MW y de reducirse este precio en 10%, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 3,0 MW.

- Si el precio de la energía exportada se incrementa en 21%, el potencial efectivo de cogeneración del sector servicios se incrementa a 5,1 MW.
- Si el precio de la energía exportada se reduce en 43%, el potencial efectivo se reduce a 3,6 MW.

## 8. RECOMENDACIONES

- Se deberá establecer el marco legal que regule la cogeneración, con la finalidad de generar confianza en las empresas que cuenten con posibilidades de cogenerar, dicho marco legal debe incluir mecanismos que fomenten la implementación y desarrollo de proyectos de cogeneración.
- Los empresarios deberán ser convencidos de que la cogeneración es un negocio que les permitirá obtener ganancias tanto para ellos, como para el usuario, mediante el menor precio de la energía eléctrica suministrada. Por otro lado, la cogeneración logrará una disminución de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución.
- Las empresas eléctricas deberán considerar el precio justo para la potencia de socorro (que es la potencia que se debe suministrar en caso de inoperatividad del sistema de cogeneración), que requieran contratar las empresas que instalen los sistemas de cogeneración.
- Para que los sectores puedan acogerse a incentivos que se otorguen, éstos deberán demostrar que mediante la instalación de sistemas de cogeneración en sus instalaciones, se logrará como mínimo un ahorro de energía primaria de 30%.
- Es conveniente realizar el análisis de sensibilidad del nivel de acercamiento del potencial efectivo al tecnológico en cada sector, a fin de proyectar el mercado de gas natural para los próximos años, conforme a la variación futura de los siguientes precios:

- Precio del gas natural.
  - Precio de la energía eléctrica suministrada por la red.
  - Definición del precio de la energía eléctrica entregada a la red.
  - Definición del precio de la potencia de socorro.
- Una vez definida una alternativa de cogeneración con ventajas técnicas y económicas, el empresario deberá contar con apoyo y asesoría especializada para iniciar los estudios de factibilidad y proseguir con las negociaciones con las empresas eléctricas, con los proveedores de equipos de cogeneración y los entes financieros para su implementación.

# 1

## INTRODUCCION

La cogeneración esta referida al proceso de producción combinada de calor y potencia, el cual permite el uso secuencial de la energía liberada de la combustión de un combustible. La cogeneración puede ser utilizada en sistemas donde los principales equipos móviles son turbinas de vapor, turbinas de gas y motores de combustión interna.

Desde la perspectiva energética, el atractivo de la cogeneración es la alta eficiencia de conversión, del orden del 75 - 90 %, mucho más elevada que la obtenida por sistemas independientes de producción de calor y potencia. En este sentido, la cogeneración puede ser considerada una tecnología de eficiencia energética. Desde la perspectiva de los sistemas de electricidad, la cogeneración en los sectores industrial y comercial resulta una opción para la descentralización de la generación de energía eléctrica.

En el presente estudio se determina el potencial de cogeneración en los sectores industrial, refinero, minero – metalúrgico y servicios a nivel nacional considerando la utilización futura del gas natural como combustible, dada la perspectiva de explotación del gas de Camisea.

En el capítulo 2 del estudio se presentan los antecedentes de la cogeneración en el país. En el capítulo 3 se establece el objetivo del estudio y en el capítulo 4 se indican los beneficios que brinda la cogeneración.

Las definiciones de potencial tecnológico y efectivo de cogeneración, entre otros, se presentan en el capítulo 5. En el capítulo 6 se describe el marco de referencia nacional que comprende el marco legal, energético y económico para proyectos de cogeneración en el país.

El capítulo 7 trata sobre la metodología del estudio y en el capítulo 8 se describe brevemente las tecnologías de cogeneración evaluadas para su aplicación en nuestro país.

Los resultados del estudio y análisis de sensibilidad (con la variación de los precios de combustible y energía eléctrica) para cada sector se presentan en los capítulo 9 y 10 respectivamente.

Finalmente, en el capítulo 11 se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio para impulsar en el futuro proyectos de cogeneración en los sectores económicos del país.

# 2

## ANTECEDENTES

La cogeneración ha sido conocida en el mundo y utilizada desde principios del presente siglo. Fue utilizada en los inicios del desarrollo industrial, especialmente en industrias de consumo intensivo de energía, como una forma de satisfacer la necesidad dual de las industrias por energía eléctrica y calor, mayormente en la forma de vapor.

Los sistemas de cogeneración permiten la cobertura de los requerimientos energéticos de calor y energía eléctrica de las plantas industriales y de servicios a costos operativos menores, con respecto a la adquisición de combustible y energía eléctrica de manera independiente, como es el caso del sistema convencional actualmente utilizado en el sector productivo y de servicios a nivel nacional.

Los sistemas de cogeneración permiten al usuario obtener importantes beneficios económicos y posibilitan consecuentemente un importante ahorro de energía primaria (combustible) a nivel nacional.

### 2.1 ESTUDIOS DE POTENCIAL DE COGENERACIÓN REALIZADOS

Durante 1994 y 1995 CENERGIA con el auspicio de la Cooperación Española realizó estudios para evaluar el potencial de cogeneración en los sectores industrial, refinero, minero – metalúrgico y servicios; considerando el consumo de petróleo residual.

El primer estudio permitió determinar un potencial de cogeneración a nivel nacional de 133 MW, de los cuales 97,4 MW corresponden al sector industrial, 18,8 MW al sector refinero de petróleo, 13,4 MW al sector minero- metalúrgico y 3,4 MW al sector servicios.

Actualmente la estructura y condición económica de los sectores estu-

diados es diferente a la que se presentó en el año 1994 cuando se elaboró el primer estudio, dado que desde entonces diversos factores económicos y climáticos han repercutido en la estabilidad económica de muchas empresas nacionales.

Cabe recordar, que entre los años 1985 a 1990 se produjo una acelerada distorsión de las tarifas de energía eléctrica y de los precios de los combustibles debido a la política de subsidios aplicada por el gobierno peruano, por lo que el tema de la eficiencia energética en las industrias no era prioritario.

Desde el año 1990, con la aplicación de medidas económicas correctivas, se ha efectuado el reordenamiento de los precios de los energéticos, con la eliminación de los subsidios a los precios de los combustibles y a la tarifa de energía eléctrica.

## 2.2 PLANTAS DE COGENERACIÓN EN EL PAÍS

La cogeneración es bastante atractiva en procesos que producen un subproducto que puede ser utilizado como combustible. Dos ejemplos son las fábricas de papel, las cuales combustionan el licor negro y las fábricas de azúcar que utilizan el bagacillo (residuo del procesamiento del bagazo utilizado en las fábricas de papel) para la generación de vapor en calderas.

En la región norte del Perú, la mayoría de las industrias azucareras continúan operando con sistemas de cogeneración, que utilizan turbinas de vapor de contrapresión, y calderas acuotubulares de alta presión, que consumen petróleo y en menor cantidad bagacillo.

En la ciudad de Lima, existen dos plantas operando con sistemas de cogeneración; una de ellas es **SUDAMERICANA DE FIBRAS** (ex - BAYER) que pertenece al subsector productos químicos y cuenta con una planta de cogeneración que utiliza turbinas de vapor y calderas de alta presión. La central de cogeneración opera en paralelo con la red de suministro eléctrico de la empresa de distribución de energía eléctrica **EDELNOR**.

La otra planta, es la **REFINERÍA DE ZINC DE CAJAMARQUILLA** que cuenta con un sistema de cogeneración en ciclo de cola, la misma que está equipada con una caldera de recuperación de gases calientes y una turbina de vapor. La central de cogeneración opera en paralelo con la red de suministro eléctrico de la empresa de distribución de energía eléctrica **LUZ DEL SUR**.

# 3

## OBJETIVO DEL ESTUDIO

El objetivo del estudio es evaluar el potencial nacional de cogeneración, utilizando gas natural, el cual se ha determinado en los sectores industrial, refinero, minero metalúrgico y servicios.

El estudio ha permitido determinar el potencial tecnológico de cogeneración, el cual incluye todas las instalaciones tecnológicamente factibles de implementación.

Asimismo, se ha determinado el potencial efectivo de cogeneración que considera los aspectos económicos de rentabilidad para la selección de la mejor alternativa de cogeneración aplicada para una empresa.

Por otro lado, se ha realizado el análisis de sensibilidad con la variación de los precios de combustible y de las tarifas de energía eléctrica para determinar su incidencia en la ejecución de la alternativa de cogeneración seleccionada para cada empresa.

# 4

## BENEFICIOS DE LA COGENERACIÓN

Los principales beneficios que se obtienen con la aplicación de los sistemas de cogeneración utilizando gas natural son los siguientes:

### ◇ Ahorro de energía primaria

Una central de cogeneración consume aproximadamente 1 460 kcal/kWh y una central térmica convencional de generación consume 2 500 kcal/kWh.

### ◇ Medio ambiente

Una instalación de cogeneración disminuye el nivel de contaminación ambiental al emplear menor cantidad y con mayor eficiencia, el combustible requerido para la generación de la misma cantidad de energía eléctrica que una central térmica convencional.

### ◇ Distribución energética

Los sistemas de cogeneración producen energía eléctrica donde se requiere, evitando el transporte de grandes bloques de energía eléctrica desde las centrales convencionales alejadas de los centros de consumo (que originan fluctuaciones de tensión en colas de línea) y cuya ubicación se decide más por razones ecológicas o de recursos que de mercado.

### ◇ Costos de operación y mantenimiento

Las instalaciones de cogeneración al quedar integradas a los sistemas energéticos en uso de las plantas, no requieren otro personal que el habituado a sus propias instalaciones y por lo tanto no supone costo operativo adicional del que se realiza normalmente.

En los sistemas de cogeneración el costo adicional en este rubro se limita a los costos de mantenimiento y repuestos de equipos.

◇ **Competitividad empresarial**

Las empresas nacionales deben mejorar su competitividad comercial, si pretenden explotar su crecimiento potencial e ir ganando cuotas de mercado en el extranjero, planteando entre otras acciones la diversificación, aumento de la productividad y reducción de sus costos.

◇ **Actividad en otros sectores**

En paralelo con el incremento de la competitividad que se obtendría de los sistemas de cogeneración, es evidente que las inversiones que conllevan suponen un incremento de la producción de otros sectores.

◇ **Flexibilidad del sistema energético**

Los sistemas de cogeneración originan en la mayoría de casos la sustitución de productos petrolíferos por gas natural, carbón, o residuos combustibles y contribuyen por tanto a la flexibilidad del sistema de abastecimiento energético.

◇ **Confiabilidad del suministro energético**

El suministro energético mediante la cogeneración, ofrece mayor confiabilidad que el suministro convencional de energía eléctrica.

# 5

## DEFINICIONES

### **Potencial Tecnológico de Cogeneración**

El potencial tecnológico de cogeneración constituye un resultado independiente de aspectos de carácter económico, por lo que para una situación estructural dada, puede ser considerado como prácticamente fijo.

Este resultado determina el valor máximo del potencial de cogeneración en cada sector evaluado, e incluye todas las instalaciones tecnológicamente factibles de implementar, sin tomar en consideración criterios de rentabilidad, tanto a nivel empresarial como nacional <sup>1</sup>.

### **Potencial Efectivo de Cogeneración**

El potencial efectivo de cogeneración, toma en cuenta la posibilidad de implementación de sistemas de cogeneración en los diferentes sectores, considerando la situación actual y la evolución de los requerimientos energéticos, siguiendo una tendencia normal de crecimiento de los sectores.

Las consideraciones del potencial efectivo de cogeneración están referidas básicamente a los aspectos económicos. Para obtener el potencial efectivo de cogeneración se tendrá que elegir la alternativa que presente el mayor ahorro de energía primaria y menor período de retorno de la inversión.

Los potenciales efectivos se han obtenido a partir de la evaluación de cada una de las empresas seleccionadas, las cuales cumplen con las

condiciones necesarias para la implementación de sistemas de cogeneración.<sup>2</sup>

### **Término de energía (TE)**

Para evaluar las variaciones de precios se elige como base de cálculo el término de energía (TE), igual al precio estándar de la energía eléctrica importada, aproximadamente de 0,05 US\$/kWh.

El precio de venta de la energía eléctrica exportada en la situación de referencia se considera igual al 70 % del TE (0,035 US\$/kWh), el criterio de esta elección es analizar los precios mínimo y máximo para la venta de energía exportada en función del TE, por parte de la empresa suministradora.

El análisis de sensibilidad a la variación de este parámetro considera la posibilidad de venta de energía eléctrica excedente del sistema de cogeneración a la empresa suministradora.

### **Análisis de sensibilidad**

El análisis de sensibilidad determina la influencia de los parámetros económicos sobre la factibilidad de los sistemas de cogeneración, dicho análisis de sensibilidad se obtiene por la aplicación de un conjunto de supuestos, mediante los cuales se simulan aquellas situaciones que reflejan el probable comportamiento del mercado de la energía en el Perú.

---

<sup>1</sup> Se consideran soluciones con un período de retorno simple positivo y que reporten un ahorro de energía primaria para el país.

<sup>2</sup> Se han realizado análisis en industrias cuyos responsables completaron la encuesta, mientras que para las restantes se ha hecho una estimación individual por semejanza con las encuestas.

# 6

## MARCO DE REFERENCIA NACIONAL

### 6.1 MARCO LEGAL

#### 6.1.1 LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

Desde la dación de la Ley de Concesiones Eléctricas, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) tiene la misión de establecer las señales tarifarias que hagan posible el funcionamiento eficiente y sostenido del sector eléctrico nacional, en un mercado de competencia.

Para cumplir este mandato, la CTE realiza de manera permanente estudios y análisis de situación y seguimiento del comportamiento del sector y de sus agentes para efectuar la regulación periódica de las tarifas eléctricas. También realiza la difusión de información estadística de las variables más importantes relacionadas con el proceso de fijación tarifaria.

#### 6.1.2 LA COGENERACION Y LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

La actividad de la cogeneración en el Perú está implícitamente enmarcada en la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844, la cual estipula:

##### Artículo 1º.

Las actividades de generación, transmisión y distribución pueden ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas.

## **Artículo 2º.**

Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica, hidroeléctrica y geotérmica que no requieren concesión cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW.

## **Artículo 7º.**

Las actividades de generación, transmisión y distribución, que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación.

El titular deberá informar obligatoriamente al Ministerio de Energía y Minas el inicio de la operación y las características técnicas de las obras e instalaciones.

## **Artículo 8º.**

La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados para los suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociéndose costos de eficiencia.

## **Artículo 9º.**

El Estado previene la conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la Nación, así como el uso racional de los recursos nacionales en las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

### **6.1.3 MODELO TARIFARIO ACTUAL**

Según la Ley de Concesiones Eléctricas, la oferta de electricidad es separada en tres actividades claramente distinguibles: generación, transmisión y distribución. Este esquema establece un contexto de libre competencia para las actividades de generación y regula la transmisión y distribución para reducir los posibles abusos derivados de la posición de dominio que cada distribuidor tiene dentro de su área de concesión.

En tal sentido, el nuevo marco permite que cualquiera de estas actividades pueda ser desarrollada por personas naturales ó jurídicas, nacionales ó extranjeras, sin ninguna discriminación, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecidas por el Ministerio de Energía y Minas.

Uno de los elementos más importantes dentro de este marco regulatorio fue el diseño de un sistema de precios, cuyo objetivo principal es promover la eficiencia en las operaciones del sector.

El modelo tarifario establecido a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas considera los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad para los clientes regulados, dejando de lado la estructura de tarifas por sectores de consumo.

Para la venta de energía de un generador a un concesionario de distribución, las tarifas son fijadas semestralmente a partir de un precio básico sobre el que se aplica un factor de penalización por las pérdidas de energía que se originan en la transmisión.

Los precios de barra fijados no pueden diferir en más del 10 % del promedio de las tarifas establecidas por contratación libre del mercado.

En adición, anualmente se fija el peaje por conexión que los generadores deben abonar mensualmente a los propietarios de los sistemas de transmisión con el fin de cubrir sus costos de inversión, operación y mantenimiento.

Las tarifas para los usuarios finales del servicio de electricidad son obtenidas añadiendo a los precios en barra el Valor Agregado de Distribución (VAD), que incorpora los costos de facturación al usuario, las pérdidas físicas y comerciales y los costos de inversión, mantenimiento y operación asociadas a la distribución.

Un aspecto importante que ha sido incorporado en la nueva política tarifaria se refiere a las opciones tarifarias.

Los usuarios finales tienen la posibilidad de elegir entre distintas opciones tarifarias que le permitan obtener menores facturaciones por su consumo de electricidad, en función de los sistemas de medición dis-

ponibles y los costos diferenciados de electricidad en los períodos de “punta” y “fuera de punta”.

En todas las tarifas se ha establecido la facturación de un cargo fijo mensual, el cual se aplica aún cuando el consumo sea nulo (cero) o cuando el suministro esté cortado.

#### **6.1.4 REGLAMENTACION AMBIENTAL**

En el sector eléctrico, la legislación ambiental está contenida en los siguientes dispositivos:

- Ley de Concesiones Eléctricas D.L. N° 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas D.S. 009-93-EM.
- Reglamento de Protección Ambiental en las actividades eléctricas D.S. N° 029-94-EM.
- Norma DGE-024-T.3 Terminología utilizada en el sector eléctrico.

El Reglamento de Protección Ambiental tiene como objetivo normar la interrelación de las actividades eléctricas en los sistemas de generación, transmisión y distribución con el medio ambiente, bajo el concepto de desarrollo sostenible.

Las normas en mención obligan a:

- Presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), de acuerdo con las normas emitidas por la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas (DGAA), para los solicitantes de una concesión definitiva.
- Establecer un Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), de acuerdo a las normas vigentes, en el caso de las concesiones y autorizaciones que han estado operando antes de la promulgación del Reglamento de protección ambiental.

El Sector Energía y Minas es uno de los sectores líderes en la promoción de la protección ambiental del país. La autoridad encargada de dictar los lineamientos generales y específicos de política para la protección del ambiente en las actividades eléctricas es la DGAA, en coordinación con la Dirección General de Electricidad (DGE).

La DGAA establece, aprueba o modifica los límites permisibles de emisiones y elabora los contenidos para la preparación y evaluación de los EIAs y PAMAs.

El Reglamento de Protección Ambiental en las actividades eléctricas señala que la DGE velará por la aplicación y estricto cumplimiento del Reglamento, con el asesoramiento de la DGAA. Este rol fiscalizador ha sido asumido por el Organismo Supervisor de Inversión de Energía (OSINERG) desde su creación.

Dicho reglamento señala los niveles máximos permisibles de emisión de efluentes líquidos para las actividades eléctricas. Estando aún pendientes de aprobación los niveles máximos permisibles de las emisiones a la atmósfera en actual elaboración.

En el sector hidrocarburos, la DGAA del MEM ha publicado los reglamentos respectivos, protocolos de monitoreo y guías ambientales para el sector, los cuales se vienen aplicando en todas las empresas del sector.

En octubre de 1997 se promulgó el Reglamento de protección ambiental para el desarrollo de actividades de la industria manufacturera. Dicho reglamento al entrar en vigencia, ordena las respectivas acciones para la protección del ambiente, faltando definir los procedimientos para realizar los monitoreos ambientales y los valores de los estándares adecuados a la realidad del país.

Al respecto, la autoridad competente deberá informar oportunamente sobre las actividades de protección ambiental, que se llevarán a cabo inicialmente en algunos subsectores industriales considerados como críticos.

El sector hospitalario nacional tiene su propia normativa ambiental, y es fiscalizada por la Dirección General de Salud Ambiental – DIGESA, la cual es una entidad del sector salud encargada de hacer cumplir los reglamentos de control ambiental.

Por otro lado, dada la situación de prioridad de generación de recursos económicos propios en los centros hospitalarios nacionales, todavía no se cuenta con estudios ambientales en dicho sector.

## 6.2 MARCO ENERGÉTICO

### 6.2.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El sistema eléctrico nacional está constituido por los sistemas eléctricos interconectados y sistemas eléctricos aislados.

##### a. Sistemas eléctricos interconectados

El **Sistema Interconectado Centro Norte (SICN)**, cubre la franja costera desde Marcona en el Sur hasta Piura en el Norte y la zona central del país desde Ayacucho en el sur hasta Aucayacu en el norte.

El **Sistema Interconectado Sur (SIS)**, se formó a inicios de 1997 con la interconexión de los sistemas eléctricos del sur este y sur oeste. El SISUR abarca desde Quillabamba en el Cusco hasta Ilave en Puno y desde Arequipa hasta Tacna.

