



**TESIS DE GRADO EN
INGENIERIA INDUSTRIAL**

Mejora de la competitividad utilizando cogeneración

**Autores: Guido Covini 46490
 Alan Wajnfeld 48006**

Tutor: Francisco Redelico

2012

Resumen

La eficiencia energética consiste en minimizar la cantidad de energía necesaria para producir un producto dado o servicio. En Argentina la eficiencia energética ha tenido un desarrollo incipiente en comparación con los avances logrados en varios países del mundo. Su utilización podría tener un impacto significativo en reducir nuestra dependencia de importación de combustible, a la par de disminuir el impacto ambiental causado por el uso de combustibles fósiles. El Decreto 140/2007 del poder ejecutivo, declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía (PRONUREE).

Existen muchas posibilidades de mejorar la eficiencia en el uso de la energía en general y del gas en particular en el sector industrial. Varias industrias argentinas han experimentando importantes interrupciones en el suministro de gas y electricidad en los últimos años. Por lo tanto, resulta oportuno y conveniente analizar la posibilidad de mitigar dichos cortes a través de mejoras en eficiencia del uso a través de sistemas de cogeneración.

En este trabajo se analizará el impacto y la magnitud de los cortes de gas en la industria y se estima el potencial de ahorro que podría lograrse usando sistemas de cogeneración. También se analiza distintas alternativas regulatorias que implementen en la práctica los objetivos generales establecidos en el Decreto 140/07.

Abstract

Energy efficiency is to minimize the amount of energy required to produce a given product or service. Energy efficiency in Argentina has developed incipient compared to progress in several countries. Its use could have a significant impact on reducing our dependence on fuel imports, coupled to reduce the environmental impact caused by fossil fuel use. Decree 140/2007 of the executive, declares a national priority of interest and rational and efficient use of energy (PRONUREE).

There are many possibilities for improving efficiency in energy use in general and in particular gas industry. Several Argentine industries have undergone significant disruptions in the supply of gas and electricity in recent years. Therefore, it is appropriate and opportune to analyze the possibility of mitigating the cuts through improvements in efficiency through use of gas cogeneration systems.

In this paper we analyze the impact and magnitude of gas shortages in the industry and estimate the potential savings could be made using cogeneration systems. It also analyzes various regulatory alternatives in practice to implement the general objectives set out in Decree 140/07.

Índice

Capitulo 1 Antecedentes a la cogeneración	1
1.1 Turbina de gas	1
1.2 Turbina vapor	2
1.3 Ciclo Combinado de turbina de gas y turbina de vapor	3
Capitulo 2	
2.1 Introducción a la cogeneración	5
2.2 Marco conceptual	7
2.3 Ventajas y desventajas de la cogeneración	9
2.4 Tecnología	11
2.5 Rentabilidad	14
2.6 Esquemas y características básicas para la cogeneración	15
Capitulo 3	16
3.1 Situación de la cogeneración en España	16
3.2 Potencial cogeneración en la Industria Argentina	19
Capitulo 4	21
Capitulo 5	24
Capitulo 6 mercado electrico	34
Capitulo 7 estudios de factibilidad y pautas para una regulacion	40
Conclusiones	60
Bibliografía	61
Anexo	62

1. Introducción

Antecedentes tecnológicos

Para la cogeneración hay distintos equipos generadores, los principales son la turbina de gas y la turbina de vapor. Luego están los equipos para la recuperación y utilización del calor como por ejemplo: Intercambiadores, bombas de calor, termocomprensión (venturi), entre otros.

A continuación detallaremos los equipos generadores

1.1 Turbina de gas

Una turbina de gas es una turbomáquina, que está compuesta fundamentalmente por un compresor, una cámara de combustión y una turbina como se puede ver en la Figura 1. El elemento principal es la turbina de gas, motor térmico rotativo de flujo continuo que se caracteriza por presentar una baja relación de peso potencia y una velocidad de giro muy elevada.

LAS CENTRALES DE TURBINA DE GAS

El aire que es tomado del ambiente es comprimido por el compresor hasta alta presión y luego mezclado con un combustible (gas natural en este caso) en la cámara de combustión en donde es quemado en condiciones de presión constante dando lugar a productos de combustión de alta temperatura. Los gases generados en esta reacción se expanden en la turbina haciéndola girar formando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado en el eje de la turbina.