El **Sistema Interconectado Nacional (SIN)**, estará conformado en el año 2000 por el enlace de los sistemas SICN y SISUR, a través de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya.

##### b. Sistemas eléctricos aislados (SS.AA)

Por las características geográficas y de desarrollo de los sistemas eléctricos del Perú, existe una gran cantidad de instalaciones aisladas de diferente magnitud y tipología, algunas de los cuales pueden ser definidas como sistemas aislados mayores.

#### PRODUCCION DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La producción de los sistemas interconectados SICN, SIS, Sistemas aislados y autoprodutores en 1999 alcanzó los 19 209.2 GWh, que representó un incremento de 3,4 % con respecto a 1998.

Corresponde a la producción hidráulica el 75,9 % del total, cifra que a su vez supera en 5,6 % a la de 1998; en tanto que la producción térmica representa el 24,1 % del total, registro que es inferior en 3% a la producción obtenida en 1998. La producción de energía eléctrica total por sistemas eléctricos a nivel nacional durante el período 1998 - 1999 se muestra en el cuadro N° 1.

CUADRO N° 1

PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL POR SISTEMAS (GWh)  
AÑOS 1998/1999

Sistemas	AÑO						VARIACION (%)		
	1998			1999			1998/1999		
	H	T	TOTAL	H	T	TOTAL	H	T	TOTAL
<b>SICN</b>	12349,5	1418,5	13768,0	13012,4	1091,2	14103,6	5,4	-23,1	2,4
%	89,7	10,3	100,0	92,3	7,7	100,0			
<b>SISUR</b>	978,4	1749,0	2727,4	1018,7	1960,7	2979,4	4,1	12,1	9,2
%	35,9	64,1	100,0	34,2	65,8	100,0			
<b>SS.AA (*)</b>	480,8	1603,0	2083,8	553,0	1573,2	2126,2	15,0	-1,9	2,0
%	23,1	76,9	100,0	26,0	74,0	100,0			
<b>TOTAL</b>	<b>13808,7</b>	<b>4770,5</b>	<b>18579,2</b>	<b>14584,1</b>	<b>4625,1</b>	<b>19209,2</b>	5,6	-3,0	3,4
%	<b>74,3</b>	<b>25,7</b>	<b>100,0</b>	<b>75,9</b>	<b>24,1</b>	<b>100,0</b>			

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 1998 - MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS.

H: Generación Hidráulica

T: Generación Térmica

\*: Incluye autoproductoras

En las figuras N° 1, 2 y 3 se muestran la producción de energía eléctrica total, la producción del sistema hidráulico y la producción del sistema térmico a nivel nacional

FIGURA N° 1

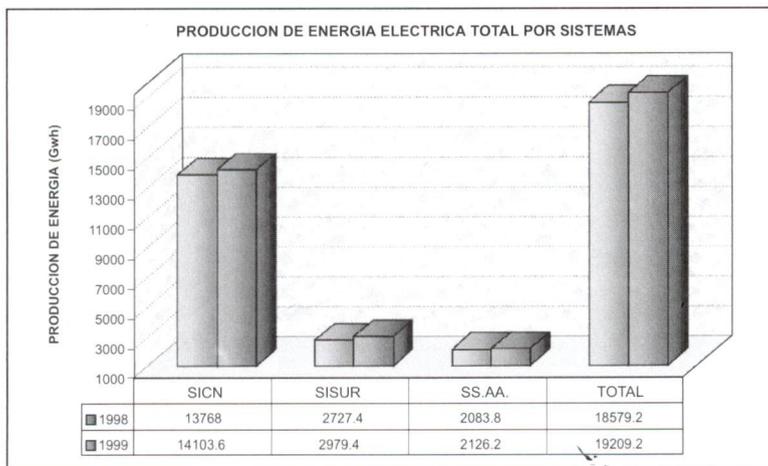


FIGURA N° 2

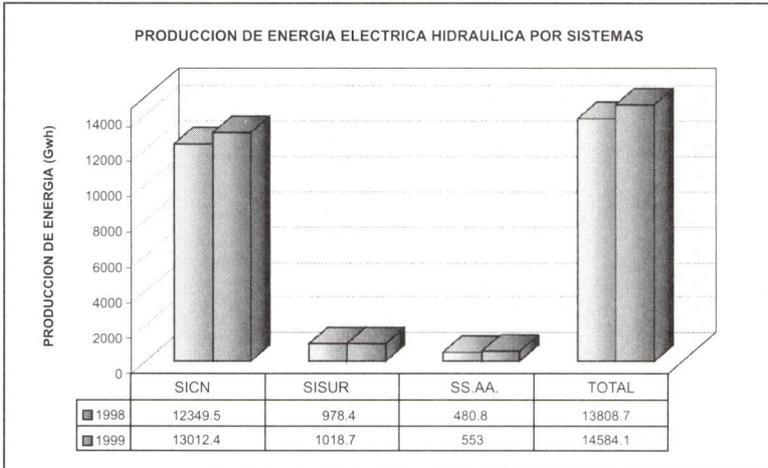
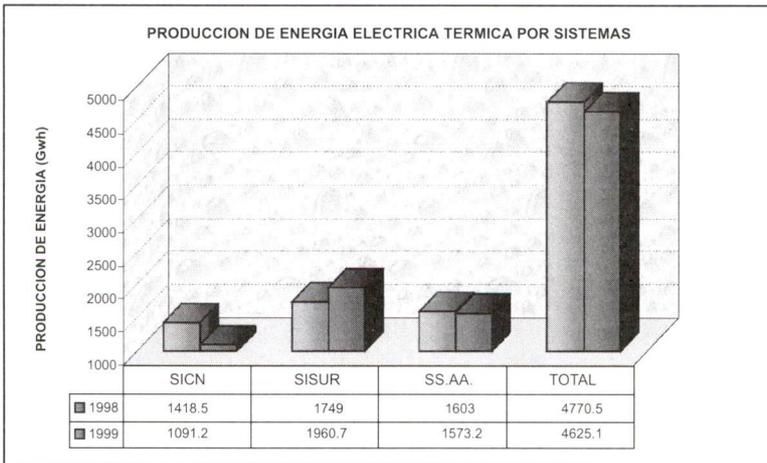


FIGURA N° 3



## MAXIMA DEMANDA DEL SISTEMA

La máxima demanda de las empresas que forman parte de los sistemas interconectados SICN y SIS se presentan en el cuadro N° 2.

CUADRO N° 2  
MAXIMA DEMANDA DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS (MW)

SISTEMAS	DICIEMBRE		VAR (%)
	1998	1999	
<b>SICN</b>	2 106,0	2 139,0	1,57
ELECTROPERU	792,0	805,0	1,64
EDEGEL	505,0	625,0	23,76
EGENOR	197,5	295,0	49,37
EEPSA	82,0	93,7	14,27
CAHUA	75,7	103,3	36,46
ETEVENSA	141,2	0,0	-100,00
AGUAYTIA	160,9	78,8	-51,03
ELECTROANDES	151,7	138,2	-8,90
SHOUGESA	0,0	0,0	
<b>SIS</b>	407,8	450,8	10,54
EGASA	164,0	209,0	27,44
ENERSUR	174,4	162,7	-6,71
EGESUR	40,9	55,9	36,67
EGEMSA	14,8	12,5	-15,54
SAN GABAN	13,7	10,7	-21,90

Fuente: Revista en cifras - mes de diciembre 1999 - MEM

## OFERTA DE GENERACIÓN

La capacidad instalada a nivel nacional asciende a 5 515 MW, de los cuales 3 631 MW corresponden al SICN, 778 MW al SIS y 1 106 MW pertenecen a sistemas aislados. La capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas asciende a 2 572 MW y las centrales térmicas a 2 943 MW (cuadro N° 3).

CUADRO N° 3  
CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACION A NIVEL NACIONAL (MW) - 1998

TIPO	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL	%
<b>SICN</b>	2 091	1 540	3 631	66
<b>SIS</b>	313	465	778	14
<b>SSAA</b>	168	938	1 106	20
<b>TOTAL</b>	2 572	2 943	5 515	100,0
<b>(%)</b>	<b>47</b>	<b>53</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fuente : Plan Referencial de Electricidad 1998 - MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS.

## 6.2.2 PERSPECTIVAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

### a. Consumo nacional de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica en el ámbito nacional, que incluye el servicio público y privado para el período 1998-2000, se estima que crecerá a una tasa promedio anual de 5 %. En el período comprendido entre el año 2000 al 2005 la tasa de crecimiento promedio anual se estima en 4,9 % y para el período comprendido entre el año 1998 al 2010 la tasa de crecimiento promedio anual se estima en 4,98 % (cuadro N° 4).

CUADRO N° 4

#### PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL (TWH)

AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TWh	19,17	21,20	21,09	22,17	23,26	24,55	26,83	27,94	29,13	30,18	31,42	32,65
% crec.	6,6	5,1	4,8	5,2	4,9	5,6	4,5	4,2	4,3	3,6	4,1	3,9

Fuente : Plan Referencial de Electricidad 1998 – MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

### b. Proyección de la demanda de energía de los sistemas interconectados.

La proyección de la demanda de energía eléctrica de los sistemas interconectados SICN y SIS, así como del Sistema Interconectado Nacional - SIN cuando entre en servicio la línea de transmisión de 200 kV Mantaro-Socabaya de 200 KV a partir del año 2000, se presenta en el cuadro N° 5.

CUADRO N° 5

#### PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (TWH)

AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SICN	13,43	14,16											
SISUR	2,95	3,33											
SIN			18,71	19,72	21,71	23,19	25,27	26,25	27,22	28,40	29,05	29,84	30,63

Fuente : Plan Referencial de Electricidad 1998 – MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

### c. Proyección de la máxima demanda de los sistemas interconectados.

La proyección de la máxima demanda de los sistemas interconectados SICN, SIS y SIN, se muestra en el cuadro N° 6.

**CUADRO N° 6**  
**PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA (MW)**

AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SICN	2 055	2 164											
SISUR	423	469											
SIN			2 761	2 905	3 165	3 357	3 625	3 767	3 955	4 074	4 174	4 295	4 415

Fuente : Plan Referencial de Electricidad 1998 – MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

### d. Programas referenciales de expansión de la generación

Los nuevos equipamientos que han entrado en servicio en los sistemas interconectados SICN y SIS durante el período 1998-1999 se presentan en cuadro N° 7.

**CUADRO N° 7**  
**PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO PARA EL PERÍODO 1998-1999**

AÑO	SICN	SISUR
1998	CT Malacas – Turbina a gas N° 4 (80 MW) Ampliación CT Malacas – Turbina a Gas N° 4 (16.6 MW) CT Aguaytía (155 MW) Ampliación CT Atocongo (26 MW)	Grupo Diesel de 6.4 MW de Calana
1999	Ampliación CH Carhuauero (12 MW)	Turbina a Gas de 50 MW de EGASA

Fuente : Plan Referencial de Electricidad 1998 – MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Los equipamientos que entrarán en servicio en el período del 2000 al 2005 se presentan en el cuadro N° 8

**CUADRO N° 8**  
**PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO PARA EL PERÍODO 2000-2005 (MW)**

<b>AÑO</b>	<b>Gas Natural</b>	<b>Carbón Mineral</b>	<b>Hidro</b>	<b>Proyectos Factibles</b>
2000		125	105 90 38	C.H. San Gabán II Ampliación Cañon del Pato TV1 125 MW CT Ilo 2 C.H. Yanango
2001		125	107	TV 2125 MW CT Ilo 2 C.H. Machupicchu
2002			130 24	C.H. Yuncán Incremento en CH Yaupi
2003	85 43 250 300			Conversión Aguaytia a C.C Conversión Talara a C.C Conversión de Santa Rosa a gas Conversión Ventanilla a C.C
2004				
2005				

Fuente : Plan Referencial de Electricidad 1998 – MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS  
CC: Ciclo combinado

### **6.2.3 COGENERACIÓN EN EL PERÚ Y EL GAS DE CAMISEA**

El país es actualmente deficitario en derivados de petróleo livianos, lo que se traduce en la creciente importación de combustibles como el kerosene, diesel y gas licuado.

Como parte del esfuerzo del gobierno por desarrollar el Proyecto Camisea y atraer postores, en junio de 1998 se aprobó la Ley 27133, que estableció los parámetros bajo los cuales debe llevarse a cabo la explotación, transporte y distribución del gas natural.

De acuerdo con el diseño inicial del proyecto, la extracción de condensados representará una parte significativa del flujo de ingresos del proyecto, debido a la existencia de un mercado potencial en Lima y principales departamentos para dichos condensados, a los precios del mercado internacional.

El Comité Especial de Privatización - CEPRI del Proyecto Camisea, ha previsto subastar el proyecto segmentado por fases, que incluye la con-

cesión de las fases de transporte y distribución del proyecto junto con una licencia para la fase de producción, para lo cual se ha convocado a licitación internacional.

La concesión para la fase de producción ha sido adjudicada en el mes de febrero del 2 000 al Consorcio Pluspetrol-Hunt Oil-Sk Corporation, inversionista que ofreció la mayor regalía para el estado.

Las fases de transporte y distribución serán otorgadas a los inversionistas que ofrezcan el menor costo para la inversión, dichas adjudicaciones se realizarán en el mes de abril del 2000.

La fase de transporte es un aspecto central del modelo y por ello ha sido materia de diversos enfoques considerando que el mercado de gas natural es reducido, por lo que se estima que las ventas de gas serían bajas en los primeros años de desarrollo del proyecto. Por ello, el estado garantizará un período mínimo de retorno sobre la inversión en la fase de transporte, según se establece en la Ley de la Industria del Gas.

La entrada de producción del gas de Camisea se ha programado para el segundo semestre del año 2 003, lo cual promovería la ejecución de proyectos de instalación de centrales termoeléctricas, e industrias que podrían contar con sistemas de cogeneración con motores alternos operando con gas o con turbinas de gas operando en ciclo simple o en ciclo combinado.

Asimismo, las empresas nacionales presentan condiciones particulares, que podrían permitir la implementación de sistemas de cogeneración en el futuro.

Las alternativas tecnológicas para la instalación de sistemas de cogeneración utilizando gas natural implican la utilización de motores alternos (grupos electrógenos), turbinas a gas y turbinas de vapor.

En la actualidad las compañías de distribución y generación de energía eléctrica acordes a los conceptos de libre mercado a nivel mundial, se muestran favorables a ingresar en nuevos tipos de negocios, con la instalación de centrales de cogeneración.

El análisis de las condiciones energéticas actuales, permite afirmar que la instalación de sistemas de cogeneración utilizando gas natural proporcionaría al país:

- Disminución del déficit en la balanza comercial, mediante el decremento de las importaciones de combustibles refinados, y la posibilidad de incrementar las exportaciones de combustibles residuales.
- Mejora de la competitividad de las empresas, debido a la reducción de los costos de operación, con el uso de la cogeneración.
- Mitigación de la contaminación ambiental.

Por lo expresado, las posibilidades que ofrece la cogeneración en el Perú no deben dejarse de lado y por el contrario, deben ser estudiados tanto a nivel de país como a nivel empresarial, contando con el apoyo de la cooperación técnica internacional para la ejecución de estudios de factibilidad, estudios de ingeniería básica, ingeniería de detalle y proyectos pilotos de instalación de sistemas de cogeneración que permita su posterior desarrollo en el país.

## **6.3 MARCO ECONÓMICO**

### **6.3.1 SITUACIÓN DEL SECTOR INDUSTRIAL**

En los últimos años, el sector manufacturero nacional ha sufrido cambios drásticos, debido a la globalización de los mercados, la libre competencia, así como por los efectos económicos de la "crisis asiática", el cambio climático ocasionado por el fenómeno de "El Niño" y la recesión económica del mercado interno.

Los factores mencionados, han ocasionado la disminución de la producción en las industrias nacionales a niveles mínimos, el cierre temporal y/o definitivo de muchas empresas y la formación de corporaciones industriales, para afrontar la competencia en el mercado globalizado.

Todos los subsectores industriales han sido afectados por alguno de los factores señalados, siendo los más perjudicados los siguientes: pesquería, aceites y grasas, textil y la industria química.

En el subsector pesquería, los efectos del cambio climático ocurrido durante 1997 y parte de 1998, originaron la falta de materia prima, lo cual incidió en la baja producción de harina y aceite de pescado, insumos utilizados por otras industrias como las de aceites y grasas, pinturas, alimentos balanceados, entre otras.

En el subsector aceites y grasas, la falta de aceite de pescado originó la importación de aceite vegetal como sustituto nacional, lo cual trajo consigo la disminución de la producción por el incremento del costo de la materia prima.

En el subsector textil, las importaciones y el contrabando de productos provenientes del mercado asiático principalmente, han afectado la producción de las empresas textiles. Por otro lado, el cambio climático ha incidido en la disminución de las ventas de productos para el mercado local.

En el subsector productos químicos, la disminución de las ventas en el mercado internacional de los productos como fibras sintéticas, insumos y otros, debido a los menores precios de ventas de las empresas competidoras, ha originado que muchas de ellas subsistan por las ventas en el mercado local.

En todos los subsectores industriales, la competencia de productos a menor precio de venta provenientes de otros mercados, ha exigido a las empresas la reducción y cese de personal, racionalización de la producción y disminución de los sobre costos laborales, etc.

Por otro lado, las empresas que cuentan con posibilidades de crédito orientan sus inversiones prioritariamente a la adquisición de tecnología para el incremento de la producción y el mejoramiento del sistema de calidad de sus productos, a fin de obtener certificaciones ISO y competir en el mercado globalizado.

Asimismo, muchas industrias ubicadas en la región norte y sur del país, se vienen reactivando de los daños causados por las inundaciones durante el período de lluvias ocasionado por el fenómeno de "El Niño".

Sin embargo, las perspectivas económicas del mercado nacional son alentadoras y favorecen la reactivación de la economía en las empresas

industriales a partir del segundo semestre de 1999.

### **6.3.2 SITUACION DEL SECTOR REFINERO DE PETRÓLEO**

El agosto de 1996 el gobierno inició la privatización de la empresa estatal PETROPERU, la cual tenía el control monopólico de la producción petrolera en el país.

Actualmente, existen seis (6) refinerías de petróleo, de las cuales cuatro (4) pertenecen a la empresa estatal PETROPERU y dos (2) a la empresa privada.

La refinería La Pampilla S.A. ubicada en Lima perteneciente a la empresa REPSOL, es la empresa con mayor capacidad de producción de derivados de petróleo a nivel nacional (100 000 barriles diarios).

La privatización continúa y se espera en el corto plazo la venta de las refinerías de Talara (Piura) y Conchán (Lima), quedando pendientes las refinerías de Iquitos y El Milagro.

### **6.3.3 SITUACION DEL SECTOR MINERO METALÚRGICO**

La actividad productiva minero metalúrgica en el año 1998 se incrementó en 24,6 %, comparada con el año 1997. El producto que mayor variación negativa tuvo fue el cobre con - 3,9 % y el que tuvo la mayor variación positiva fue el oro con 22,1 %, seguida del hierro con 8,7 %, tal como se muestra en el cuadro N° 9 que se detalla a continuación

**CUADRO N° 9**  
**PRODUCCION MINERO METALÚRGICA TM DE**  
**CONTENIDO FINO RECUPERABLE**

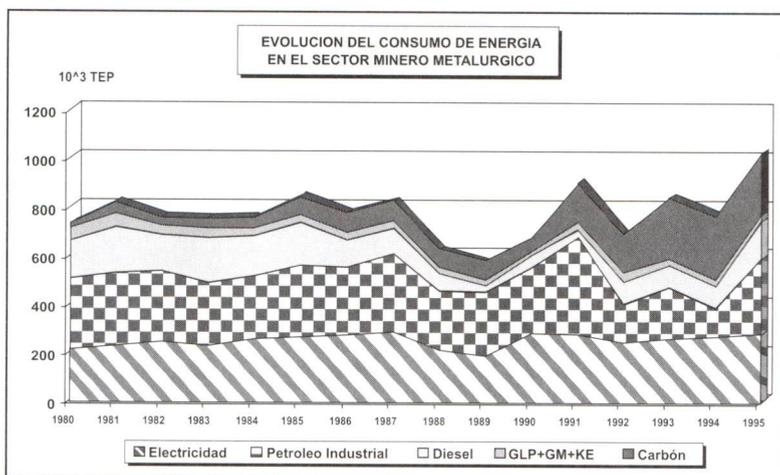
PRODUCTO	AÑO		VARIACION 97/97 (%)
	1997	1998	
Cobre	502 969	483 317	-3 9
Plomo	258 188	257 710	-0 2
Zinc	865 276	868 958	0 4
Plata	2 076 536	2 024 255	-2 5
Oro	76 321	93 777	22 1
Hierro	2 919 183	3 172 745	8 7
<b>TOTAL</b>	<b>6 698 694</b>	<b>6 900 762</b>	<b>24 6</b>

FUENTE: MEM-DGM Ministerio de Energía y Minas

Por el lado del consumo de energía, el sector minero metalúrgico es uno de los consumidores de energía más importante del país, el cual ha evolucionado con ciertas variaciones durante el período 1980 a 1995.

El consumo de energía en el sector fue de 790 miles de tep en el año 1981, observándose cierto decrecimiento durante los años 1992 a 1994 y a partir de 1995, un crecimiento gradual, tal como se puede observar en la figura N° 4.

FIGURA N° 4



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Hasta mediados del año 1992, la minería peruana estaba dominada en términos de valor de producción por la actividad estatal y privada extranjera, cada una de las cuales alcanzaba casi el 35% de la producción y en 30 % restante procedía de las empresas privadas locales. La actividad minera ha sido dividida en gran minería (producción mayor de 5 000 t/d), mediana minería (de 350 a 5 000 t/d) y pequeña minería (menos de 350 t/d).

La gran minería está conformada por el complejo minero metalúrgico DOE RUN PERU (ex Centromin Perú S.A.); las unidades de operaciones mineras de Cerro Verde, Refinería de Zinc de Cajamarquilla, Refinería de Cuajone y Toquepala, Tintaya y Shougan Hierro Perú, todas ellas privatizadas.

Con respecto a la mediana minería existen alrededor de 35 empresas, las que operan alrededor de 70 minas. Este sector experimentó un crecimiento sostenido en la década del 70, básicamente con el apoyo de crédito externo. En la década del 80, este sector sufrió un estancamiento y recién a partir de 1992 se aprecia una reactivación y una mayor utilización de la capacidad instalada.

Actualmente, el aporte en la producción nacional es de aproximadamente 54 % para la plata, 55 % para el zinc y 52 % para el plomo.

La pequeña minería, hace algunos años comprendía alrededor de 400 pequeños empresarios productores mineros. Debido a las sucesivas políticas y a las caídas de los precios de la plata (metal del que gran parte de los pequeños mineros dependía), actualmente se estima que no deben sobrepasar un centenar. El aporte de este sector a la producción nacional, exceptuando el oro, siempre ha sido bajo en términos de volumen, no obstante dichos aportes se han contraído en la década pasada.

Actualmente, el aporte en la producción nacional es de aproximadamente 1 % para el cobre, 7% para el plomo, 5% para el zinc y 12% para la plata.

#### **6.3.4 SITUACIÓN DEL SECTOR SERVICIOS (Hospitales)**

La situación económica de la mayor parte de los centros hospitalarios del país ha mejorado conforme a la nueva política de generación de recursos propios de los hospitales nacionales. Se vienen implementando medidas a fin de evitar las deficiencias debido a la falta de un programa de mantenimiento, modernización y/o repotenciación de las instalaciones hospitalarias

La situación energética deficiente ha originado la elevación de los costos energéticos (energía eléctrica y combustible) y operativos, lo cual obliga a estas instituciones a usar racionalmente y eficientemente la energía con la finalidad de reducir costos.

Conforme a la situación descrita, se hace necesario en el corto plazo adoptar medidas, a fin de realizar estudios de eficiencia energética para mejorar las condiciones de operatividad y de confiabilidad de las instalaciones de los centros hospitalarios.

# 7

## METODOLOGÍA APLICADA

La determinación del potencial de cogeneración, se inició con la recopilación de información de cada sector evaluado. La información fue obtenida de las empresas suministradoras de energía y de encuestas realizadas en las plantas industriales, refinerías, empresas minero-metalúrgicas y de servicios (centros hospitalarios), para luego evaluar la energía térmica útil que es obtenida del combustible y la potencia eléctrica consumida a nivel de cada usuario.

Utilizando dicha información, se seleccionaron las empresas que cumplieran las restricciones técnicas establecidas y que tienen posibilidades para implementar plantas de cogeneración.

La información requerida en la encuesta, se obtuvo con el apoyo del personal del Proyecto, posteriormente dicha información fue verificada empleando una hoja de cálculo elaborada en CENERGIA y finalmente validada utilizando el programa informático "Prediagnóstico de cogeneración" WINPRECOG.

Con dicho programa, se efectuó la evaluación del potencial de cogeneración tomando como punto de partida la situación de referencia y considerando una tendencia normal en su evolución. La situación de referencia toma en cuenta las condiciones actuales del proceso, los precios de combustibles y tarifas eléctricas vigentes a diciembre de 1998.

Durante el procesamiento informático, se evaluaron las alternativas de cogeneración que técnica y económicamente se adecuan a cada empresa industrial, refinería, empresa minero-metalúrgica e instituciones de servicios (centro hospitalario), determinándose el orden de prioridad para la selección de dichas alternativas.

Los resultados del procesamiento informático, se presentan en detalle en un reporte de resultados que incluye la evaluación técnica y económica del potencial de cogeneración para cada empresa. Con dicha información se determinó el potencial tecnológico y efectivo de las empresas que respondieron las encuestas.

Para las empresas que no respondieron las encuestas, se aplicó la metodología de extrapolación de resultados, tomando como referencia las encuestas respondidas que presentaron similares características de producción y de consumo de energía de cada sector.

Para la determinación del potencial efectivo se emplearon factores que dependen del período de retorno de la inversión del proyecto.

Finalmente, se realizó el análisis de sensibilidad del potencial efectivo de cada sector, el cual consiste en la evaluación económica de la variación de los precios de gas natural y energía eléctrica.

## **7.1 SELECCIÓN DE LA MUESTRA POR SECTORES**

### **7.1.1 SECTOR INDUSTRIAL**

En la determinación del potencial de cogeneración del sector industrial no se incluye el subsector vidrio, dado que algunas plantas existentes no tienen potencial y en otras deben evaluarse específicamente para determinar si tienen potencial de cogeneración.

Asimismo, no se ha considerado el subsector agropecuario, dado que las plantas azucareras que pueden ser seleccionadas ya cuentan con centrales de cogeneración (potencia instalada).

Los subsectores seleccionados son los siguientes:

#### **a. Aceites y Grasas**

En este subsector se han considerado las empresas que utilizan como materia prima el aceite de la pepita de algodón. Este subsector tiene un consumo importante de energía eléctrica y térmica en los procesos de preparación, extracción, refinado y desodorizado de aceites y grasas.

## **b. Bebidas y Alimentos**

En este subsector se han considerado las industrias que producen bebidas gaseosas embotelladas y diversos productos alimenticios. Estas empresas requieren importantes aportes de energía por la utilización de vapor, aire y agua caliente para las diferentes etapas de producción.

## **c. Cementos**

Las industrias productoras de cemento requieren elevadas cantidades de energía térmica (hornos rotatorios, calderas) y eléctrica (molinos, etc.), siendo estos componentes los que inciden principalmente en el costo de fabricación. -

## **d. Cerámicas y Refractarios**

Estas industrias elaboran productos a partir de sustancias inorgánicas, que inicialmente son moldeadas y luego endurecidas por la acción del calor en hornos de alta temperatura. Por recuperación de calor residual se consigue realizar secados con poco o nada de combustible adicional.

En ciertas aplicaciones, como el secado por atomización, la tecnología de cogeneración resulta una alternativa viable para la reducción de costos operativos. Los principales productos de las empresas de este sector son: ladrillos, azulejos, losas, refractarios, entre otros.

## **e. Lácteos**

La industria láctea es una importante consumidora de energía, dentro del grupo agroalimentario, debido a su complejo proceso de transformación. Este subsector es de aplicación para la implementación de plantas de cogeneración

## **f. Metal - Mecánica**

La industria metal mecánica produce diversos artículos manufacturados a partir de planchas metálicas. En este sector existen importantes posibilidades de recuperación de calor para producción de energía eléctrica.

### **g. Papeleras**

La industria papelera es un subsector típico de transformación fisicoquímica de la pulpa de papel, en diferentes productos como papel, cartón, entre otros. Este subsector es ideal para la aplicación de sistemas de cogeneración debido al elevado consumo de energía térmica (vapor) y eléctrica.

### **h. Pesqueras**

Estas industrias procesan el pescado, transformándolos en conservas, harinas y aceites. Su proceso es estacionario pues depende de la materia prima que es el pescado. El cambio climático ocasionado por el "fenómeno del niño" ha ocasionado la migración de peces y por ende la inoperatividad de muchas plantas durante 1997 y parte de 1998.

### **i. Productos Químicos**

La industria química es fuertemente consumidora de energía, como consecuencia de las condiciones severas de presión y temperatura en el que transcurren las reacciones químicas y además del bajo rendimiento de los sistemas.

### **j. Textil**

La industria textil utiliza como materia prima algodón, lana y fibras sintéticas para la producción de hilos, telas u otros productos similares. A nivel nacional existen empresas de este subsector que consumen grandes cantidades de vapor en los procesos de teñido y lavado.

## **7.1.2 SECTOR REFINERO**

Este sector es importante para la cogeneración debido a los elevados consumos de vapor y electricidad. En el sector refinero se han seleccionado a todas las refinerías de petróleo existentes a nivel nacional.

## **7.1.3 SECTOR MINERO METALÚRGICO**

En el presente estudio se han seleccionado a las empresas más importantes del sector minero metalúrgico, ubicadas a lo largo del territorio nacional.

El sector minería esta compuesto por las empresas que se encargan de extraer el mineral bruto y posteriormente procesarlos en las plantas de concentrados, plantas de fundición y plantas de refinación.

Para un mejor análisis, las empresas mineras han sido agrupadas en función a:

- Proceso productivo.
- Mineral producido.

#### **a. Proceso productivo.**

##### Plantas concentradoras.

En estas plantas se produce el concentrado de mineral (los concentrados tienen una humedad promedio entre el 10 y 15%), el cual normalmente ha sido sometido a las operaciones de reducción de tamaño (chancado y molido) y los procesos de enriquecimiento del mineral como por ejemplo la flotación. Finalmente, se realizan las operaciones de filtrado y secado (el proceso de secado es opcional; en la mayoría de centros mineros no se realiza) para su posterior transporte hacia las refineries.

##### Plantas de fundición.

En estas plantas se procesa el concentrado por intermedio de reacciones químicas en hornos para obtener un producto más fino de mayor valor agregado (mayor pureza).

##### Plantas de refinación.

En estas plantas se procesan los productos de las fundiciones para obtener minerales de alta pureza (por ejemplo lingotes de cobre al 99.99% de mineral de cobre), los cuales están listos para su comercialización.

#### **b. Mineral producido.**

En el país se tiene una gran cantidad de yacimientos mineros, los cuales producen una variedad de minerales. La actividad minera nacional se desarrolla principalmente en la producción de los siguientes minerales: cobre, plomo, zinc, hierro, plata y oro.

#### **7.1.4 SECTOR SERVICIOS (Hospitales)**

El presente estudio comprende la evaluación de los centros hospitalarios más grandes del país. Dichos centros hospitalarios seleccionados pertenecen a ESSALUD (ex IPSS) y al Ministerio de Salud.

### **7.2 RESTRICCIONES PARA LA SELECCIÓN DE EMPRESAS**

#### **7.2.1 SECTOR INDUSTRIAL, REFINERO Y MINERO METALÚRGICO**

Para la selección de las empresas, se han considerado tres restricciones de tipo energético y operativo. Dicha selección, tiene la finalidad de ubicar las empresas que cuenten con posibilidades de implementación de centrales de cogeneración.

Las restricciones que se han considerado son las siguientes:

- a) La empresa debe tener un consumo mínimo de combustible anual, el cual se ha establecido en 500 tep/año, equivalente al consumo de 3 403 bbl/año de petróleo residual ó de 3 623 bbl/año de petróleo diesel 2.
- b) La empresa debe contar con un consumo mínimo de energía eléctrica, el cual se ha establecido en 2 000 MWh/año (500 kW de potencia contratada).
- c) La empresa debe contar con un límite mínimo de horas de operación anual, el cual se ha establecido en 4 000 h/año. Este criterio excluye del estudio a todas aquellas empresas cuya capacidad instalada limita su actividad productiva a un sólo turno laboral.

#### **7.2.2 SECTOR SERVICIOS**

Considerando las elevadas inversiones que supone la instalación de sistemas de cogeneración, el escenario del estudio se restringe a hospitales con dimensiones energéticas superiores a criterios previamente establecidos, que aseguren la rentabilidad del proyecto.

Estas restricciones se indican a continuación:

- a) El centro hospitalario debe tener un consumo mínimo de combustible anual, el cual se ha establecido en 200 tep/año, equivalente al consumo de 1 361 bbl/año de petróleo residual ó de 1 450 bbl/año de petróleo diesel 2.

La demanda mínima de energía térmica para la generación de vapor y/o agua caliente, se establece en base a condiciones impuestas por la gama de motores alternos disponibles (no se ha considerado la alternativa de emplear las turbinas a vapor en el sistema de cogeneración, dado el bajo consumo de vapor en los centros hospitalarios).

- b) El hospital debe contar con un consumo mínimo de energía eléctrica, el cual se ha establecido en 2 000 MWh/año (250 kW de potencia contratada).
- c) El centro hospitalario debe contar con un límite mínimo de horas de operación anual, el cual se ha establecido en 4 000 h/año.

## **7.3 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y PROCESAMIENTO INFORMÁTICO**

### **7.3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN**

La recopilación de información se inició con la obtención de los consumos de energía de cada empresa, dicha información se obtuvo de diferentes fuentes como las auditorías energéticas realizadas por **CENERGIA**, bases de datos de las empresas suministradoras de combustibles y energía eléctrica, entre otros.

A fin de contar con información energética y del proceso de cada empresa, se elaboró un cuestionario, el cual se envió a todas las empresas seleccionadas en la muestra.

En forma general, en la encuesta se solicitó a las empresas la siguiente información:

- Datos generales.
- Programa de trabajo.
- Información de parámetros eléctricos.
- Consumo de energía eléctrica autogenerada.
- Consumo de energía eléctrica.
- Consumo de combustible.
- Uso anual directo del combustible.
- Uso del combustible para la generación de vapor.
- Producción de vapor.
- Condiciones de utilización del vapor.
- Otros usos del combustible.
- Características técnicas de equipos.

El resumen de los consumos de energía de las industrias seleccionadas por subsector se muestran en el cuadro N° 10

En el cuadro N° 11 se presentan los consumos de energía de las refineries seleccionadas.

En el cuadro N° 12 se presenta el resumen de consumos de energía de las empresas del sector minero metalúrgico seleccionadas y en el cuadro N° 13 se presentan los consumos de energía de las empresas del sector servicios (hospitales) seleccionados.

CUADRO N° 10

CONSUMO DE ENERGÍA DE LA INDUSTRIAS SELECCIONADAS POR SUBSECTOR

ITEM	SECTOR INDUSTRIAL	N° ENCUESTAS	CONSUMO	
			COMBUSTIBLE MWh(t)/año	ENERGIA ELECTRICA MWh/año
1	ACEITES Y GRASAS	7	314 255	80 928
2	TEXTILES	16	491 515	158 719
3	BEBIDAS Y ALIMENTOS	15	547 122	185 540
4	CERAMICAS Y REFRACTARIOS	5	257 938	38 771
5	LÁCTEOS	3	103 441	14 070
6	METAL MECÁNICA	6	457 737	234 851
7	PAPEL	6	239 409	131 810
8	PESQUERAS	24	2 107 411	108 742
9	PRODUCTOS QUÍMICOS	8	560 521	104 353
	<b>TOTAL</b>	<b>90</b>	<b>5 079 349</b>	<b>1 057 784</b>

Fuente: Información de consumos del año 1997 recopilada por CENERGIA

**CUADRO N° 11**  
**CONSUMO DE ENERGÍA DE LAS REFINERÍAS SELECCIONADAS**

N°	RAZON SOCIAL	UBICACIÓN	Combustible MWh(t)/año	Energía Electrica MWh(e)/año	Relación MWh(t) / MWh(e)
1	REFINERIA LA PAMPILLA S.A. - REPSOL S.A.	LIMA	1 455 011	51 770	28,1
2	REFINERIA CONCHAN - PETROPERU	LIMA	144 150	2 776	51,9
3	REFINERIA TALARA - PETROPERU	PIURA	1 110 102	60 023	18,5
4	REFINERIA DE IQUITOS - PETROPERU	IQUITOS	88 229	5 168	17,1
5	THE MAPLE GAS CORPORATION S.A.	PUCALLPA	22 111	1 887	11,7
6	REFINERIA EL MILAGRO - PETROPERU	BAGUA	17 947	1 104	16,3
<b>TOTAL</b>			<b>2 837 551</b>	<b>122 729</b>	<b>23,9</b>

Elaboración: CENERGIA

**CUADRO N° 12**

**CONSUMOS DE ENERGÍA DE EMPRESAS  
MINERO METALÚRGICAS SELECCIONADAS**

N°	SECTOR MINERO - METALURGICO GRAN MINERIA	CONSUMO COMBUSTIBLE (MWh/año)	CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA (MWh/año)
1	C.I.A. MINERA YANACOCHA S.A.	42 425	12 478
2	BHP TINTAYA	23 519	106 668
3	DOE RUN PERU (EX-CENTROMIN PERU)		1 412 432
	<b>MEDIANA MINERIA</b>		
4	CIA. MINERA BUENAVENTURA S.A.A.	1 536	23 018
5	CIA. DE MINAS ORCOPAMPA S.A.	24 554	21 931
6	CIA. MINERA CAYLLOMA S.A.	17 286	11 300
7	CIA. MINERA HUARON S.A.	9 977	17 427
8	CIA. MINERA MILPO S.A.	2 478	49 065
9	CIA. MINERA RAURA S.A.	10 662	31 148
10	CIA. MINERA SAN IGNACIO DE MOROCOCHA S.A.	45 984	38 762
11	CIA. MINERA SANTA LUISA S.A.	14 753	33 096
12	CIA. MINERA SAYAPULLO S.A.	8 651	4 729
13	COMPAÑIA MINERA SHILA S.A.C.	12 845	3 778
14	CIA. MINERA UBINAS S.A.	10 010	2 944
15	CONSORCIO MINERO HORIZONTE S.A.	39 120	12 226
16	CORPORACION MINERA NOR PERU S.A.	6 105	35 871
17	MINAS DE ARCATA S.A.	39 222	43 680
18	MINAS OCOÑA S.A.	11 244	4 250
19	MINERA AURIFERA RETAMAS S.A.	61 400	18 606
20	MINSUR S.A.	91 994	28 748
21	SOCIEDAD MINERA CAROLINA S.A.	27 389	9 538
22	SOCIEDAD MINERA EL BROCAL S.A.	241	36 273
	<b>TOTAL</b>	<b>501 395</b>	<b>1 957 968</b>

Elaboración: CENERGIA

CUADRO N° 13

## CONSUMOS DE ENERGÍA DE CENTROS HOSPITALARIOS SELECCIONADOS

N°	SECTOR SERVICIOS	CONSUMO	
		COMBUSTIBLE (MWh PCI/año)	ENERGÍA ELECTRICA (MWh/año)
1	HOSPITAL ARZOBISPO LOAYZA	3 741	1 101
2	HOSPITAL CAYETANO HEREDIA	3 898	1 298
3	HOSPITAL CENTRAL DE LA FUERZA AEREA DEL PERU	3 336	1 843
4	HOSPITAL DE POLICIA	6 378	2 350
5	HOSPITAL DOS DE MAYO	3 189	1 297
6	HOSPITAL MARIA AUXILIADORA	5 136	1 298
7	HOSPITAL MILITAR CENTRAL	13 979	2 565
8	HOSPITAL EDGARDO REBAGLIATI MARTINS - ESSALUD	18 073	6 917
9	HOSPITAL GUILLERMO ALMENARA IRIGOYEN - ESSALUD	8 223	3 449
10	CENTRO MEDICO NAVAL	7 707	5 114
11	HOSPITAL DEL SUR - AREQUIPA - ESSALUD	15 103	1 509
12	HOSPITAL NACIONAL ALMANZOR AGUINAGA ASENJO	4 310	1 807
13	HOSPITAL DE APOYO III CUSCO - ESSALUD	4 571	1 537
<b>TOTAL</b>		<b>97 643</b>	<b>32 084</b>

Elaboración: CENERGIA

### 7.3.2 PROCESAMIENTO INFORMÁTICO

Previamente al procesamiento informático de las encuestas, se procedió a verificar la consistencia de los consumos de energía térmica de cada una de las encuestas enviadas por las plantas. La verificación consistió en determinar si el consumo de combustible proporcionado genera la cantidad de vapor establecido en la encuesta.