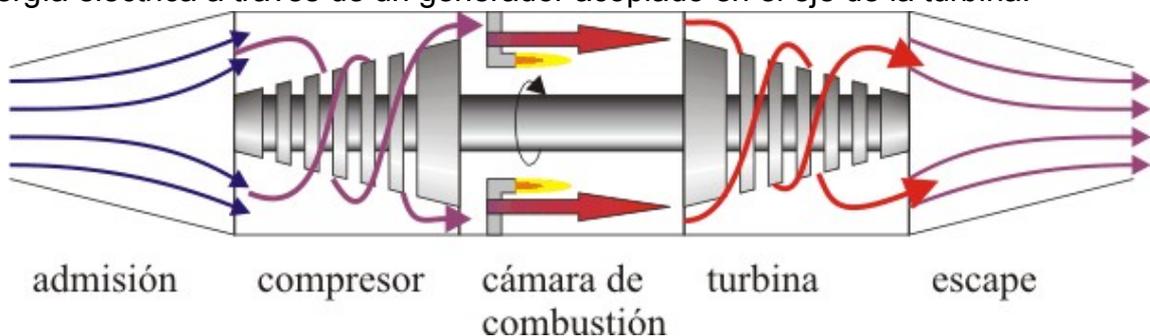


Figura . Fuente: Cátedra Ingeniería y maquinas térmicas, UPC, Barcelona, España

En este tipo de maquinas el fluido de trabajo está compuesto por aire y gases de combustión.

Una idealización que se utiliza en el estudio de centrales térmicas de turbinas de gas es el análisis aire-estándar, en la que se realizan dos suposiciones: (1) el fluido de trabajo es aire que se comporta como gas ideal, y (2) la elevación de temperatura que debe conseguirse por la combustión interna se produce por una transferencia de calor de una fuente externa. Esto nos permite evitar las complejidades de los procesos de combustión, o los cambios en la composición que tienen lugar en la misma.

EL CICLO DE BRAYTON DE AIRE-ESTANDAR

Con respecto a la hipótesis de aire estándar, la elevación de temperatura en el proceso de combustión se idealiza con la transferencia de calor desde una fuente externa al fluido de trabajo, el cual es aire que tiene un comportamiento de gas ideal. Con respecto a estos supuestos, el aire ingresa al compresor en el estado 1 en condiciones ambientales

y vuelve al ambiente en el estado 4 con una temperatura mayor que la ambiente. Luego de interaccionar con el ambiente, el caudal de masa puede adquirir las mismas condiciones que el aire que entra al compresor. Por este motivo se puede considerar que el aire que sale de la turbina se enfría y vuelve a ingresar en el compresor, cerrando el ciclo termodinámico. El ciclo que resulta de estas simplificaciones se llama ciclo Brayton de aire-estandar.

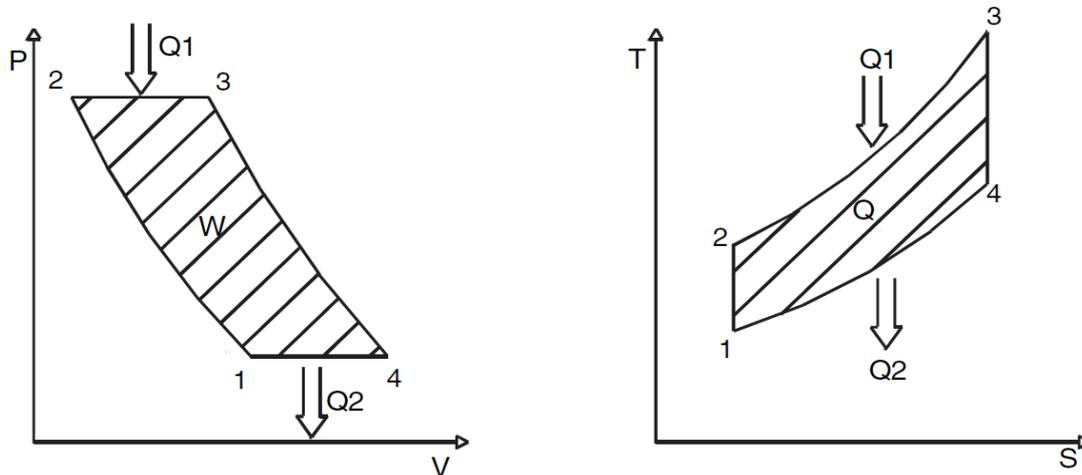


Figura . Fuente Maquinas térmicas motoras, UPC, Barcelona, España

1→2 Compresión adiabática

2→3 Aporte de calor a presión constante. Combustión

3→4 Expansión adiabática

4→1 Extracción de calor a presión constante

1.2 Turbina vapor

Esquema típico de una instalación con turbina de vapor

En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en

una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25%.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación.