El procesamiento informático se realizó utilizando el programa «**Prediagnóstico de cogeneración**» (**WIN PRECOG**) en su última versión, el cual efectúa la evaluación del potencial de cogeneración tomando como punto de partida la situación de referencia y considera su evolución siguiendo una tendencia normal. La situación de referencia toma en cuenta las condiciones actuales del proceso, los precios de combustibles y tarifas eléctricas vigentes a diciembre de 1998.

Los resultados del procesamiento informático, se presentan en un informe de resultados que incluye la evaluación técnica y económica del potencial de cogeneración para cada empresa.

### 7.4 EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN

Durante el procesamiento informático, se evaluaron las alternativas de cogeneración que técnica y económicamente se adecuen a cada empresa evaluada, las cuales se pueden clasificar según la forma de uso de energía, de la manera siguiente:

#### a. Generación de vapor para procesos

- Turbinas de vapor en ciclos de cabeza.
- Motor alterno con calderas de recuperación

#### b. Consumo Térmico en hornos y secadores

- Turbina de gas y sistema de postcombustión.
- Motor alterno y sistema de postcombustión.

Utilizando el programa informático WIN PRECOG, se evaluaron las diversas alternativas de cogeneración en cada empresa.

## **7.5 PARÁMETROS PARA DETERMINAR EL POTENCIAL TECNOLÓGICO Y EFECTIVO DE COGENERACIÓN**

### **7.5.1 PARÁMETROS PARA DETERMINAR EL POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN**

Como se definió anteriormente, el potencial tecnológico de cogeneración depende de criterios técnicos independientemente de indicadores económicos. Sin embargo, considerando la utilidad de obtener datos económicos referenciales se utiliza el denominado período de retorno simple de la inversión (Pay Back Time - PBT).

Los parámetros establecidos que deben cumplir las instalaciones industriales son los siguientes.

- a. Ahorro porcentual de energía primaria - APEP, mayor que 30 %.
- b. Potencia instalada de la central de cogeneración igual o menor, al triple de la potencia actual contratada.
- c. PBT de la alternativa de cogeneración mayor que 0 (sin restricción).

Para la determinación del potencial tecnológico, se toma entre las alternativas de cogeneración, el mayor valor para la potencia instalada de la central que corresponda a un valor mínimo de PBT.

Cabe señalar, que el primer parámetro se fundamenta en el criterio de eficiencia energética de la empresa, que a continuación se describe.

#### **CRITERIO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA**

Se ha establecido que la eficiencia energética de las centrales de cogeneración, deben producir el ahorro de energía primaria mínimo del 30 % con respecto al sistema convencional (situación de referencia). La referencia tomada corresponde a la experiencia en España, cuya legislación exige que una central de cogeneración debe producir el 45 % de ahorro de energía primaria.

## 7.5.2 PARÁMETROS PARA DETERMINAR EL POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN

La determinación del potencial efectivo, considera los parámetros enumerados en el numeral 7.5.1, incluyendo el parámetro del mínimo período de retorno de la inversión (PBT).

Este parámetro sustituye al de ahorro de energía primaria y considera la máxima rentabilidad en la inversión. Se selecciona la alternativa de cada industria que presente el menor valor del PBT, con lo cual se determina el potencial efectivo de cogeneración.

El potencial efectivo es afectado por el factor de probabilidad de ejecución del proyecto de cogeneración. Para cada valor de PBT mínimo, se utilizan factores que se toman de la experiencia española en la instalación de centrales de cogeneración.

Los intervalos de los valores del PBT simple y los respectivos factores a aplicar son los siguientes:

- Cuando el PBT simple sea menor de 2 años, se aplicará a los resultados un factor del 85 % de probabilidad de ejecución del proyecto de cogeneración.
- Con un PBT  $> 2$  y  $< 3$  años, se aplicará el factor del 75 %.
- Con un PBT  $> 3$  y  $< 4$  años, se aplicará el factor del 50 %.
- Con un PBT  $> 4$  y  $< 5$  años, se aplicará el factor del 25 %.
- Con un PBT  $> 5$  años, se supone que no se realizarán inversiones en el proyecto.

Los factores mencionados se aplican a la potencia efectiva de cogeneración y a los resultados energéticos de cada empresa.

En la evaluación económica del potencial, los costos de los energéticos son muy importantes. Se ha considerado para la energía eléctrica importada la tarifa de 0,05 US\$/kWh y el precio del gas natural en 3 US\$/Mpc (conforme al promedio de los precios internacionales del gas).

## **7.6 EXTRAPOLACION DE RESULTADOS PARA EMPRESAS QUE NO ENVIARON ENCUESTA**

La extrapolación de resultados se realizó para cada empresa que no contó con la encuesta respectiva. En este caso se tomó como referencia información de las empresas que presentan características similares de operación, producción y de consumo de energía.

En los casos que se contó con la totalidad de las encuestas no fue necesario realizar la extrapolación.

### **7.6.1 METODOLOGÍA DE LA EXTRAPOLACION**

La extrapolación de resultados para empresas sin encuesta, se realizó comparando el ratio Q/E con el de otras empresas similares con resultados de potencial de cogeneración.

Mediante la extrapolación se consigue determinar la potencia instalada y los resultados del potencial de cogeneración de las empresas seleccionadas en la muestra. Para realizar la extrapolación, es necesario contar con información sobre los consumos de combustible y energía eléctrica de la empresa.

La metodología para realizar la extrapolación considera los siguientes criterios:

- La extrapolación de resultados para una empresa, se realizó considerando que sus consumos energéticos, capacidad instalada, características de operación y producción son proporcionales a las empresas con encuesta.
- La extrapolación de resultados para una empresa, se realizó durante la determinación del potencial tecnológico, de manera que el procedimiento de restricción, selección de sistemas de cogeneración, y determinación del potencial efectivo es similar al realizado para las empresas con encuesta.
- Las empresas seleccionadas que pertenecen a un subsector, conforman un conjunto suficientemente amplio para ser tratado estadísticamente, permitiendo la extrapolación de resultados.
- Las empresas que no contestaron la encuesta son consideradas aceptables para realizar la extrapolación, teniendo en cuenta la simi-

litud en capacidad instalada con otras del mismo subsector y cuyas encuestas han sido procesadas.

### **7.6.2 UTILIZACIÓN DE LA RELACIÓN COMBUSTIBLE/ENERGÍA ELÉCTRICA**

La extrapolación de resultados se fundamenta en la relación combustible / energía eléctrica (Q/E), que se define como la energía térmica suministrada por el combustible dividida entre la energía eléctrica consumida en la planta, expresadas en unidades idénticas (MWh).

La relación Q/E se determinó para toda la muestra de empresas seleccionadas que comprende a las empresas con encuesta (encuestadas) y aquellas que no contestaron el cuestionario.

En cada subsector, se agruparon a las empresas con similar relación Q/E y consumo de combustible, con la finalidad de simular comportamientos análogos entre las industrias encuestadas y extrapoladas.

Se debe identificar la empresa encuestada que posea un ratio Q/E casi similar a la empresa a extrapolar; además, se calcula la relación de consumos de combustible de ambas empresas mediante el siguiente factor:

$$F = \frac{\text{combustible de empresa por extrapolar}}{\text{combustible de empresa con encuesta}}$$

El factor F se multiplica por la potencia instalada conocida de la empresa encuestada, a fin de obtener el potencial de cogeneración de la industria a extrapolar, así como sus restantes parámetros.

Conforme al cálculo descrito, se obtiene el potencial tecnológico de cada empresa y por integración, el de todas las empresas seleccionadas para el estudio.

---

# 8

## TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN EVALUADAS

### 8.1.1 CICLO SUPERIOR O DE CABEZA (“Topping cycle”)

En general, en este ciclo se emplea un combustible para alimentar una máquina térmica (turbina, motor) que genere energía eléctrica, con el aprovechamiento del calor residual en el proceso industrial, refinero, minero y servicios.

Los ciclos de cabeza son los más comunes en los procesos productivos, existen tres tecnologías básicas y una adicional combinación de dos de ellas.

## ◇ TURBINAS DE GAS

En este caso, se emplea el combustible en una turbina a gas, en la cual se genera energía eléctrica, produciendo un considerable caudal de gases de escape a alta temperatura, que se pueden utilizar en el proceso.

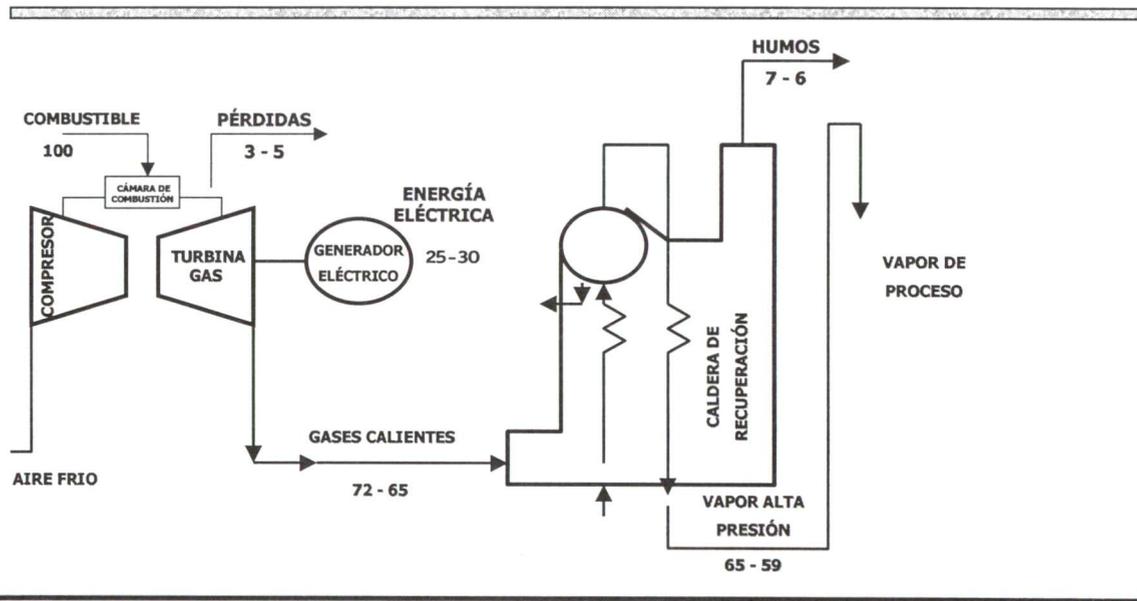
Las turbinas de gas presentan un inconveniente respecto a los motores alternativos, ya que su rendimiento eléctrico es menor.

Sin embargo, las características de los gases de escape con un alto contenido en energía aprovechable (exergía), los hace especialmente indicados en los procesos en los que se tiene un aprovechamiento intensivo de energía térmica, como el caso del secado por atomización de barbotina, el cual sería muy difícil realizar con motores alternativos.

En la figura N° 5 se presenta el esquema de una planta con turbina de gas.

# FIGURA N° 5

## PLANTA DE CICLO SIMPLE CON TURBINA DE GAS



#### ◇ MOTOR ALTERNATIVO DE COMBUSTION INTERNA - MACI

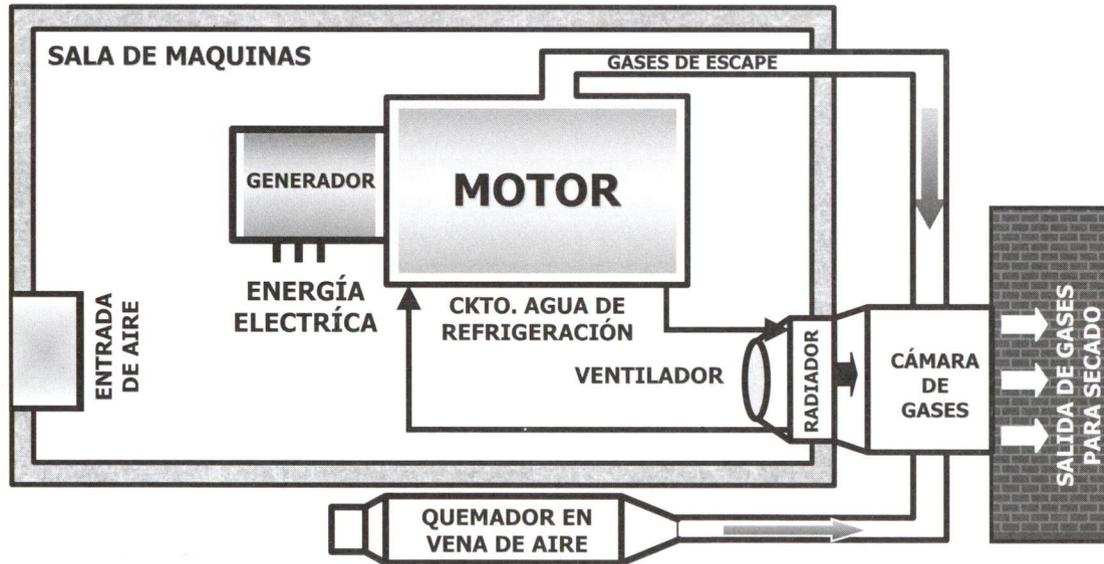
En este caso, se emplea el combustible en un grupo electrógeno, el cual genera energía eléctrica, aprovechándose el calor de los gases de escape. Se puede realizar el aprovechamiento del calor residual de la refrigeración del motor para el calentamiento de agua de proceso.

En general, no es común encontrar procesos en que el calor de los gases de escape sea aprovechable, aunque pueden existir casos, como en los hornos de cerámica, ladrillos u otros procesos similares, que requieren grandes caudales de gases a temperatura moderada.

En la figura N° 6 se presenta el esquema de una planta de ciclo simple con motor alternativo.

# FIGURA N° 6

## PLANTA DE CICLO SIMPLE CON MOTOR ALTERNATIVO



## ◇ TURBINAS DE VAPOR

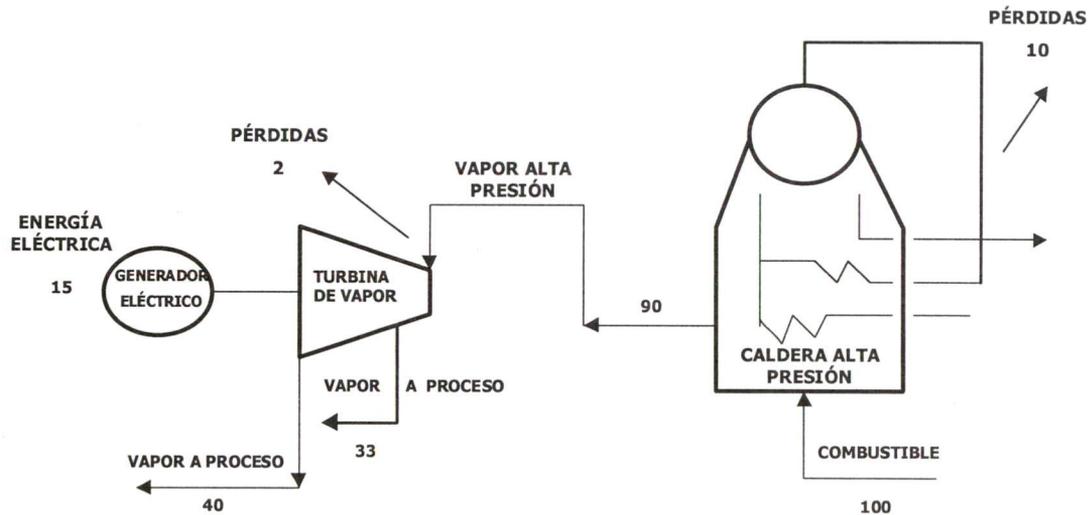
En este caso, el calor del combustible se emplea para generar vapor en una caldera a determinadas condiciones de presión y temperatura superiores a las del proceso, dicho vapor ingresa a una turbina de vapor que genera energía eléctrica completando un ciclo rankine. Las condiciones del vapor se adecuan a los requerimientos del proceso, siendo este el caso básico de una turbina de contrapresión.

Se tienen otros tipos de turbinas de vapor que se derivan de la anterior, como las turbinas de condensación con varias extracciones a las presiones de demanda del proceso.

En la figura N° 7 se presenta el esquema de una planta con turbina a vapor de contrapresión.

# FIGURA N° 7

## TURBINA DE VAPOR A CONTRAPESIÓN CON EXTRACCIÓN



## ◇ CICLO COMBINADO

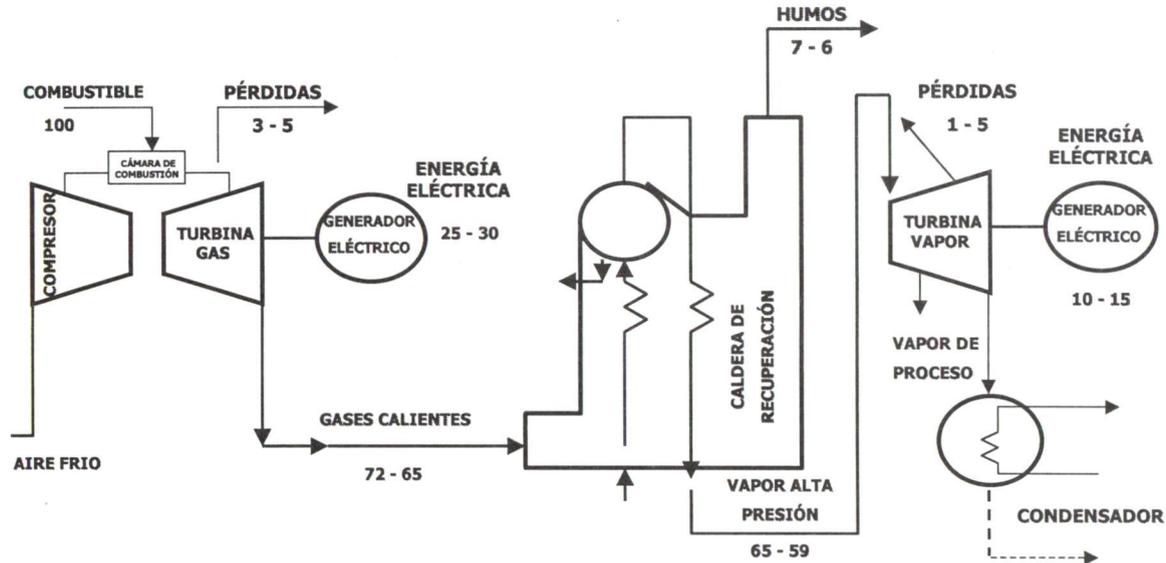
La cuarta tecnología es la combinación de la turbina de gas y la turbina de vapor.

En esta combinación de tecnologías, el combustible se utiliza en una turbina de gas, los gases de escape se dirigen a una caldera de recuperación, con o sin utilización de combustible adicional para la postcombustión. El vapor generado a las condiciones adecuadas para proceso, se lleva a una turbina de vapor, que puede ser de contrapresión, condensación realizando extracciones.

En la figura N° 8 se presenta el esquema de una planta de ciclo combinado a condensación.

# FIGURA N° 8

## PLANTA DE CICLO COMBINADO DE CONDENSACIÓN



### **8.1.2 CICLO INFERIOR O DE COLA (“Bottoming cycle”)**

En este caso, el proceso productivo genera una gran cantidad de calor que no tiene aprovechamiento inmediato y si lo tiene, lo es en forma de utilización residual de escasa valorización. Son menos frecuentes los procesos que requieren calor útil a elevadas temperaturas.

Este calor residual puede aprovecharse para generar un fluido térmico de alta calidad (vapor en buenas condiciones de presión y temperatura), el cual se puede emplear en una máquina térmica (turbina de vapor). Así mismo, se deben evaluar las condiciones de la energía residual del proceso (humos contaminados), a fin de seleccionar apropiadamente los equipos y evitar problemas posteriores en la operación.

En tales procesos, los calores residuales salen a aproximadamente 900 °C y pueden ser utilizados en la producción de vapor y energía eléctrica. Una desventaja de este tipo de ciclo es que los calores residuales muchas veces consisten en emisiones corrosivas, por lo que requiere el uso de intercambiadores de calor muy costosos.