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

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

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

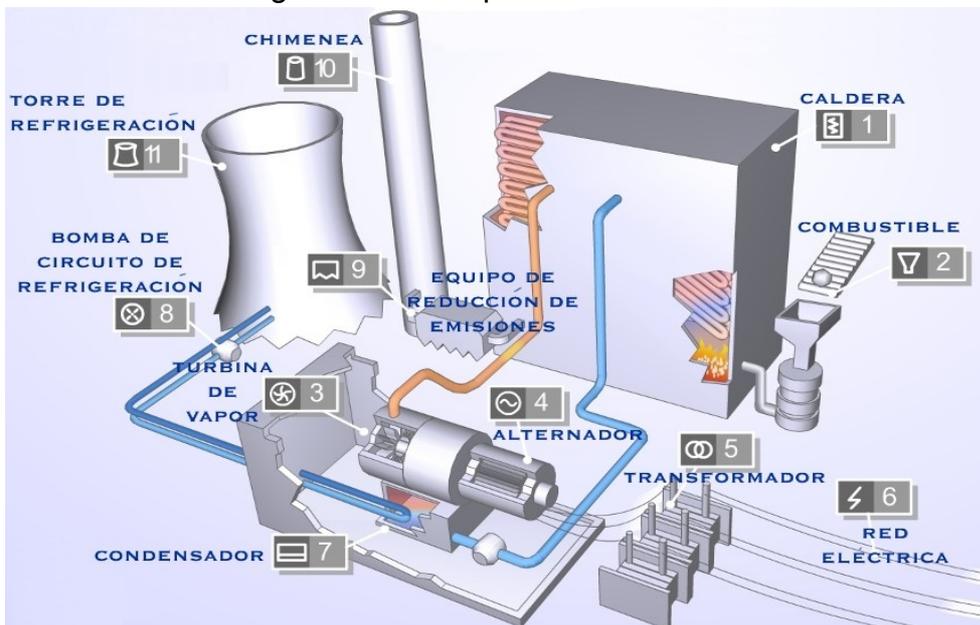


Figura . Fuente:

En la Figura 3 se ve un ciclo simple de una turbina de vapor, donde el combustible quemado calienta el agua generando el vapor necesario para pasar por la turbina generando energía mecánica que luego con el alternador la transforma en energía eléctrica. El calor generado pasa para el condensador y luego se lo disipa en la torre de refrigeración.

Fluido de trabajo

- Agua o vapor de agua (Elevada energía disponible por unidad de kg)

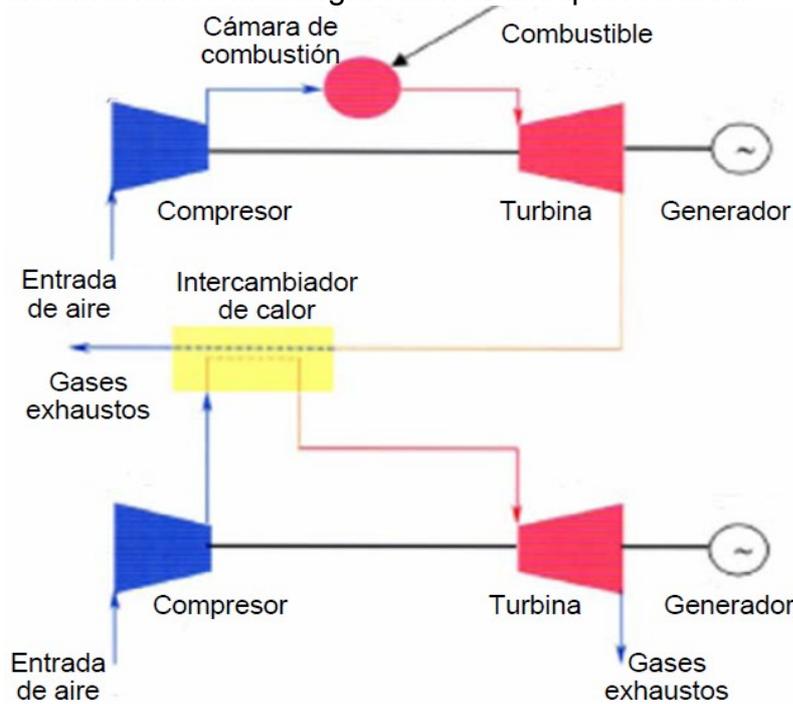
1.3 Ciclo Combinado de turbina de gas y turbina de vapor

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. El mismo los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las

extracciones para los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6.

En la Figura 4 se puede observar un ciclo combinado donde el calor generado por la turbina de gas se utiliza para calentar el vapor y poder generar energía por las 2 turbinas, de esta forma se aprovecha el calor generado por una de las etapas para generar más electricidad en la otra.

Si además le agregamos a esto cogeneración, el calor que estas turbinas emiten se podría utilizar para algún proceso industrial donde necesite de este calor, y de esta forma disminuiríamos la energía calórica desaprovechada.



Figura

	Rendimiento eléctrico	Rendimiento eléctrico equivalente	Rendimiento global
Ciclo simple turbina de gas	33%	69%	80%
Ciclo simple turbina de vapor	20%	51%	75%
Ciclo combinado	40%	72%	80%

Tabla

2.1 Introducción a la cogeneración

En Argentina más del 50% de la energía eléctrica se produce a través de centrales térmicas, principalmente alimentadas a gas natural, pero también se usan a gasoil, fueloil y otros combustibles líquidos.