## **8.2 TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN EVALUADAS**

Las tecnologías de cogeneración tomadas en cuenta para realizar los estudios de potencial de cogeneración, en los diferentes sectores a nivel nacional son:

- Turbina de gas en ciclo simple (con o sin sistema de post-combustión).
- Motor alternativo de gas con caldera de recuperación (para producción de agua caliente).
- Turbina de vapor con caldera de alta presión.

Utilizando el programa informático WIN PRECOG, se evaluó la aplicación de las tecnologías de cogeneración en cada empresa.

## **8.3 ASPECTOS AMBIENTALES**

### **8.3.1 PRINCIPALES EMISIONES**

Las características de las emisiones gaseosas contaminantes producidas por la operación de calderas de generación de vapor y motores alternativos de plantas industriales, dependen del combustible utilizado, y en general son más elevadas que las emitidas por los sistemas con turbinas de gas que empleen gas natural.

Todo proceso de combustión que parte de un combustible, producirá emisiones contaminantes indeseadas, entre las principales tenemos:

- Los óxidos de nitrógeno NO<sub>x</sub> (NO, NO<sub>2</sub>, y trazas de N<sub>2</sub>O) se producen en toda combustión a elevadas temperaturas, son tóxicos, y contribuyen a la formación de lluvias ácidas y nieblas.
- Los óxidos de azufre SO<sub>x</sub> (SO<sub>2</sub> y SO<sub>3</sub>) provienen de la combustión del azufre que contiene el combustible, y son los mayores causantes de la lluvia ácida.
- El monóxido de carbono (CO) también se produce por la deficiente combustión, o por la descomposición del anhídrido carbónico a elevadas temperaturas. Es un gas tóxico.
- Los hidrocarburos y metales pesados (Pb, As, etc.) constituyentes del combustible pueden ser emitidos, y en general todos son altamente tóxicos.
- Las partículas sólidas (hollín) proceden de la combustión incompleta del combustible, y se consideran cancerígenas.
- El CO<sub>2</sub> producto típico de la combustión contribuye al efecto invernadero.

Las autoridades de diversos países están impulsando el trabajo de los programas de medio ambiente, a fin de establecer la normatividad de estándares o límites permisibles a las emisiones de contaminantes, principalmente del CO<sub>2</sub> y otros componentes significativos como el NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y partículas.

### **8.3.2 APOORTE DE LA COGENERACIÓN A LA PROTECCIÓN AMBIENTAL**

La cogeneración contribuye de forma directa y global a la conservación del ambiente de un país o una región.

Los sistemas de cogeneración fundamentalmente consiguen el ahorro de energía primaria del país, es decir, disminuyen el consumo global de combustibles del mercado energético nacional y por consiguiente, disminuyen el nivel de contaminación debido a las emisiones gaseosas y material particulado.

Los proyectos de implementación de los sistemas de cogeneración deberán contemplar la ejecución de estudios de impacto ambiental, con el objetivo de programar las actividades de monitoreo y control ambiental de las emisiones gaseosas, calidad de aire, efluentes líquidos y ruido.

# 9

## RESULTADOS DEL ESTUDIO

### 9.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS SECTORES CON POTENCIAL DE COGENERACION

#### 9.1.1 SECTOR INDUSTRIAL

La mayoría de empresas industriales se encuentran ubicadas en la zona centro - norte y en la zona sur de la costa del país. Aproximadamente el 60% de las grandes y medianas industrias operan en la ciudad de Lima, el resto opera principalmente en Arequipa, Chiclayo, Piura, Trujillo, y Chimbote. En esta última ciudad se concentran las principales empresas del subsector pesquero.

Las empresas de casi la totalidad de la muestra seleccionada, utilizan principalmente petróleo residual 500 (alta viscosidad) en calderas, hornos y secadores. En algunos casos, adicionalmente se utiliza gas licuado de petróleo-GLP y diesel 2 para procesos de secado de productos.

Las alternativas de cogeneración que técnica y económicamente se adecuan a cada industria, se pueden clasificar según la forma de uso de energía, de la manera siguiente:

#### a. Generación de vapor para procesos

- Turbinas de vapor en ciclos de cabeza.
- Motor alterno con calderas de recuperación.

#### b. Consumo Térmico en hornos y secadores

- Turbina de gas y sistema de post-combustión.
- Motor alterno y sistema de post-combustión.

### 9.1.2 SECTOR REFINERO

Las refinerías de petróleo se encuentran ubicadas a nivel del mar, en lugares de la costa (dos en Lima y una en Talara) y en la región selva (tres en diferentes puntos).

Todas las refinerías utilizan petróleo residual 6 (PR-6) ó petróleo de alta viscosidad (PR-500) para la generación de vapor en calderas y para el calentamiento de crudo en hornos, con excepción de la refinería de Talara que utiliza gas natural, gases recuperados de procesos (gas ácido y monóxido de carbono) y GLP (gas licuado de petróleo). Los gases recuperados tienen un costo mínimo.

Los combustibles en el país tienen una cadena de distribución entregada por las refinerías (La Pampilla del grupo REPSOL y Talara de PETROPERU S.A. son las principales), los mayoristas autorizados, los operadores de los terminales y los grifos.

Los mayoristas debidamente autorizados ante la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MEM, pueden comprar localmente o importar combustibles, para lo cual hacen uso de los operadores de terminales, luego venden los combustibles libremente a los grifos.

El precio ex-planta de las refinerías tiene que ser atractivo para el mayorista en términos internacionales, ya que opcionalmente los mayoristas pueden importar el combustible. Por lo tanto, el mercado es libre, no existe monopolio, ni oligopolio.

Una vez que el producto sale de la refinería, el estado grava los combustibles con el impuesto selectivo al consumo I.S.C. y el impuesto al rodaje. Dichos impuestos son razonables y comparables a los estándares internacionales, lo que explica el porque las importaciones de los mayoristas han sido mínimas.

Las alternativas de cogeneración que se adecuan a cada refinería, se pueden clasificar según la forma de uso de energía, de la manera siguiente:

- a. **Generación de vapor para procesos**
  - Turbinas de vapor en ciclos de cabeza.
  - Motor alterno con calderas de recuperación.

#### **b. Consumo Térmico en hornos**

- Turbina de gas y sistema de postcombustión.
- Motor alterno y sistema de postcombustión.

### **9.1.3 SECTOR MINERO METALÚRGICO**

La ubicación de la mayoría de centros mineros (minas y refinerías) en el país es en zonas de gran altura (mayor de 2 500 msnm) y donde la temperatura ambiente promedio está entre los 5 y 10°C, esto implica la disminución de la potencia de generación de las centrales cogeneradoras que se instalarían.

Asimismo, debido a estas condiciones ambientales una importante parte de la energía eléctrica generada es consumida para la calefacción de agua y los ambientes de los campamentos.

Algunos centros mineros cuentan con sistemas de autogeneración de energía eléctrica (sistemas aislados: hidráulica y/o térmicas), por no existir interconexión con algún sistema de distribución de energía eléctrica.

Algunas empresas mineras que consumían energía termoeléctrica autogenerada en forma continua, actualmente reciben energía de la red de un sistema de distribución y otras empresas han repotenciado y/o ampliado sus instalaciones para la autogeneración hidráulica de energía.

Dentro del análisis de las encuestas se han encontrado que los principales centros refineros de minerales del país (SOUTHERN PERU, CAJAMARQUILLA Y DOE RUN) cuentan con sistemas de cogeneración del tipo ciclo de cola (uso de los gases de combustión del proceso para la generación de vapor a alta presión en calderas de recuperación, el vapor pasa a través de una turbina de vapor que está conectada a un generador de energía eléctrica, el vapor de baja presión es utilizado en los procesos o es condensado en su totalidad).

Debido a las características que presenta el sector minero metalúrgico el desarrollo de las alternativas de potencial de cogeneración debe tomar en cuenta a los siguientes aspectos:

- Transformar la demanda de energía termoeléctrica autogenerada en energía termoeléctrica cogenerada, cubriendo asimismo la demanda de agua caliente y/o calefacción de los campamentos.
- En los sistemas aislados de autogeneración térmica es importante no exceder la producción de energía debido a que no existe la posibilidad de exportación a alguna red del sistema interconectado.
- En los sistemas con autogeneración hidroeléctrica que cubren la demanda de la empresa minera no se debe evaluar el potencial de cogeneración debido a que sus costos no son competitivos.

Casi la totalidad de empresas seleccionadas, utilizan principalmente el petróleo diesel 2 para la autogeneración de energía eléctrica.

#### **9.1.4 SECTOR SERVICIOS**

La evaluación corresponde a los centros hospitalarios más grandes del país, los cuales pertenecen a ESSALUD (ex IPSS) y al Ministerio de Salud.

El análisis de alternativas de cogeneración se efectuó para cada centro hospitalario, partiendo de la información recopilada a través de las encuestas, y una vez realizada la verificación y consistencia de datos. Las alternativas planteadas y que se analizan se han clasificado de la siguiente manera:

- Motor alterno con intercambiadores de calor (para producción conjunta de energía eléctrica y de agua caliente).
- Motor alterno con calderas de recuperación.
- Motor alterno y sistema de post-combustión.

Utilizando el programa informático WINPRECOG, se evalúan las alternativas de cogeneración en cada hospital, determinándose el orden de prioridad para la selección de dichas alternativas.

El programa realiza la evaluación para diferentes escenarios, tomando como punto de partida la situación de referencia; en la cual se consideran las condiciones que representen mejor la situación actual, con precios vigentes en el momento de realizar el estudio.

## 9.2 RESULTADOS DEL POTENCIAL TECNOLÓGICO Y EFECTIVO DE COGENERACIÓN A NIVEL NACIONAL

### 9.2.1 POTENCIAL DE COGENERACIÓN A NIVEL NACIONAL

#### a. Potencial tecnológico

El potencial tecnológico de cogeneración a nivel nacional es de 427,5 MW, el cual corresponde a la instalación de 129 empresas, de los sectores industrial (90), refinero (6), minero – metalúrgico (20) y servicios (13). La inversión estimada para la utilización del potencial de cogeneración es de 455,2 millones de dólares, con un período de retorno de 4,6 años. El detalle por sectores se presenta en el cuadro N° 14.

CUADRO N° 14

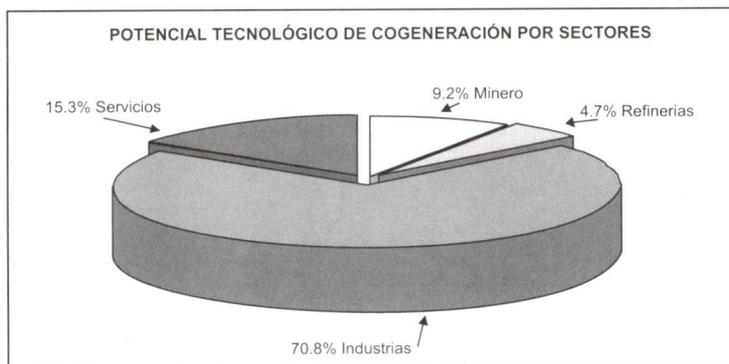
#### POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN

SECTORES : INDUSTRIA, REFINERO, MINERO - METALURGICO Y SERVICIOS

Sector	POTENCIA INSTALADA (MW)	INCREMENTO DE E.E. AUTOGENERADA (MWh/año)	EXP. ENERGIA ELECTRICA (MWh/año)	INVERSION (MUS\$)	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$/año)	PBT (año)	NUMERO DE EMPRESAS (Unidad)
Industrial	302 80	2 135 432	744 259	318 470	69 471	4 5	90
Refinero	65 35	515 322	343 525	96 032	21 604	4 4	6
Minero - Metalúrgico	39 20	288 165	1 204	25 602	6 372	4 0	20
Servicios	20 20	97 281	62 911	15 060	2 413	6 2	13
<b>TOTAL</b>	<b>427 50</b>	<b>3 033 200</b>	<b>1 151 899</b>	<b>455 164</b>	<b>99 860</b>	<b>4 6</b>	<b>129</b>

E.E. = Energía eléctrica

PBT= Período de retorno de la inversión



**b. Potencial efectivo**

El potencial efectivo de cogeneración a nivel nacional es de 196,7 MW, cuya implementación requiere inversiones del orden de 212,7 millones de dólares. El ahorro total del sistema es de 87,4 millones de dólares y el PBT es de 2,4 años, lo que destaca la alta rentabilidad de estos proyectos. El detalle por sectores se presenta en el cuadro N° 15.

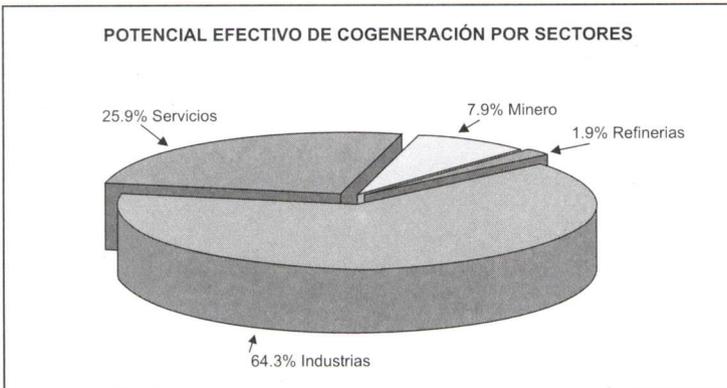
Entre los sectores con mayor potencial de cogeneración efectivo destacan el industrial (64,3%), seguido del sector refinero (25,9%).

CUADRO N° 15

POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN

SECTORES : INDUSTRIA, REFINERO, MINERO - METALURGICO Y SERVICIOS

Sector	POTENCIA INSTALADA (MW)	INC. ENERGIA ELECT. AUTOGENERADA (MWh/año)	EXP. ENERGIA ELECTRICA (MWh/año)	INVERSION (MUS\$)	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$/año)	PBT (año)	NÚMERO DE EMPRESAS (Unidad)
Industrial	126 4	946 051	235 534	138 471	59 420	2 3	90
Refinero	50 9	407 795	268 935	60 577	23 965	2 5	4
Minero - Metalúrgico	15 6	114 770	0	10 249	2 794	3 7	16
Servicios	3 8	18 161	3 680	3 404	1 199	2 8	9
<b>TOTAL</b>	<b>196 7</b>	<b>1 486 777</b>	<b>508 149</b>	<b>212 701</b>	<b>87 378</b>	<b>2 4</b>	<b>119</b>



## 9.2.2 SECTOR INDUSTRIAL

### a. Potencial tecnológico

El potencial tecnológico de cogeneración del sector industrial es de 302,8 MW, que corresponden a un total de 90 industrias evaluadas.

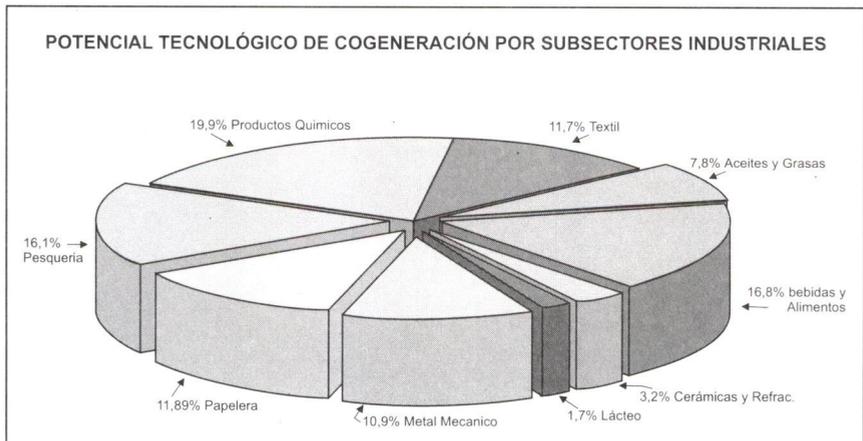
Entre los subsectores industriales con mayor potencial de cogeneración destacan los siguientes: bebidas y alimentos, productos químicos, pesquería, papel y textil. En el cuadro N° 16 se detalla el potencial tecnológico por subsectores industriales.

CUADRO N° 16

POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN POR SUBSECTORES INDUSTRIALES

ITEM N°	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	INCREMENTO ENERG. ELECT. COGENERADA	EXPORTACION DE ENERG. ELECT.	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE	INVERSION TOTAL DEL SISTEMA	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA	PERIODO DE RETORNO DE INVERSION	NUMERO DE EMPRESAS
	EMPRESA	(MW)	(MWh/año)	(MWh/año)	(MWh/año)	(MUS\$)	(MUS\$/año)	(AÑOS)	(UNID)
1	ACEITES Y GRASAS	23,6	184 480	32 820	335 138	24 167	4 965	4,9	7
2	BEBIDAS Y ALIMENTOS	51,0	394 134	183 872	720 129	53 687	11 596	4,6	15
3	CERÁMICAS Y REFRACTARIOS	9,6	68 370	19 007	153 434	12 163	3 689	3,3	5
4	LACTEO	5,0	30 480	11 870	55 490	6 770	1 468	4,6	3
5	METAL MECANICO	33,0	263 677	0	320 195	36 500	7 850	4,6	6
6	PAPELERO	36,0	301 340	111 785	315 743	33 537	10 019	3,3	6
7	PERQUERO	48,8	237 616	166 607	369 805	48 276	7 641	6,3	24
8	PRODUCTOS QUIMICOS	60,3	390 426	128 018	940 890	64 870	13 598	4,8	8
9	TEXTIL	35,5	261 909	90 300	489 343	38 500	8 645	4,5	16
	<b>TOTAL</b>	<b>302,8</b>	<b>2 132 432</b>	<b>744 259</b>	<b>3 700 167</b>	<b>318 470</b>	<b>69 471</b>	<b>4,5</b>	<b>90</b>

MUS\$ : Miles de dólares



## COMENTARIOS

1. Cada kWh eléctrico autogenerado representa el consumo de 1,74 kWh térmico (fundamentalmente de petróleo residual de alta viscosidad).
2. El 65,1 % del total de la energía eléctrica cogenerada, es decir 1 388,2 GWh/año, sería autoconsumida por las empresas industriales cogeneradoras, el resto de energía se vendería a la red de suministro (744,2 GWh/año).
3. Es importante precisar que no se ha considerado como parte del estudio, el caso de las industrias que actualmente son autoproductoras de energía eléctrica. En este caso parte de la potencia generada se podría convertir a cogenerada, con lo cual la potencia instalada no aumenta.
4. Todas las industrias pertenecientes al subsector agropecuario, en particular la industria azucarera son cogeneradoras, y poseen turbogeneradores de energía eléctrica. En el estudio no se ha considerado la potencia total instalada de este subsector para la determinación del potencial tecnológico y efectivo.
5. Conforme a los resultados obtenidos, la energía eléctrica cogenerada ascendente a 2 132,4 GWh/año, demandaría el consumo de combustible de 3 700,1 GWh/año.

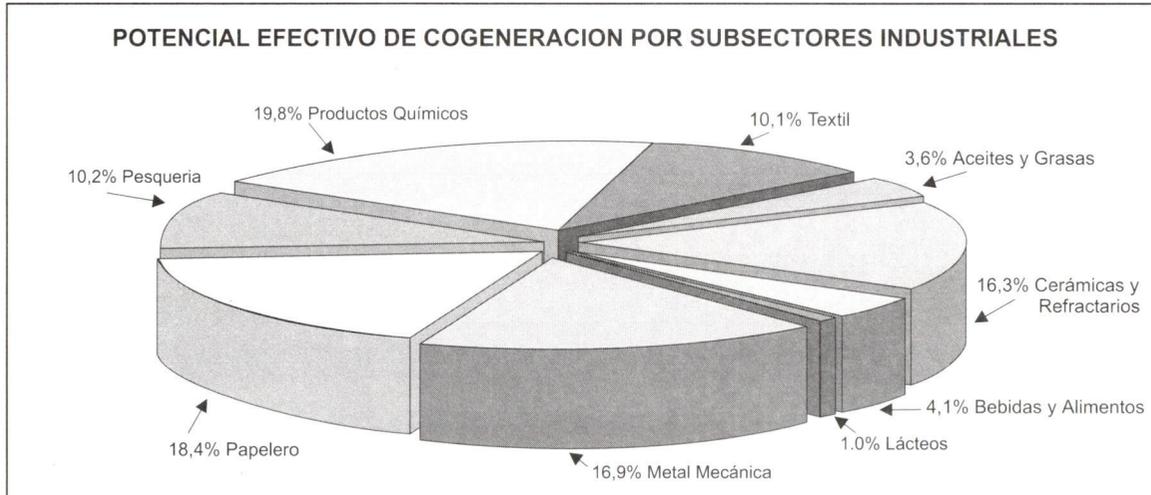
### **b. Potencial efectivo**

El potencial efectivo del sector industrial es de 126,4 MW, que corresponden a un total de 90 industrias evaluadas. En el cuadro N° 17 se presenta el potencial efectivo de cogeneración por subsectores industriales, tomado como base de referencia para realizar el análisis de sensibilidad.