Conforme a las limitaciones impuestas por el Segundo Principio de la Termodinámica, la transformación de calor a electricidad en las centrales térmicas más eficientes, es inferior al 56%, el resto de la energía (44%) se disipa en forma de calor al medio ambiente. En la Figura 5 se ilustra, esquemáticamente, este proceso. En Argentina la eficiencia media de toda la generación eléctrica de origen térmica es del $\epsilon_T \approx 40\%$ (ver tabla 1). Por otra parte, la eficiencia media de transporte y distribución (ϵ_{T+D}) es del orden del 88% (información otorgada por la secretaría de energía). De este modo, la eficiencia efectiva media de aprovisionamiento de energía eléctrica, proveniente de fuentes térmicas es: $\epsilon_{ef-T} \approx 35\%$ ($=100 \times 0,40 \times 0,88$).

Numero de maquinas	Consumo GN equ (dm3)	Generación MWh	Generación en dm3 (GN)	Eficiencia %
195	16.917.711	68.602	7.106.880	42%

Tabla *Eficiencia centrales térmicas. (Fuente secretaria de energía)*

El objetivo final de la cogeneración y de las diferentes políticas energéticas debería ser el ahorro de energía primaria, en este caso, de gas natural que es el insumo principal en la cogeneración.

La cogeneración es una tecnología que se conoce desde hace décadas, con un alto grado de madurez y una elevada eficiencia (rendimientos globales por encima del 80%), su aprovechamiento en Argentina es incipiente y debería ser estimulado y ampliado.

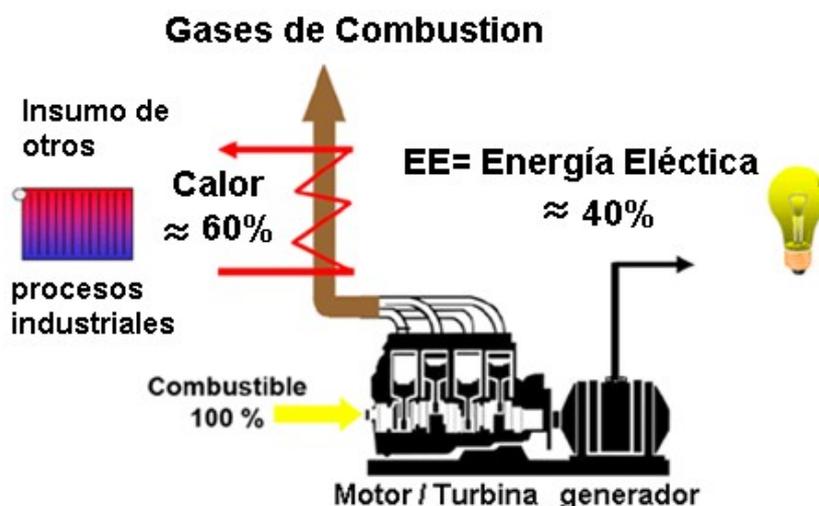


Figura . *Esquema de cogeneración eléctrica. Los gases calientes que en general se expulsan a la atmósfera son aprovechados. En Argentina, prácticamente el 60% de la energía (gas natural) se disipa en forma de calor y sólo el 40% se utiliza en generar electricidad.*

En este trabajo analizaremos:

- Potenciales ahorros que podrían lograrse en el sector industrial por un uso más difundido de la cogeneración.
- Costo asociado al cambio tecnológico para implementar la cogeneración en distintos escenarios, tratando de identificar aquellos que aportarían mayores ahorros.
- Analizar los costos y beneficios, tratando de cuantificar los tiempos de amortización de las inversiones necesarias.
- Análisis de impactos indirectos tales como la disminución de importaciones y la generación de empleos locales.
- Estudiar la mitigación de los impactos ambientales que podrían lograrse con la Cogeneración.

2.2 **Marco conceptual**

La cogeneración es una técnica que permite producir calor (Q_{util}) y electricidad (EE) en un único proceso. En este caso, el calor no aprovechado por la generación eléctrica es un insumo para otros procesos industriales. Los procesos de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 80%. Una característica adicional de la cogeneración, es que al estar la generación asociada geográficamente con el consumo, las pérdidas de transporte y distribución se minimizan.

Para las máquinas térmicas, se define la eficiencia termodinámica de la misma como:

$$\epsilon_{ter} = \frac{W}{Q_{in}} = \frac{EE}{Q_{in}}, \quad (1)$$

donde W es el trabajo útil, en el caso de la generación eléctrica $W = \text{Energía Eléctrica}$ (EE) y Q_{in} es el calor usado para producir W .

En los sistemas de cogeneración es útil introducir los siguientes conceptos. La eficiencia global del sistema, η_{glob} se define como:

$$\eta_{glob} = \frac{EE + Q_{util}}{Q_{in}} = \epsilon_{ter} + \frac{Q_{util}}{Q_{in}}, \quad (2)$$

donde Q_{util} es el calor producido en el proceso de cogeneración que se utiliza en otros

procesos, siempre que sea económicamente conveniente. Q_{util} se determina como todo

el calor asociado a los gases de salida de la planta de generación eléctrica, que pueden ser empleados en distintos procesos industriales. La Directiva Europea 2004/08 define el calor útil como “el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración”.

Se define el rendimiento eléctrico equivalente como:

$$REE = \frac{EEQ_{in} - Q_{util}}{Q_{in}} = \epsilon_{ter} - 1 - \frac{Q_{util}}{Q_{in}} \quad (3)$$

Este rendimiento permite comparar el rendimiento de la planta cogeneradora con el de las centrales térmicas. Vemos así que a medida que Q_{util}/Q_{in} aumente, η_{glob} y REE aumentarán. Consistente con el primer principio de la termodinámica:

$$Q_{util} + EE \leq Q_{in} \quad (4)$$

Figura grafico de elaboración propia, para una eficiencia térmica del 50% en generación de EE,

En la Tabla 3 se presentan rendimiento térmico de la turbina y rendimiento global del proceso para tres tipos de tecnologías de cogeneración. En las dos primeras filas hay trabajando turbinas de gas (TG) con la primera trabajando en un ciclo simple y la segunda en un ciclo combinado, y en la tercer fila se presenta una turbina de vapor (TV) trabajando a contrapresión.

Concepto	Rendimiento Eléctrico (ϵ_{ter})	Rendimiento Global	Potencia
TG en ciclo simple	30-40	75-80	5-50 MW
TG en ciclo combinado	35-50	>80	7-60 MW
TV en ciclo contrapresión	7-20	75-90	1-20 MW

Tabla . Rendimiento energético y potencia de equipos de cogeneración (Fuente: IDAE)

2.3 Ventajas y desventajas de la cogeneración

En este punto se analiza las ventajas desde dos ópticas distintas, por un lado la sociedad, y por el otro el propietario del sistema.

Desde el punto de vista de la sociedad:

1. Ahorro de Energía Primaria (AEP): Se define como la diferencia entre el consumo de gas del sistema sin cogeneración con el consumo del mismo aplicando cogeneración. Lo que se pretende demostrar es que para la misma generación de energía térmica y eléctrica, el combustible utilizado cuando se implementan sistemas de cogeneración es menor al que se demandaría si se utiliza un sistema convencional.

Sistema Sin Cogeneración Eléctrica:

Sistema Con Cogeneración Eléctrica:

2. Reducción de emisiones globales las cuales vienen dadas por una menor cantidad de combustible utilizado para el mismo producto
3. Disminución de la cantidad demandada de gas, lo que es una gran ventaja para el déficit que existe en Argentina en el momento actual.
4. Diferimiento de inversiones de ampliación de capacidad de transporte y distribución de energía eléctrica y gas.
5. Generación de puestos de trabajo.

Desde el punto de vista del propietario:

1. Reduce el costo de Energía,
2. Mitigación de riesgos por corte de suministro.
3. Mejor calidad de energía eléctrica ya que es factible realizar correcciones ante cualquier desviación del voltaje o la frecuencia.

Desventajas

Si bien las tecnologías de cogeneración son bien conocidas por el desarrollo que se tiene las mismas en países europeos, que cuentan con un mercado maduro, en la actualidad en Argentina se presentan una serie de barreras que frenan el desarrollo de la tecnología en dicho territorio.

Barreras tecnológicas

- Poca cantidad de personal capacitado en el tema: Para la implementación de sistemas de cogeneración son necesarios proyectistas, instaladores y mantenedores que garanticen el correcto funcionamiento. Al ser un mercado que tiene una baja demanda de estas prácticas, hay poco desarrollo de oferta.
- Incertidumbre en el suministro de gas: En los últimos años se ha observado una gran disminución de las reservas de gas natural, uno de los principales combustibles utilizados para la cogeneración, y por la manera en la que está diseñado el sistema de distribución en el país el cual encuadra al sector industrial dentro de los consumidores interrumpibles, hace que este sea una de las mayores barreras.
- Económicas: Los sistemas de cogeneración requieren de una gran inversión inicial y altos costos de mantenimiento. Asimismo el bajo precio de las tarifas eléctricas debido a los subsidios que reciben están lejos de fomentar el ahorro mediante cogeneración.
- Regulatorias: Si bien el marco reconoce a los cogeneradores, existen pocas políticas que fomenten la eficiencia, la cual debería ser la base de las tarifas percibidas. Por esta causa no se consiguen los objetivos de cogeneración.
- Educativas e información: La falta de conocimiento de las ventajas de estos sistemas, y la baja prioridad que se tiene por aumentar la eficiencia se ven traducidos en una baja cantidad demandada de la cogeneración.