CUADRO N° 17

POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN POR SUBSECTORES INDUSTRIALES

ITEM N°	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	INCREMENTO ENERG. ELECT. COGENERADA (MWh/año)	EXPORTACION DE ENERG. ELECT. (MWh/año)	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE (MWh/año)	INVERSIÓN TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$)	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$/año)	PERIODO DE RETORNO DE INVERSIÓN (AÑOS)	NUMERO DE EMPRESAS (UNID)
	EMPRESA	(MW)							
1	ACEITES Y GRASAS	4 5	46 813	7 974	65 524	4 422	1 725	2 6	7
2	BEBIDAS Y ALIMENTOS	20 6	162 533	60 861	422 251	19 854	9 091	2 2	15
3	CERAMICAS Y REFRACTARIOS	5 2	36 779	6 346	75 443	6 687	2 650	2 5	5
4	LACTEO	0 9	5 029	1 607	9 262	1 255	430	2 9	3
5	METAL MECANICA	21 3	149 599	0	192 375	23 795	11 072	2 1	6
6	PAPELERO	23 3	203 189	69 792	129 423	25 570	12 400	2 1	6
7	PESQUERIA	12 9	70 495	49 758	108 995	14 597	6 500	2 2	24
8	PRODUCTOS QUIMICOS	25 0	170 356	16 439	367 760	28 615	11 252	2 5	8
9	TEXTIL	12 7	101 258	22 757	191 942	13 676	4 300	3 2	16
<b>TOTAL</b>		<b>126 4</b>	<b>946 051</b>	<b>235 534</b>	<b>1 562 975</b>	<b>138 471</b>	<b>59 420</b>	<b>2 3</b>	<b>90</b>



## COMENTARIOS:

1. El 75 % del total de la energía eléctrica cogenerada, es decir 710,6 GWh/año, sería autoconsumida por las empresas industriales cogeneradoras, el resto de energía se vendería a la red de suministro (235,5 GWh/año).
2. Conforme a los resultados obtenidos, la energía eléctrica cogenerada (946,1 GWh/año), demandaría el consumo de combustible de 1562,99 Gwh/año.

### 9.2.3 SECTOR REFINERO

#### a. Potencial tecnológico

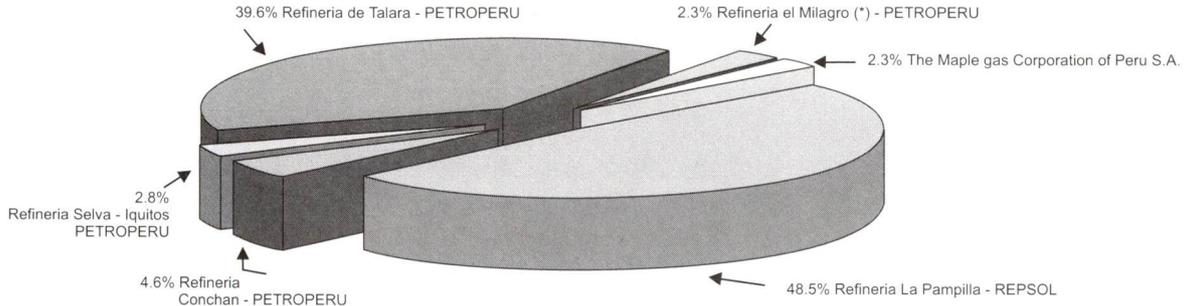
El potencial tecnológico de cogeneración del sector refinero asciende a 65,4 MW y corresponde a 6 refinerías. En el cuadro N° 18 se muestra en detalle el potencial tecnológico del sector refinero.

CUADRO N° 18

POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN DEL SECTOR REFINERO

REFINERIAS DE PETROLEO	POTENCIA INSTALADA (MW)	INCREMENTO E. E. AUTOGENERADA (MWh/año)	EXP. ENERGIA ELECTRICA (MWh/año)	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE PARA COGENERACION (MWh/año)	INVERSION (MUS\$)	AHORRO (MUS\$/año)	PBT (año)
Refinería La Pampilla - REPSOL	317	270 388 8	187 556 8	503 320 0	47 418 0	9 483 6	5 0
Refinería Conchán - PETROPERU	30	7 160 0	4 384 0	12 827 0	2 740 0	822 0	3 3
Refinería Selva - Iquitos - PETROPERU	2 8	14 735 0	9 567 0	37 962 0	5 467 0	1 366 8	4 0
Refinería de Talara - PETROPERU	25 9	211 771 3	133 741 4	377 039 0	36 515 0	8 763 6	4 2
Refinería el Milagro (*) - PETROPERU	1 5	6 018 0	4 914 0	15 817 0	2 532 0	759 6	3 3
The Maple Gas Corporation of Perú S.A.	1 5	5 249 0	3 362 0	10 435 0	1 360 0	408 0	3 3
<b>TOTAL</b>	<b>65 4</b>	<b>515 322 1</b>	<b>343 525 2</b>	<b>957 400 0</b>	<b>96 032 2</b>	<b>21 603 6</b>	<b>4 4</b>

POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN DEL SECTOR REFINERO

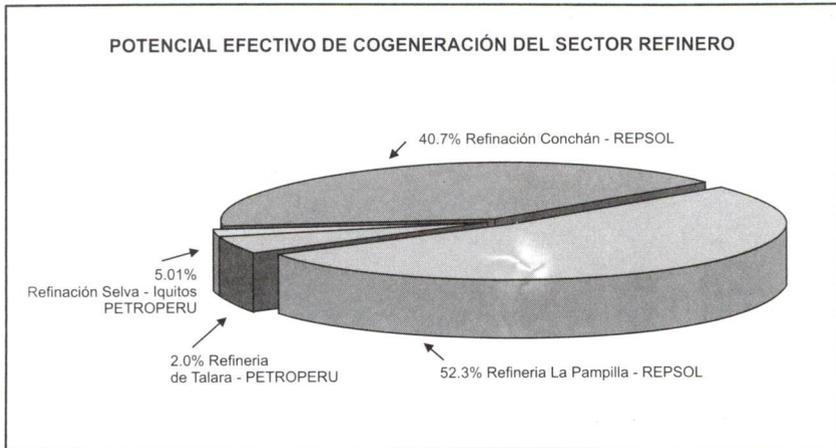


**b. Potencial efectivo**

El potencial efectivo de cogeneración del sector refinero es de 50,9 MW y corresponde a 4 refinерías. En el cuadro N° 19 se presenta en detalle el potencial efectivo del sector refinero.

**CUADRO N° 19  
POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN DEL SECTOR REFINERO**

Sector	POTENCIA INSTALADA (MW)	INC. ENERGIA ELECT. AUTOGENERADA (MWh/año)	EXP. ENERGIA ELECTRICA (MWh/año)	INC. CONSUMO COMB. PARA COG. (MWh/año)	INVERSION (MUSS)	AHORRO (MUSS/año)	PBT (año)
Refinería La Pampilla - REPSOL	26.6	227 126.6	157 547.7	422 788.8	30 821.7	10 628.2	2.9
Refinería Conchán - PETROPERU	2.6	6 086.0	3 726.4	10 903.0	2 740.0	986.4	2.8
Refinería Selva - Iquitos - PETROPERU	1.0	5 164.9	667.8	13 285.2	3 280.3	1 562.1	2.1
Refinería de Talara - PETROPERU	20.7	169 417.0	106 993.1	301 631.2	23 734.8	10 788.5	2.2
<b>TOTAL</b>	<b>50.9</b>	<b>407 794.5</b>	<b>268 935.0</b>	<b>748 608.0</b>	<b>60 576.8</b>	<b>23 965.2</b>	<b>2.5</b>



## 9.2.4 SECTOR MINERO - METALÚRGICO

### a. Potencial tecnológico

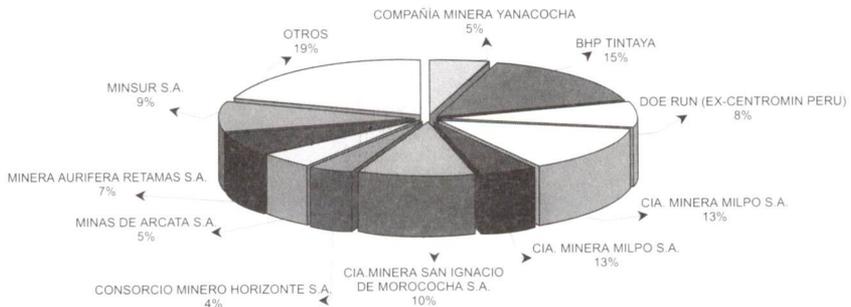
El potencial tecnológico del sector minero metalúrgico es de 39,2 MW, y corresponde a 20 empresas. En el cuadro N° 20 se presenta el potencial tecnológico de cogeneración del sector minero - metalúrgico a nivel nacional.

CUADRO N° 20

#### POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACION EN EL SECTOR MINERO METALÚRGICO

ITEM N°	SECTOR MINERO METALURGICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	INCREMENTO ENER. ELECT. COGENERADA (MWh/año)	EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA (MWh/año)	INCREMENTO CONSUMO COBUSTIBLE (MWh/año)	INVERSION TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$)	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$/año)	PERIODO DE RETORNO INVERSION (año)
1	COMPAÑIA MINERA YANACOCHA	2.0	13 662		43 518	1 344	448	3.0
2	BHP TINTAYA	6.0	47 740		153 693	2 900	644	4.5
3	DOE RUN (EX-CENTROMIN PERU)	3.0	24 880		54 000	1 780	445	4.0
4	CIA. MINERA MILPO S.A.	5.2	37 635		119 835	3 124	391	8.0
5	CIA MINERA RAURA S.A.	1.9	12 904	1 204	45 334	1 928	428	4.5
6	CIA MINERA SAN IGNACIO DE MOROCOCHA S.A.	3.8	26 338		85 630	3 376	965	3.5
7	CONSORCIO MINERO HORIZONTE S.A.	1.5	11 314		36 748	155	39	4.0
8	MINAS DE ARCATA S.A.	1.8	13 652		45 842	1 577	451	3.5
9	MINERA AURIFERA RETAMAS S.A.	2.7	18 685		62 498	2 051	570	3.6
10	MINSUR S.A.	3.5	30 483		96 196	3 035	1 012	3.0
11	OTROS	7.8	50 872		171 953	4 332	979	4.8
	<b>TOTAL</b>	<b>39.2</b>	<b>288 165</b>	<b>1 204</b>	<b>915 247</b>	<b>25 602</b>	<b>6 372</b>	<b>4.2</b>

#### POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN DEL SECTOR MINERO METALÚRGICO



## b. Potencial efectivo

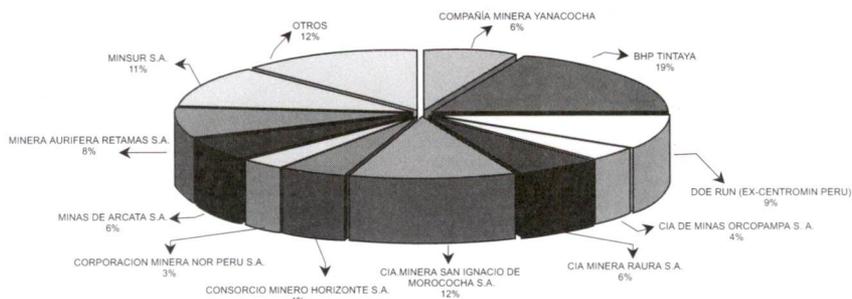
El potencial efectivo de cogeneración en el sector minero metalúrgico es de 15,6 MW, corresponde a 16 empresas. En el cuadro N° 21 se presenta el potencial efectivo de cogeneración del sector minero metalúrgico.

CUADRO N° 21

### POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN EN EL SECTORES MINERO METALÚRGICO

ITEM N°	SECTOR MINERO METALURGICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	INCREMENTO ENERG. ELECT. COGENERADA (MWh/año)	EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA (MWh/año)	INCREMENTO CONSUMO COBUSTIBLE (MWh/año)	INVERSION TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$)	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$/año)	PERIODO DE RETORNO DE INVERSION (año)
1	COMPANÍA MINERA YANACOCHA	1.0	6 558		20 889	645	215	3.0
2	BHP TINTAYA	2.9	22 915		73 773	1 392	309	4.5
3	DOE RUN (EX-CENTROMIN PERU)	1.4	11 942		25 920	854	214	4.0
4	CIA. DE MINAS ORCOPAMPA S.A.	0.6	3 775		13 787	435	109	4.0
5	CIA MINERA RAJURA S.A.	0.9	6 194		21 760	925	205	4.5
6	CIA MINERA SAN IGNACIO DE MOROCOCHA S.A.	1.8	12 642		41 102	1 620	463	3.5
7	CONSORCIO MINERO HORIZONTE S.A.	0.7	5 431		17 639	74	19	4.0
8	CORPORACION MINERA NOR PERU S.A.	0.5	2 404		6 596	139	46	3.0
9	MINAS DE ARCATA S.A.	0.9	6 553		22 004	757	216	3.5
10	MINERA AURIFERA RETAMAS S.A.	1.3	8 969		29 999	984	274	3.6
11	MINSUR S.A.	1.7	14 632		46 174	1 457	486	3.0
12	OTROS	1.9	12 755		43 358	967	238	4.2
	<b>TOTAL</b>	<b>15.6</b>	<b>114 770</b>	<b>-</b>	<b>363 001</b>	<b>10 249</b>	<b>2 794</b>	<b>3.7</b>

POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN EN EL SECTOR MINERO METALÚRGICO



## 9.2.5 SECTOR SERVICIOS

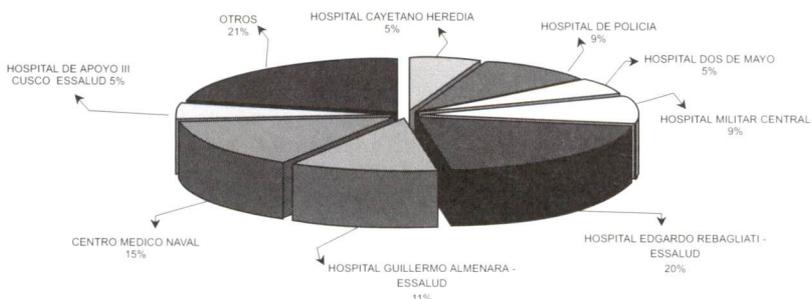
### a. Potencial tecnológico

El potencial tecnológico de cogeneración del sector servicios es de 20,2 MW, y corresponde a 13 hospitales. En el cuadro N° 22 se presenta el potencial tecnológico de cogeneración del sector servicios (centros hospitalarios nacionales).

CUADRO N° 22  
POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN DEL SECTOR SERVICIOS

ITEM N°	SECTOR MINERO METALURGICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	INCREMENTO ENERG. ELECT. COGENERADA (MWh/año)	EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA (MWh/año)	INCREMENTO CONSUMO COBUSTIBLE (MWh/año)	INVERSION TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$)	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA (MUS\$/año)
1	HOSPITAL CAYETANO HEREDIA	1 050	4 124	2 806	7 907	864	105
2	HOSPITAL DE POLICIA	1 730	6 948	4 524	10 327	1 395	218
3	HOSPITAL DOS DE MAYO	1 050	4 328	2 917	8 430	802	94
4	HOSPITAL MILITAR CENTRAL	1 730	7 580	4 818	10 801	1 475	321
5	HOSPITAL EDGARDO REBAGLIATI - ESSALUD	4 004	21 926	14 106	39 083	2 532	429
6	HOSPITAL GUILLERMO ALMENARA - ESSALUD	2 258	11 284	7 692	20 136	1 450	188
7	CENTRO MEDICO NAVAL	3 007	15 036	9 760	28 498	1 892	310
8	HOSPITAL DE APOYO III CUSCO - ESSALUD	1 046	5 507	3 798	11 045	825	131
9	OTROS	4 287	20 458	12 490	37 360	3 825	617
<b>TOTAL</b>		<b>20 162</b>	<b>97 281</b>	<b>62 911</b>	<b>173 587</b>	<b>15 060</b>	<b>2 413</b>

POTENCIAL TECNOLÓGICO DE COGENERACIÓN DEL SECTOR SERVICIOS (HOSPITALES)

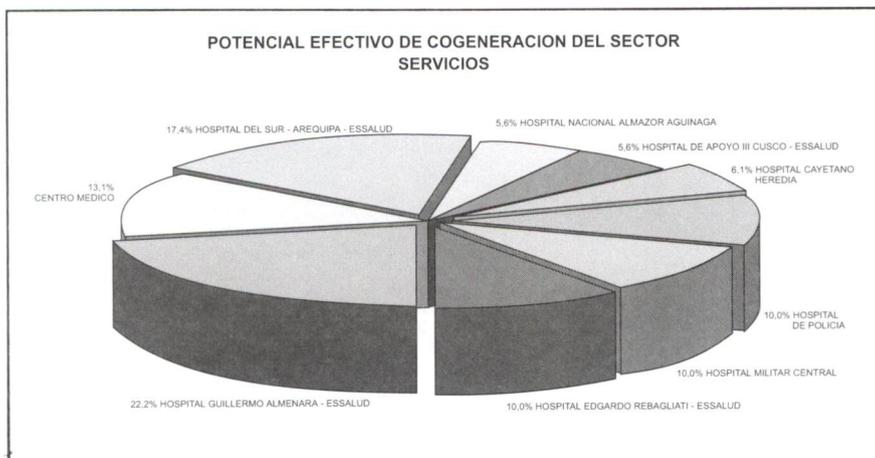


## b. Potencial efectivo

El potencial efectivo de cogeneración en el sector servicios es de 3,8 MW, que corresponden a un total de 9 hospitales. En el cuadro N° 23 se presenta el potencial efectivo de cogeneración de los centros hospitalarios.

CUADRO N° 23  
POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN DEL SECTOR SERVICIOS

ITEM N°	SECTOR MINERO METALURGICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	INCREMENTO ENERG. ELECT. COGENERADA (MWh/año)	EXPORTACION DE ENERG. ELECT. (MWh/año)	INCREMENTO CONSUMO COBUSTIBLE (MWh/año)	INVERSIÓN TOTAL DEL SISTEMA (Miles US\$)	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA (Miles US\$/año)	PERIODO DE RETORNO INVERSIÓN (año)
1	HOSPITAL CAYETANO HEREDIA	0 230	923	460	1 732	115	46	2 5
2	HOSPITAL DE POLICIA	0 379	1 522	115	2 372	391	130	3 0
3	HOSPITAL MILITAR CENTRAL	0 379	1 660	0	2 256	414	207	2 0
4	HOSPITAL EDGARDO REBAGLIATI MARTINS - ESSALUD	0 379	1 660	230	3 172	230	69	3 3
5	HOSPITAL GUILLERMO ALMENARA RIGROYEN - ESSALUD	0 837	4 585	575	2 256	141	207	2 0
6	CENTRO MEDICO NAVAL	0 495	2 472	690	3 172	230	69	3 3
7	HOSPITAL DEL SUR - AREQUIPA - ESSALUD	0 659	3 294	460	4 411	345	108	3 2
8	HOSPITAL NACIONAL ALMAZOR AGUINAGA ASENJO	0 211	1 065	575	6 242	575	147	3 9
9	HOSPITAL DE APOYO III CUSCO - ESSALUD	0 211	980	575	1 742	690	216	3 2
	<b>TOTAL</b>	<b>3 779</b>	<b>18 161</b>	<b>3 680</b>	<b>37 355</b>	<b>3 404</b>	<b>1 199</b>	<b>2 8</b>



# 10

## ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

### 10.1 CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

La determinación del potencial tecnológico de cogeneración, es la etapa previa para realizar el análisis técnico y económico de las posibilidades reales y efectivas de la ejecución de proyectos de cogeneración.