2.4 Tecnología

En este punto vamos a desarrollar un modelo que explica el ahorro de energía primaria (AEP) mediante la aplicación de la cogeneración.

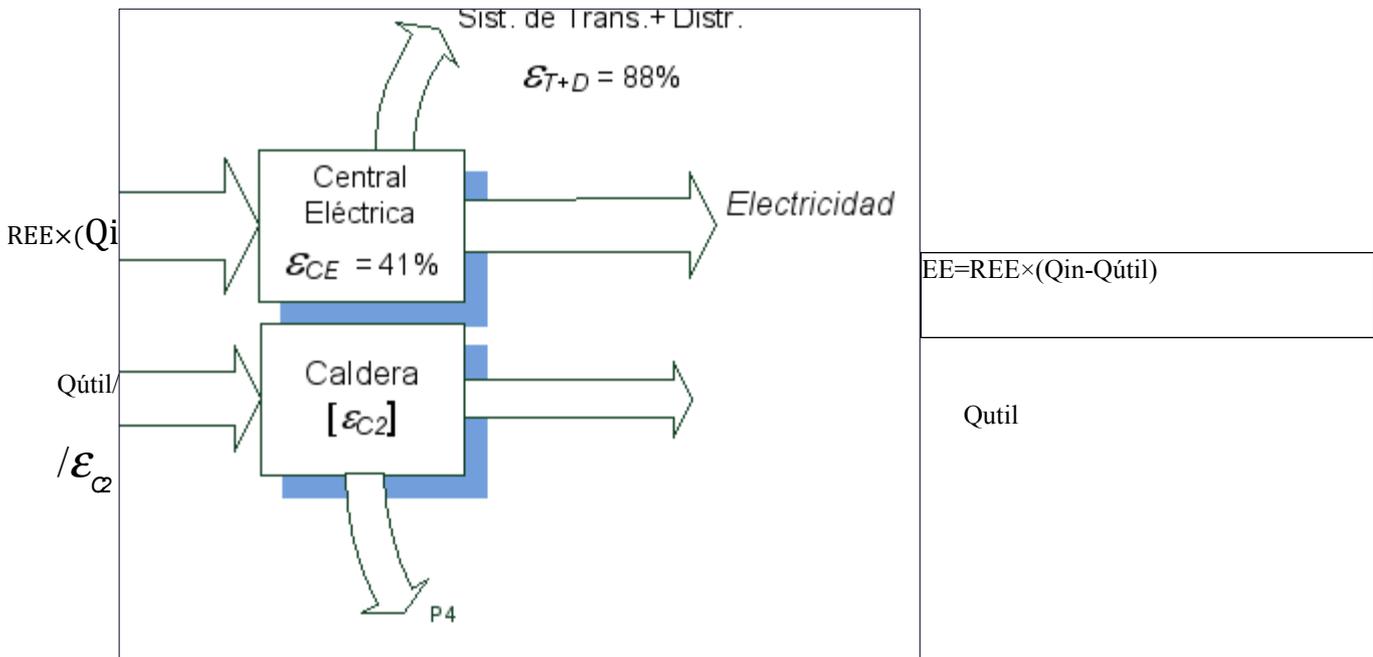
A continuación describimos los dos casos, para poder calcular. En ambos esquemas la energía eléctrica y el calor útil es el mismo ya que este depende de la planta productiva. La generación de dicha energía va a requerir más combustible para el sistema sin cogeneración.

Q_{in} y $Q_{útil}$ son Las potencias de entrada y salida respectivamente, de la turbina en el modelo de cogeneración.

a) Sistema Sin Cogeneración Eléctrica:

En este caso es aquel en el cual la demanda térmica es abastecida por una caldera de media presión y los consumos eléctricos son suministrados por la red con todas las pérdidas que esto conlleva.

En el diagrama de bloques vemos las potencias referidas a dichas áreas.



Figura

Consumo Total sin Cogeneración (a+b):

$$\text{CONSUMOsin cogeneracion} = \text{REE} \times Q_{in} + Q_{útil} \times \epsilon_{CE} + Q_{útil} \times \epsilon_{c2} \quad (4)$$

b) Sistema Con Cogeneración Eléctrica:

En nuestro se reemplaza la caldera de media presión a una de alta presión para luego expandir el vapor en una turbina de vapor y sacar el fluido con la energía térmica que demanda el proceso.

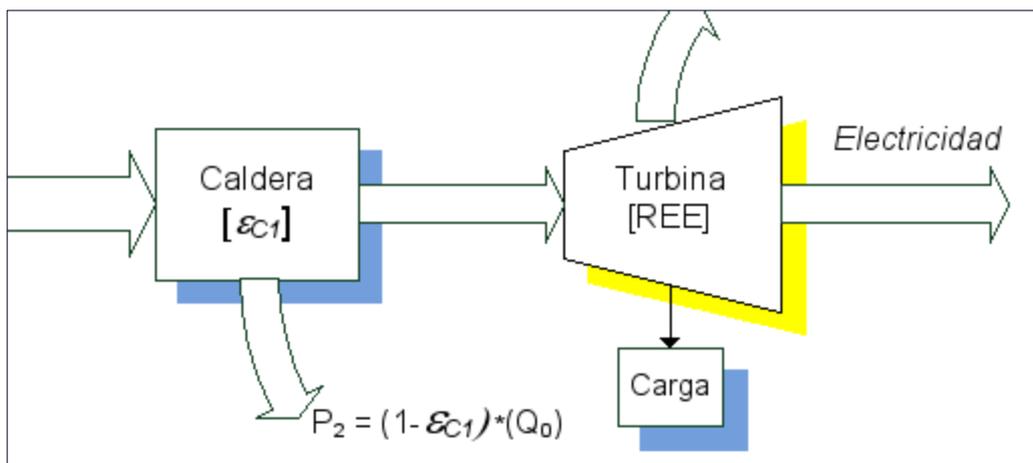
Figura

Q_{útil}

$$EE = REE \times (Q_{in} - Q_{útil})$$

Q₀

$$P_1 = (1 - REE) \times (Q_{in} - Q_{útil})$$



Donde

ϵ_C : es la eficiencia de la caldera de la Planta; y suponemos que son iguales en las dos plantas (para un cálculo aproximado se puede aceptar dicha suposición).

ϵ_{CE} : eficiencia media de las centrales térmicas en Argentina

ϵ_{T+D} : Eficiencia media del sistema de transmisión y distribución eléctrica en Argentina
ϵ_{ef} : Eficiencia media efectiva, que surge del producto de las eficiencias ϵ_{CE} con ϵ_{T+D}
P_i : Perdidas de calor.
EE : Energía Eléctrica

Se puede observar que tanto para el sistema A como para el B la energía que se obtiene a la salida en forma de energía eléctrica y energía térmica es la misma, es por este motivo que el ahorro que produzca la implementación de cogeneración puede calcularse como la diferencia entre la potencia de entrada para el sistema A con el sistema B.

Consumo Total *con Cogeneración* (B):

$$\text{CONSUMO con cogeneracion} = Q_0 \quad (4)$$

$$AEP(MWh) = \text{Consumosc} - \text{Consumocc} = EE\epsilon_{ef} (Q_{in} - Q_{\text{útil}}) \epsilon C \quad (5)$$

$$AEP_{m3} = EE\epsilon_{ef} (Q_{in} - Q_{\text{útil}}) \epsilon C (MWh) \times 859.845,2 (kcal/MWh) / 8300 (kcal/m^3)$$

Una forma práctica de expresar la disminución en la cantidad demandada de gas que se logra mediante la implementación de este tipo de sistemas surge de multiplicar la energía

eléctrica que produce el mismo por un factor f de ahorro.

$$AEP(\text{MWh}) = f \cdot \text{Energía Eléctrica} \quad (6)$$

Donde:

$$f = \frac{1 - \epsilon_{\text{ef}}}{1 - \epsilon_{\text{C}} \times REE} \quad (7)$$

Figura *Factor de ahorros logrados por cogeneración como función de la eficiencia de la turbina para distintas eficiencias de calderas.*

Por lo que la disminución de emisión de dióxido de carbono viene dada por los metros cúbicos ahorrados.

Volumen de gas ahorrado en m³:

$$AEP_{\text{m}^3} = \frac{E_{\text{ef}} - Q_{\text{in}}}{\epsilon_{\text{C}}}$$

$$\frac{Q_{\text{útil}} \epsilon_{\text{C}} (\text{MWh}) \times 859.845,2 (\text{kcal/MWh})}{8300 (\text{kcal/m}^3)}$$

Este volumen equivale a la disminución de emisión de dióxido de carbono.

En el anexo N°1 esta explicado el cálculo del volumen

2.5 Rentabilidad

La rentabilidad de aplicar cogeneración depende de los siguientes factores:

- Aprovechamiento térmico global
- Diferencia entre el precio de la energía eléctrica y el combustible.
- Costos operativos de la planta de cogeneración (mantenimiento)
- Claridad en el Marco regulatorio

Dado dichos factores que determinan la factibilidad de este tipo de instalaciones, podemos decir que en Argentina el incipiente desarrollo e implementación de sistemas de cogeneración está relacionado con que, por un lado las inversiones son elevadas, el marco regulatorio siempre estuvo poco claro y por otro el muy bajo costo que se tuvo para la obtención de la energía primaria en la planta.