La determinación del potencial efectivo de cogeneración se sustenta en el análisis de los factores que promocionan la difusión de los sistemas de cogeneración, a fin de establecer el marco legal y económico que requiere el posible inversionista, quien frente a la oportunidad de cogenerar deberá considerar los siguientes factores:

- Rentabilidad de la inversión.
- Variación de los precios de la energía.
- Reglamentación vigente para la eficiencia de las centrales de cogeneración.
- Ahorros netos para la empresa.

#### 10.1.1 RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN

La cogeneración permite la recuperación de los capitales invertidos en períodos de retorno (PBT) de corto plazo. Los indicadores económicos VAN y TIR del estudio tienen valores aceptables que determinan la rentabilidad de la ejecución de proyectos de cogeneración.

#### 10.1.2 VARIACION DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA

La variación de los precios de los energéticos deben ser considerados en la evaluación de los proyectos de cogeneración. El mayor porcenta-

je de los costos de generación de las centrales de cogeneración se deben al consumo de petróleo. Las condiciones actuales en el país conducen al empleo de tecnologías de generación que consuman combustibles con precios competitivos.

El análisis de sensibilidad se ha realizado con respecto a la variación de los precios de los siguientes parámetros:

- Precio del gas natural.
- Precio de la energía eléctrica importada.
- Precio de la energía eléctrica exportada.

El análisis permite determinar la influencia de la variación de los precios de los energéticos señalados, en la factibilidad de proyectos de cogeneración.

### **10.1.3 REGLAMENTACION DE PRECIOS DE LA ENERGÍA Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN**

La mayoría de empresarios industriales no consideran atractivo un proyecto de cogeneración con exportación de energía eléctrica, esto se debe principalmente al desconocimiento de las opciones que da la Ley de Concesiones Eléctricas a los cogeneradores.

La cogeneración está considerada como un negocio seguro, sus «productos» serán siempre vendidos al propio usuario. Esto es siempre cierto, si no se realiza venta de energía eléctrica a la red y en este sentido existe el concepto generalizado entre los potenciales usuarios, de la falta de regulaciones adecuados.

En el estudio se considera esta posición, y se adopta la condición de limitar la energía eléctrica exportada, por lo que la potencia de cogeneración debe llegar como máximo a tres veces la potencia instalada actual de la planta.

### **10.1.4 AHORROS NETOS PARA LA EMPRESA**

La magnitud de la inversión para un proyecto de cogeneración requiere ahorros netos para la empresa con respecto al conjunto total de la

planta industrial, de tal forma que justifique su realización.

Por ejemplo conforme a la experiencia española, no se realizarán inversiones en proyectos en aquellas empresas cuyos ahorros netos conseguidos con la central de cogeneración, no superen el 10 % de los costos energéticos en la situación antes de cogenerar, aunque la inversión sea muy rentable en si misma.

En este sentido, una gran industria que pudiera instalar un pequeño sistema de cogeneración en forma rentable, probablemente no lo ejecutará, si el ahorro que le puede producir es imperceptible en el conjunto energético de la planta.

## **10.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL POTENCIAL EFECTIVO**

### **SECTOR INDUSTRIAL**

El análisis de sensibilidad se realizó a partir de los datos de un total de 90 empresas encuestadas y extrapoladas, y cuyo potencial efectivo de cogeneración se considera como base de referencia debido a que los costos energéticos son iguales a los precios actuales.

La potencia efectiva de referencia de este sector es 126,4 MW; respecto a este valor se efectúa el análisis de sensibilidad.

Los resultados del análisis de sensibilidad del potencial efectivo de cogeneración de las empresas de los subsectores industriales encuestadas y extrapoladas, ante un incremento o disminución del precio del gas natural son los siguientes:

Al reducirse los precios del gas natural en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector industrial se incrementa de 126 MW a 150,4 MW, es decir en 19,3 %. De incrementarse el precio de gas en 20 %, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 111,8 MW, es decir en 11,32 %, lo cual demuestra la alta sensibilidad de los proyectos de cogeneración ante la variación del precio del gas natural (cuadros N° 24 y 25).

CUADRO N° 24

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL POTENCIAL EFECTIVO POR SUBSECTORES  
INDUSTRIALES - REDUCCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN 20%

ITEM N°	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	INCREMENTO E. E. AUTOGENERADA	EXPORTACION DE E. E.	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE	INVERSIÓN TOTAL DEL SISTEMA	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA	PERIODO DE RETORNO INVERSIÓN	NUMERO DE EMPRESAS
	EMPRESA	(MW)	(MWh/año)	(MWh/año)	(MWh/año)	(Miles US\$)	(Miles US\$)	(año)	(UNID)
1	ACEITES Y GRASAS	4.2	30 397	10 239	48 658	5 293	3 076	1.7	7
2	BEBIDAS Y ALIMENTOS	20.4	152 673	31 448	229 865	23 162	9 387	2.5	14
3	CERAMICAS Y REFRACT.	5.8	48 362	13 806	76 740	7 376	3 973	1.9	5
4	LACTEO	1.1	5 532	472	10 649	1 213	692	1.8	3
5	METAL MECANICA	33.0	362 803	0	552 984	38 755	19 500	2.0	6
6	PAPELERO	26.0	178 067	76 791	244 135	27 127	12 574	2.2	6
7	PESQUERIA	17.0	100 459	47 863	99 261	19 350	6 861	2.8	24
8	PRODUCTOS QUIMICOS	25.7	197 665	15 022	489 383	26 505	11 516	2.3	8
9	TEXTIL	17.2	126 173	34 030	228 930	18 648	9 019	2.1	16
<b>TOTAL</b>		<b>150.4</b>	<b>1 202 131</b>	<b>229 671</b>	<b>1 980 605</b>	<b>167 429</b>	<b>76 598</b>	<b>2.1</b>	<b>89</b>

CUADRO N° 25

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL POTENCIAL EFECTIVO POR SUBSECTORES  
INDUSTRIALES - INCREMENTO DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN 20%

ITEM N°	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	INCREMENTO E. E. AUTOGENERADA	EXPORTACION DE E. E.	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE	INVERSIÓN TOTAL DEL SISTEMA	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA	PERIODO DE RETORNO INVERSIÓN	NUMERO DE EMPRESAS
	EMPRESA	(MW)	(MWh/año)	(MWh/año)	(MWh/año)	(Miles US\$)	(Miles US\$)	(año)	(UNID)
1	ACEITES Y GRASAS	4.2	30 556	10 320	48 946	5 293	1 777	3.0	4
2	BEBIDAS Y ALIMENTOS	16.4	65 615	6 251	85 896	23 162	6 399	3.6	11
3	CERAMICAS Y REFRAC.	5.1	43 523	12 107	67 332	7 376	1 961	3.8	4
4	LACTEO	0.9	2 766	236	5 325	1 213	376	3.2	3
5	METAL MECANICA	32.2	298 779	0	455 399	28 755	10 423	3.7	6
6	PAPELERO	24.2	166 025	72 764	233 869	27 127	7 597	3.6	6
7	PESQUERIA	0.0	0	0	0	19 350	0	0.0	0
8	PRODUCTOS QUIMICOS	14.0	110 439	8 814	262 834	26 505	7 283	3.6	8
9	TEXTIL	14.8	108 375	30 988	195 057	18 648	5 445	3.4	16
<b>TOTAL</b>		<b>111.8</b>	<b>826 078</b>	<b>141 480</b>	<b>1 354 658</b>	<b>167 649</b>	<b>41 261</b>	<b>4.1</b>	<b>61</b>

Los resultados del análisis de sensibilidad del potencial efectivo de cogeneración de las empresas de los subsectores industriales encuestadas y extrapoladas, cuando se incrementa y reduce la tarifa de la energía eléctrica importada respectivamente son los siguientes:

De incrementarse el precio de la tarifa de energía eléctrica importada en 20 %, el potencial efectivo de cogeneración del sector industrial se incrementa a 153,0 MW, es decir en 21,5 %. De reducirse este precio en 10%, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 120,1 MW, es decir en 4,8 %, lo que demuestra la alta correlación entre el incremento de la tarifa de energía eléctrica y el incremento del potencial de cogeneración (cuadros N° 26, 27 y 28).

CUADRO N° 26

ANALISIS DE SENSIBILIDAD AL POTENCIAL EFECTIVO POR SUBSECTORES INDUSTRIALES  
- INCREMENTO DE LA TARIFA DE ENERGIA ELECTRICA IMPORTADA EN 20%

ITEM N°	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	INCREMENTO E. E. AUTOGENERADA	EXPORTACION DE E. E.	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE	INVERSIÓN TOTAL DEL SISTEMA	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA	PERIODO DE RETORNO INVERSIÓN	NUMERO DE EMPRESAS
	EMPRESA	(MW)	(MWh/año)	(MWh/año)	(MWh/año)	(Miles US\$)	(Miles US\$)	(año)	(UNID)
1	ACEITES Y GRASAS	6 5	55 755	16 342	87 299	7 293	2 843	2 6	7
2	BEBIDAS Y ALIMENTOS	20 7	154 863	32 394	233 990	23 162	7 593	3 1	14
3	CERAMICAS Y REFRACTARIOS	6 0	49 808	14 022	79 616	7 376	4 115	1 8	5
4	LACTEO	0 9	2 766	236	5 325	1 213	514	2 4	3
5	METAL MECANICA	33 0	362 803	0	552 984	38 755	22 237	1 7	6
6	PAPELERO	26 0	178 067	76 791	244 135	27 127	11 405	2 4	6
7	PESQUERIA	15 6	53 437	24 937	53 903	19 350	7 243	2 7	24
8	PRODUCTOS QUIMICOS	25 7	197 665	15 022	489 383	26 505	13 117	2 0	8
9	TEXTIL	18 6	144 549	40 060	263 312	18 648	8 475	2 2	16
<b>TOTAL</b>		<b>153 0</b>	<b>1 199 713</b>	<b>219 804</b>	<b>2 009 947</b>	<b>169 429</b>	<b>77 542</b>	<b>2 2</b>	<b>89</b>

CUADRO N° 27

ANALISIS DE SENSIBILIDAD AL POTENCIAL EFECTIVO POR SUBSECTORES INDUSTRIALES  
- INCREMENTO DE LA TARIFA DE ENERGIA ELECTRICA IMPORTADA EN 25%

ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	INCREMENTO DE E. E. AUTOGENERADA	EXPORTACION DE E. E.	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE	INVERSIÓN TOTAL DEL SISTEMA	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA	PERIODO DE RETORNO INVERSIÓN	NUMERO DE EMPRESAS
	N° EMPRESA	(MW)	(MWh/año)	(MWh/año)	(MWh/año)	(Miles US\$)	(Miles US\$)	(año)	(UNID)
1	ACEITES Y GRASAS	6 5	55 755	16 342	87 299	7 293	2 829	2 6	7
2	BEBIDAS Y ALIMENTOS	20 2	150 483	30 502	225 740	23 162	8 332	2 8	14
3	CERAMICAS Y REFRACTARIOS	6 0	49 808	14 022	79 616	7 376	4 015	1 8	5
4	LACTEO	1 1	5 332	472	10 649	1 213	546	2 2	3
5	METAL MECANICA	33 0	362 803	0	552 984	38 755	22 294	1 7	6
6	PAPELERO	26 0	178 067	76 791	244 135	27 127	11 208	2 4	6
7	PESQUERIA	15 6	53 437	24 937	53 903	19 350	7 389	2 6	24
8	PRODUCTOS QUIMICOS	25 9	198 699	15 410	491 483	26 505	12 490	2 1	8
9	TEXTIL	18 6	144 549	40 060	263 312	18 648	9 869	1 9	16
<b>TOTAL</b>		<b>152 9</b>	<b>1 199 133</b>	<b>218 536</b>	<b>2 009 121</b>	<b>169 429</b>	<b>78 970</b>	<b>2 1</b>	<b>89</b>

CUADRO N° 28

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL POTENCIAL EFECTIVO POR SUBSECTORES INDUSTRIALES  
- REDUCCIÓN DE LA TARIFA DE ENERGIA ELECTRICA IMPORTADA EN 10%

ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	INCREMENTO DE E. E. AUTOGENERADA	EXPORTACION DE E. E.	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE	INVERSIÓN TOTAL DEL SISTEMA	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA	PERIODO DE RETORNO INVERSIÓN	NUMERO DE EMPRESAS
N°	EMPRESA	(MW)	(MWh/año)	(MWh/año)	(MWh/año)	(Miles US\$)	(Miles US\$)	(año)	(UNID)
1	ACEITES Y GRASAS	6 5	55 755	16 342	87 299	5 293	1 351	3 9	7
2	BEBIDAS Y ALIMENTOS	16 4	111 812	10 652	146 373	23 162	5 498	4 2	12
3	CERAMICAS Y REFRACTARIOS	5 3	44 430	12 388	68 563	7 376	2 211	3 3	4
4	LACTEO	1 1	5 332	472	10 649	1 213	291	4 2	3
5	METAL MECANICA	32 2	298 779		455 399	38 755	11 398	3 4	6
6	PAPELERO	26 0	178 067	76 791	244 135	27 127	6 031	4 5	6
7	PESQUERIA	0 0	0	0	0	19 350	0	0 0	0
8	PRODUCTOS QUIMICOS	14 0	110 439	8 814	262 834	26 505	7 494	3 5	8
9	TEXTIL	18 6	144 549	40 060	263 312	18 648	4 244	4 4	16
<b>TOTAL</b>		<b>120 1</b>	<b>949 363</b>	<b>165 519</b>	<b>1 538 564</b>	<b>167 429</b>	<b>38 518</b>	<b>4 3</b>	<b>62</b>

Los resultados del análisis de sensibilidad del potencial efectivo de las empresas de los subsectores industriales encuestadas y extrapoladas, cuando se varía la tarifa de la energía eléctrica exportada son los siguientes:

- Si el precio de la energía exportada es igual a un TE el potencial efectivo de cogeneración del sector industrial se incrementa a 148,4 MW (cuadro N° 29).
- Si el precio de la energía exportada es igual a 56% del TE el potencial efectivo del sector industrial se incrementa a 130,1 MW (cuadro N° 30).

En el cuadro N° 31 se presenta el resumen del análisis de sensibilidad con la variación de los precios de combustible y energía eléctrica importada y exportada aplicado al potencial efectivo de cogeneración del sector industrial.

CUADRO N° 29

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE POTENCIAL EFECTIVO POR SUBSECTORES INDUSTRIALES  
- TARIFA ENERGIA ELECTRICA EXPORTADA =1.0 T.E.

ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	INCREMENTO DE E. E.	EXPORTACION DE E. E.	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE	INVERSIÓN TOTAL DEL SISTEMA	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA	PERIODO DE RETORNO INVERSIÓN	NUMERO DE EMPRESAS
N°	EMPRESA	(MW)	(MWh/año)	(MWh/año)	(MWh/año)	(Miles US\$)	(Miles US\$)	(año)	(UNID)
1	ACEITES Y GRASAS	6 5	55 755	16 342	87 299	5 293	3 051	1 7	7
2	BEBIDAS Y ALIMENTOS	20 7	154 865	32 394	233 990	23 162	9 761	2 4	15
3	CERAMICAS Y REFRACTARIOS	6 0	49 808	14 022	79 616	7 376	3 236	2 3	5
4	LACTEO	1 1	5 532	472	10 649	1 213	430	2 8	3
5	METAL MECANICA	33 0	362 803	0	552 984	38 755	17 513	2 2	6
6	PAPELERO	26 0	178 067	76 791	244 135	27 127	12 137	2 2	6
7	PESQUERIA	15 6	53 437	24 937	53 903	19 350	6 895	2 8	24
8	PRODUCTOS QUIMICOS	20 9	219 844	17 241	523 617	26 505	15 212	1 7	8
9	TEXTIL	18 6	144 549	40 060	263 312	18 648	7 085	2 6	16
TOTAL		148 4	1 224 660	222 259	2 049 505	167 429	75 320	2 2	90

T.E. = TERMINO DE ENERGIA

CUADRO N° 30

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL POTENCIAL EFECTIVO POR SUBSECTORES INDUSTRIALES  
- TARIFA DE ENERGIA ELECTRICA EXPORTADA =0.56 T.E.

ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	INCREMENTO DE E. E. AUTOGENERADA	EXPORTACION DE E. E.	INCREMENTO CONSUMO COMBUSTIBLE	INVERSIÓN TOTAL DEL SISTEMA	AHORRO TOTAL DEL SISTEMA	PERIODO DE RETORNO INVERSIÓN	NUMERO DE EMPRESAS
	EMPRESA								
1	ACEITES Y GRASAS	6 5	55 755	16 342	87 299	5 293	2 032	2 6	7
2	BEBIDAS Y ALIMENTOS	19 1	141 320	25 572	209 287	23 162	9 968	2 3	14
3	CERAMICAS Y REFRACTARIOS	5 3	44 430	12 388	68 563	7 376	3 071	2 4	4
4	LACTEO	1 1	5 532	472	10 649	1 213	453	2 7	3
5	METAL MECANICA	33 0	362 803	0	552 984	38 755	16 560	2 3	6
6	PAPELERO	26 0	178 067	76 791	244 135	27 127	8 436	3 2	6
7	PESQUERIA	0 0	0	0	0	0	0	0 0	0
8	PRODUCTOS QUIMICOS	20 5	158 898	12 262	388 695	26 505	9 674	2 7	8
9	TEXTIL	18 6	144 549	40 060	263 312	18 648	4 805	3 9	16
<b>TOTAL</b>		<b>130 1</b>	<b>1 091 354</b>	<b>183 887</b>	<b>1 824 924</b>	<b>148 079</b>	<b>54 999</b>	<b>2 7</b>	<b>6 4</b>

T.E. = TERMINO DE ENERGIA

CUADRO N° 31

**RESUMEN DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE EL POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN  
POR SUBSECTORES INDUSTRIALES**

ITEM	ESCENARIO		REFERENCIA	COMBUSTIBLE		ENERGIA ELECTRICA IMPORTADA			ENERGIA ELECTRICA EXPORTADA	
				DISMINUCION -20%	AUMENTO 20%	DISMINUCION -10%	AUMENTO 20%	AUMENTO 25%	E.E.= 0.56 T.E.	E.E.= 1.0 T.E.
1	POTENCIA	MW	126 0	150 4	111 8	120 1	153 0	152 9	130 1	148 4
2	INCREMENTO DE ENERGIA									
	ELECTRICIDAD COGENERADA	GWh/año	946 1	1 202 1	826 1	949 4	1 199 7	1199 1	1 091 4	1 224 7
3	EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD	GWh/año	235 5	230 0	141 5	165 5	219 8	218 5	183 9	222 3
4	INCREMENTO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE	GWh/año	1 562 9	1 980 6	1 354 7	1 538 5	2 009 9	2 009 1	1 825 0	2 049 5
5	INVERSIÓN	MUS\$	138 471 0	167 429 0	167 429 0	167 429 0	169 429 0	169 429 0	148 079 0	167 429 0
6	AHORROS	MUS\$	59 420 0	76 597 0	41 261 0	38 519 0	77 543 0	78 968 0	54 998 0	75 321 0
7	AHORRO DE ENERGIA PRIMARIA	TEP/año	125 957 3	160 486 3	110 838 5	128 963 9	157 306 0	157 209 7	143 403 3	160 780 4
8	INSTALACIONES		90 0	89 0	61 0	62 0	89 0	89 0	64 0	90 0
9	PBT	años	2 3	2 2	4 1	4 3	2 2	2 1	2 7	2 2
10	CONSUMO ESPECIFICO	GWh/GWhe	1 7	1 6	1 6	1 6	1 7	1 7	1 7	1 7
11	RESPECTO BASE	%	100 0	119 4	88 7	95 3	121 4	121 3	103 3	117 8

T.E. = TERMINO DE ENERGIA

## SECTOR REFINERO

Los resultados del análisis de sensibilidad con la variación de los precios de combustible y energía eléctrica importada y exportada aplicado al potencial efectivo de cogeneración del sector refinero son los siguientes: (cuadro N° 32).

- La potencia efectiva de referencia de este sector es 50,9 MW, respecto a este valor se efectúa el análisis de sensibilidad.
- De reducirse los precios del gas natural en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector refinero se eleva a 57,0 MW, es decir en 12 %; y de incrementarse este precio de gas en 20%, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 45,8 MW, es decir en 10 %.
- De incrementarse la tarifa de energía eléctrica importada en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector refinero se eleva a 58,5 MW, es decir en 14,9 %; y, de reducirse este precio en 20%, el potencial efectivo de cogeneración disminuye a 47,3 MW, es decir en 7 %.
- Si el precio de la energía exportada es igual al 40% del T.E., el potencial efectivo de cogeneración del sector refinero se eleva a 53,4 MW.
- Si el precio de la energía exportada es igual al 80% del T.E., el potencial efectivo se eleva a 61,0 MW.

CUADRO N° 32

**RESUMEN DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE EL POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN  
DEL SECTOR MINERO - METALÚRGICO**

ITEM	ESCENARIO	UNIDAD	REFERENCIA	COMBUSTIBLE		ENERGIA ELECTRICA IMPORTADA	
				DISMINUYE -20%	AUMENTO 20%	DISMINUYE -10%	AUMENTO 10%
1	POTENCIA	MW	<b>15 6</b>	18 2	14 5	16 8	17 3
2	INCREMENTO DE ENERGIA ELECTRICIDAD COGENERADA	GWh/año	<b>114 8</b>	107 3	134 5	124 0	127 4
3	EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD	GWh/año	<b>0</b>	0 0	0 0	0 0	0 0
4	INCREMENTO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE	GWh/año	<b>363 0</b>	339 5	425 4	392 0	403 0
5	INVERSIÓN	MUS\$	<b>10 249 0</b>	9 585	10 276	9 933 0	10 046
6	AHORROS	MUS\$/año	<b>2 794 0</b>	2 163	3 274	3 017	3 101
7	INSTALACIONES	N°	<b>16 0</b>	16 0	16 0	16 0	16 0
8	PBT	años	<b>3 7</b>	3 7	3 1	3 3	3 2
9	RESPECTO BASE	%	<b>100 0</b>	116 7	92 9	107 7	110 7

## SECTOR MINERO - METALÚRGICO

Los resultados del análisis de sensibilidad con la variación de los precios del combustible y energía eléctrica importada y exportada aplicado al potencial efectivo de cogeneración del sector minero – metalúrgico son los siguientes: (cuadro N° 33).

- La potencia efectiva de referencia de este sector es 15,6 MW; respecto a este valor se efectúa el análisis de sensibilidad.
- De reducirse los precios del gas natural en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector minero metalúrgico se incrementa a 18,2 MW, es decir en 16 %; de incrementarse este precio de gas en 20%, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 14,5 MW, es decir en 7 %.
- De incrementar la tarifa de energía eléctrica importada en 10%, el potencial efectivo de cogeneración del sector minero metalúrgico se eleva a 17,3 MW, es decir en 10,9 % y de reducirse este precio en 10%, el potencial efectivo de cogeneración se incrementa a 16,8 MW, es decir en 7,7 %.

CUADRO N° 33

RESUMEN DEL ANALISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE EL POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN  
DEL SECTOR MINERO - METALÚRGICO

ITEM	ESCENARIO	UNIDAD	REFERENCIA	COMBUSTIBLE		ENERGÍA ELÉCTRICA IMPORTADA	
				DISMINUCIÓN -20%	AUMENTO 20%	DISMINUYE -10%	AUMENTO 10%
1	POTENCIA	MW	<b>15 6</b>	18 2	14 5	16 8	17 3
2	INCREMENTO DE ENERGIA ELECTRICIDAD COGENERADA	GWh/año	<b>114 8</b>	107 3	134 5	124 0	127 4
3	EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD	GWh/año	<b>0</b>	0 0	0 0	0 0	0 0
4	INCREMENTO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE	GWh/año	<b>363 0</b>	339 5	425 4	392 0	403 0
5	INVERSIÓN	MUS\$	<b>10 249 0</b>	9 585	10 276	9 933 0	10 046
6	AHORROS	MUS\$/año	<b>2 794 0</b>	2 163	3 274	3 017	3 101
7	INSTALACIONES	N°	<b>16 0</b>	16 0	16 0	16 0	16 0
8	PBT	años	<b>3 7</b>	3 7	3 1	3 3	3 2
9	RESPECTO BASE	%	<b>100 0</b>	116 7	92 9	107 7	110 7

## SECTOR SERVICIOS

Los resultados del análisis de sensibilidad con la variación de los precios del combustible y energía eléctrica importada y exportada aplicado al potencial efectivo de cogeneración del sector servicios son los siguientes (cuadro N° 34).

- La potencia efectiva de referencia de este sector es 3,8 MW; y, respecto a este valor se efectúa el análisis de sensibilidad.
- De reducirse los precios del gas natural en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector servicios se incrementa a 4,9 MW, es decir en 28,9 %; y, de incrementarse este precio en 20%, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 3,0 MW, es decir en 21 %.
- De incrementarse el precio de la tarifa de energía eléctrica importada en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector servicios se incrementa 4,8 MW y de reducirse este precio en 10%, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 3,0 MW.
- Si el precio de la energía exportada se incrementa en 21%, el potencial efectivo de cogeneración del sector servicios se incrementa a 5,1 MW.
- Si el precio de la energía exportada se reduce en 43%, el potencial efectivo se reduce a 3,6 MW.

**CUADRO N° 34**  
**RESUMEN DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE EL POTENCIAL EFECTIVO DE COGENERACIÓN**  
**DEL SECTOR SERVICIOS**

ITEM	ESCENARIO	UNIDAD	REFERENCIA	COMBUSTIBLE		E. E. IMPORTADA		E. E. EXPORTADA	
				DISMINUCIÓN -20%	AUMENTO 20%	DISMINUCIÓN -10%	AUMENTO 20%	DISMIN. -43% (*)	AUMENTO 21% (**)
1	POTENCIA	MW	3 8	4 9	3 0	3 0	4 8	3 6	5 1
2	INCREMENTO DE ENERGIA ELECTRICIDAD COGENERADA	GWh/año	18 2	23 7	14 5	14 5	23 3	17 3	24 5
3	EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD	GWh/año	3 7	4 8	2 9	2 9	4 7	3 5	4 9
4	INCREMENTO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE	GWh/año	37 4	48 7	29 7	29 7	47 9	35 6	50 3
5	INVERSIÓN	MUS\$	3 404 0	4 440 0	2 664 0	1 720 0	2 773 0	2 059 0	4 278 0
6	AHORROS	MUS\$	1 199 0	1 564 0	939	662 0	1 068 0	793 0	1 425 0
7	INSTALACIONES		9 0	9 0	9 0	9 0	9 0	9 0	9 0
8	PBT	años	2 8	2 8	2 8	2 6	2 6	2 6	3 0
9	RESPECTO BASE	%	100 0	128 9	78 9	78 9	126 3	94 7	133 9

(\*) -43 % =  $(0,035 - 0,4 \times \text{T.E.}) / 0,035$

(\*\*) +21 % =  $(0,85 \times \text{T.E.} - 0,035) / 0,035$

E.E.= Energía Eléctrica

# 11

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 11.1 CONCLUSIONES

El potencial nacional de cogeneración ha sido determinado tomando en consideración dos aspectos: tecnológico y económico.

- El potencial tecnológico de cogeneración incluye las instalaciones tecnológicamente factibles de implementar sin tomar en cuenta los criterios de rentabilidad.
- El potencial efectivo de cogeneración evalúa la posibilidad de implementar los sistemas de cogeneración, considerando los aspectos económicos de rentabilidad del proyecto.

#### A. Potencial tecnológico de cogeneración.

Existe un potencial tecnológico de cogeneración a nivel nacional estimado en 427,6 MW, el cual está distribuido tal como se muestra a continuación:

SECTOR	MW	%
Industrial	302,8	70,83
Refinero	65,4	15,29
Minero – Metalúrgico	39,2	9,17
Servicios	20,2	4,72
<b>Total</b>	<b>427,6</b>	<b>100,00</b>

El sector que cuenta con mayor potencial tecnológico de cogeneración es el sector industrial, seguido por el sector refinero.

## B. Potencial efectivo de cogeneración.

El potencial efectivo de cogeneración a nivel nacional es de 196,7 MW, el cual está distribuido tal como se muestra a continuación:

SECTOR	MW	%
Industrial	126,4	64,3
Refinero	50,9	25,9
Minero – Metalúrgico	15,6	7,9
Servicios	3,8	1,9
<b>Total</b>	<b>196,7</b>	<b>100,0</b>

Al igual que el potencial tecnológico, el sector que cuenta con mayor potencial efectivo de cogeneración es el industrial, seguido del refinero.

Dicho potencial corresponde a un total de 119 instalaciones. La inversión requerida para la implementación de los proyectos de cogeneración es de 212,7 millones de dólares. Los ahorros económicos del sistema se estiman en 87,4 millones de dólares y el período de retorno de la inversión es de 2,4 años, lo que demuestra la alta rentabilidad de los proyectos de cogeneración.

### 11.1.1 SECTOR INDUSTRIAL

#### A. Potencial tecnológico de cogeneración.

- El potencial tecnológico de cogeneración en el sector industrial nacional utilizando gas natural es de 302,8 MW, para una muestra de 90 industrias.
- La inversión necesaria para la implementación de estas plantas de cogeneración es de 318,5 millones de dólares (para las 90 plantas industriales evaluadas), dicha inversión corresponde en su mayor parte a la adquisición de turbinas a gas y motores alternativos que consumen gas natural.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de sistemas de cogeneración en las 90 plantas industriales evaluadas ascienden a 69,5 millones de dólares anuales.

## **B. Potencial efectivo de cogeneración.**

- El potencial efectivo de cogeneración ha sido determinado considerando criterios técnicos y económicos específicos, obteniéndose como resultado, la potencia total de 126,4 MW, para un total de 90 empresas seleccionadas (encuestadas y extrapoladas).
- La inversión requerida para la instalación de las plantas de cogeneración es de 138,5 millones de dólares (para 90 plantas de cogeneración).
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración determinados en el potencial efectivo de cogeneración ascienden a 59,4 millones de dólares anuales.
- El período de retorno de la inversión en el sector industrial es de 2,3 años.
- Los subsectores industriales de papel y productos químicos, son los que brindan mayores perspectivas a la cogeneración, debido a que tienen los más elevados potenciales efectivos de cogeneración, calculados en 23,3 y 25,0 MW respectivamente (en conjunto se tienen 14 plantas industriales).

## **C. Análisis de sensibilidad.**

- El precio del gas natural tiene incidencia directa en el desarrollo futuro de los sistemas de cogeneración.

Una reducción del precio del gas natural en 20%, permite elevar el potencial efectivo de cogeneración del sector industrial a 150,4 MW (19%). En cambio, un incremento del precio del gas natural en 20%, origina la reducción del potencial efectivo de cogeneración a 111,8 MW (11,6 %).

- La tarifa de energía eléctrica importada de la red de suministro, es un factor determinante para la factibilidad de sistemas de cogeneración, debido a que ligeras variaciones producen cambios importantes que influyen en la aplicación final de los sistemas y que deberá seguirse con gran atención.

El incremento de la tarifa de energía eléctrica importada en 20 %, permite la elevación del potencial efectivo de cogeneración del sector industrial 153,0 MW.

La reducción de la tarifa de energía eléctrica en 10 %, permite la reducción del potencial efectivo de cogeneración a 120,1 MW.

- El precio de la energía eléctrica exportada a la red, influye directamente en el diseño del tamaño y potencia del sistema de cogeneración. Las plantas de cogeneración se diseñan en general para la exportación de energía, por este motivo se deberá definir prioritariamente el precio real de la energía eléctrica exportada, por parte de las empresas eléctricas.

Si el precio de la energía exportada equivale a un T.E el potencial efectivo de cogeneración del sector industrial se eleva a 148,4 MW.

Donde: TE: Término de energía = 0,05 US\$/kWh

Si el precio de la energía exportada es igual a 56% del TE, el potencial efectivo del sector industrial se incrementa a 130,1 MW.

### **11.1.2 SECTOR REFINERO**

#### **A. Potencial tecnológico de cogeneración.**

- El potencial tecnológico de cogeneración del sector refinero nacional es 65,4 MW, para un total de 6 refinerías evaluadas.
- La inversión necesaria para la implementación de plantas de cogeneración en el sector refinero es de 96 millones de dólares, para un total de 6 refinerías.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de estos sistemas de cogeneración en el sector refinero es de 21,6 millones de dólares anuales, para 6 refinerías evaluadas

## **B. Potencial efectivo de cogeneración.**

- El potencial efectivo de cogeneración ha sido determinado considerando criterios técnicos y económicos específicos, obteniéndose como resultado, la potencia total de 50,9 MW, para un total de 4 refinerías evaluadas.
- La inversión requerida para la instalación de estas plantas con potencial efectivo de cogeneración es de 60,5 millones de dólares, para 4 refinerías evaluadas.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de estas plantas con potencial de cogeneración alcanzan los 23,9 millones de dólares anuales ( 4 refinerías).
- El período de retorno de la inversión en el sector refinero es de 2,5 años.

## **C. Análisis de sensibilidad.**

- Una reducción del precio del gas natural en 20%, permite elevar el potencial efectivo de cogeneración del sector a 57,0 MW; en cambio, un incremento del precio del gas natural en 20%, origina la reducción del potencial efectivo de cogeneración a 45,8 MW.
- El incremento de la tarifa de energía eléctrica importada en 20%, permite la elevación del potencial efectivo de cogeneración del sector 58,5 MW y la reducción del precio de la tarifa de energía eléctrica en 20 %, reduce el potencial efectivo de cogeneración a 47,3 MW.
- Si el precio de la energía exportada es igual al 40% del T.E., el potencial efectivo de cogeneración del sector se eleva a 53,4 MW y para un precio de la energía exportada de 80% del T.E., el potencial efectivo del sector se incrementa a 61,0 MW

### **11.1.3 SECTOR MINERO - METALURGICO**

#### **A. Potencial tecnológico de cogeneración.**

- El potencial tecnológico de cogeneración del sector minero metalúrgico nacional, es de 39,2 MW para un total de 20 empresas seleccionadas.
- La inversión necesaria para la implementación de estas plantas de cogeneración es de 25,6 millones de dólares (para 20 plantas), dicha inversión corresponde en su mayor parte a la adquisición de motores alternativos que consumen gas natural.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración es de 6,4 millones de dólares anuales.

#### **B. Potencial efectivo de cogeneración.**

- El potencial efectivo de cogeneración ha sido determinado considerando criterios técnicos y económicos específicos, obteniéndose como resultado, la potencia total de 15,6 MW, para un total de 16 empresas seleccionadas.
- La inversión requerida para la instalación de las plantas de cogeneración en este sector es de 10,2 millones de dólares (para 16 plantas de cogeneración).
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración en este sector alcanzan los 2,8 millones de dólares anuales, para 16 plantas evaluadas
- El período de retorno de la inversión en el sector minero metalúrgico será de 3,7 años, para 16 plantas evaluadas

#### **C. Análisis de sensibilidad.**

- La reducción de los precios del gas natural en 20% hacen que el potencial efectivo de cogeneración del sector minero metalúrgico se incremente a 18,2 MW.
- El incremento del precio de gas en 20%, hace que el potencial efectivo de cogeneración se reduzca a 14,5 MW.

- El incremento de la tarifa de energía eléctrica importada en 10%, hace que el potencial efectivo de cogeneración del sector minero metalúrgico se eleve a 17,3 MW.
- La reducción del precio de la energía importada en 10%, hace que el potencial efectivo de cogeneración se incremente a 16,8 MW.

#### **11.1.4 SECTOR SERVICIOS**

##### **A. Potencial tecnológico de cogeneración.**

- El potencial tecnológico de cogeneración en el sector servicios (hospitales), es de 20,2 MW para un total de 13 centros hospitalarios seleccionados.
- La inversión necesaria para la implementación de estas plantas de cogeneración es de 15 millones de dólares (para 13 centros hospitalarios), dicha inversión corresponde en su mayor parte a la adquisición de motores alternativos que consumen gas natural.
- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración es de 2,4 millones de dólares anuales.

##### **B. Potencial efectivo de cogeneración.**

- El potencial efectivo de cogeneración ha sido determinado considerando criterios técnicos y económicos específicos, obteniéndose como resultado un potencial total de cogeneración de 3,8 MW, para un total de 9 centros hospitalarios seleccionados.
- La energía eléctrica que es posible cogenerar para el autoconsumo en los centros hospitalarios con potencial efectivo de cogeneración, es de 18,2 GWh/año.
- La inversión requerida para la instalación este potencial de cogeneración en las plantas evaluadas es de 3,4 millones de dólares (para 9 centros hospitalarios).

- Los ahorros económicos a lograr con la implementación de los sistemas de cogeneración alcanzan los 1,2 millones de dólares anuales.
- El período de retorno de la inversión en el sector servicios es de 2,8 años.

### **C. Análisis de sensibilidad.**

- De reducirse los precios del gas natural en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector servicios se incrementa a 4,9 MW y de incrementarse este precio de gas en 20%, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 3,0 MW.
- De incrementarse la energía eléctrica importada en 20%, el potencial efectivo de cogeneración del sector servicios se incrementa a 4,8 MW y de reducirse este precio en 10%, el potencial efectivo de cogeneración se reduce a 3,0 MW.
- Si el precio de la energía exportada se incrementa en 21%, el potencial efectivo de cogeneración del sector servicios se incrementa a 5,1 MW y si el precio de la energía exportada se reduce en 43%, el potencial efectivo se reduce a 3,6 MW.

## **11.2 RECOMENDACIONES**

- Se deberá establecer el marco legal que regule la cogeneración, con la finalidad de generar confianza en las empresas que cuenten con posibilidades de cogenerar, dicho marco legal debe incluir mecanismos que fomenten la implementación y desarrollo de proyectos de cogeneración.
- Los empresarios deberán ser convencidos de que la cogeneración es un negocio, que les permitirá obtener ganancias tanto para ellos, como para el usuario, mediante el menor precio de la energía eléctrica suministrada. Por otro lado, la cogeneración logrará una disminución de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución.

- Las empresas eléctricas deberán considerar el precio justo para la potencia de socorro (que es la potencia que se debe suministrar en caso de inoperatividad del sistema de cogeneración), que requieran contratar las empresas que instalen los sistemas de cogeneración.
- Para que los sectores puedan acogerse a incentivos que se otorguen, éstos deberán demostrar que mediante la implementación de sistemas de cogeneración en sus instalaciones, se logrará como mínimo un ahorro de energía primaria del 30%.
- Es conveniente realizar el análisis de sensibilidad del nivel de acercamiento del potencial efectivo al tecnológico en cada sector, a fin de proyectar el mercado de gas natural para los próximos años, conforme a la variación futura de los siguientes precios:
  - Precio del gas natural.
  - Precio de la energía eléctrica suministrada por la red.
  - Definición del precio de la energía eléctrica entregada a la red.
  - Definición del precio de la potencia de socorro.
- Una vez definida una alternativa de cogeneración con ventajas técnicas y económicas, el empresario deberá contar con apoyo y asesoría especializada para iniciar los estudios de factibilidad y proseguir con las negociaciones con las empresas eléctricas, con los proveedores de equipos de cogeneración y los entes financieros.

La presente edición se terminó de imprimir en el  
mes de junio del 2000 en los talleres de  
Copa Color E.I.R.L.  
LIMA - PERU



variación de los precios del gas natural y de la energía eléctrica.

Los sectores con mayor potencial de cogeneración son el industrial y el refinero. A nivel del sector industrial, las ramas de productos químicos, de bebidas y alimentos, papel, pesquera y textil, son las que presentan mayores posibilidades para cogenerar.

El estudio en mención forma parte del Componente "Cogeneración de Energía en el Sector Productivo" del Proyecto ALURE en el marco del cual CENERGIA viene desarrollando las siguientes actividades orientadas a promover el mercado de cogeneración en el país:

- Estudio para evaluar las opciones que da la Ley de Concesiones Eléctricas para la implementación de proyectos de cogeneración.
- Elaboración de cuatro estudios de factibilidad en empresas donde la cogeneración pueda ser desarrollada.
- Elaboración de un estudio de ingeniería básica y dossier bancable del proyecto que viabilice la decisión del empresario para su implementación.
- Identificación de esquemas financieros y propuestas viables de financiación de proyectos de cogeneración.
- Demostración a los industriales peruanos del mercado real de cogeneración, y promover contactos con industriales de otros países para conocer las ventajas e inconvenientes de la implementación de esta tecnología.
- Capacitación de equipos de profesionales locales para participar en la implementación de proyectos.
- Difusión de información técnica y económica sobre la cogeneración a los industriales e ingenieros a través de boletines, catálogos, cursos de capacitación, seminarios, etc.

Los sistemas de Cogeneración permiten obtener alta eficiencia energética de conversión, del orden del 75 al 90%, mucho más elevada que la obtenida por sistemas independientes de producción de calor y energía eléctrica. Es una buena alternativa energética para las Empresas "Reduce Costos".