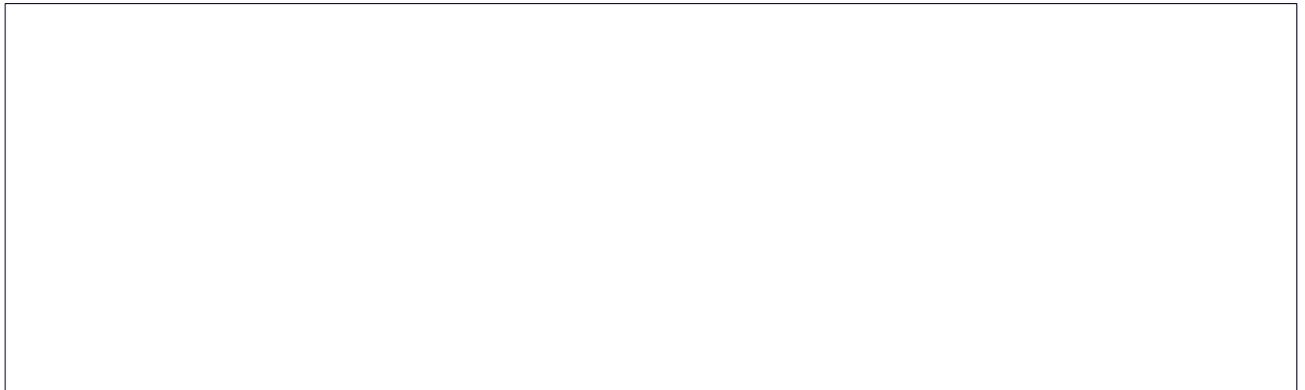


Figura . Factores que afectan la rentabilidad de la cogeneración

En la Figura 11 se muestra un gráfico que indica el aumento del rendimiento térmico global a medida que comienzan a realizarse extracciones acrecentando el caudal de vapor en alguna de las bocas de extracción de la turbina. En este tipo de turbina es posible obtener una corriente con vapor de la calidad necesaria para una aplicación calórica industrial. Siendo convincente con el primer principio, este aumento tiene un límite, ya que toda extracción de vapor de la máquina restará potencia eléctrica a la turbina por lo que su conveniencia económica debe ser estudiada.

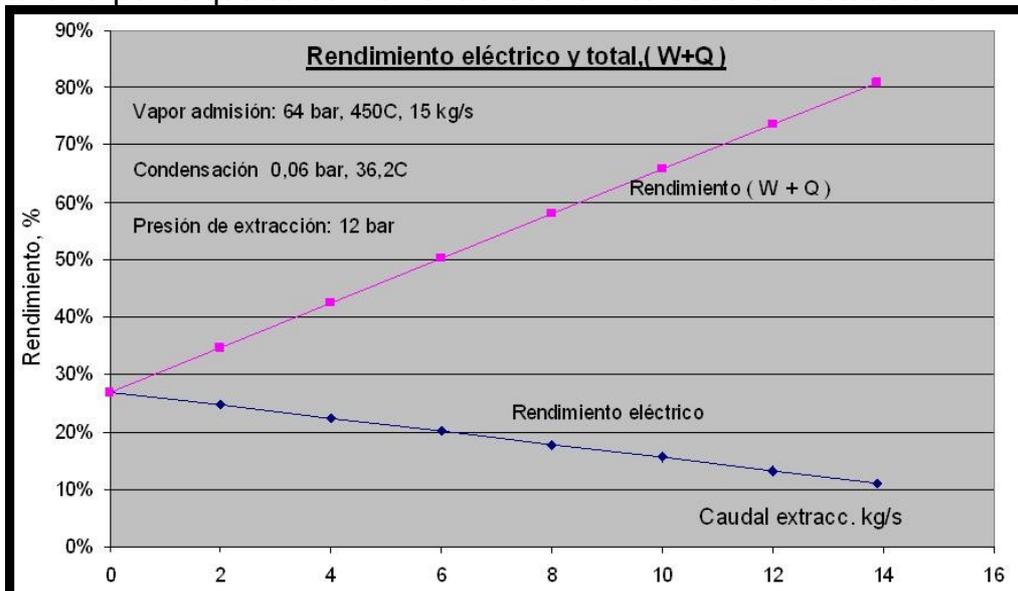


Figura , fuente: Ing Fushimi. *Rendimiento eléctrico y total de una TV*
2.6 Esquemas y características básicas para la cogeneración

Desde el punto de vista de instalaciones las hay de dos tipos:

1. Sistema de cogeneración de ciclo cabecera
2. Sistema de cogeneración de ciclo de cola

1. En este sistema primero se genera energía eléctrica, y el calor luego se lo utiliza en los procesos industriales, u otro tipo de consumo de carácter térmico. Este tipo se aplica por lo general a sistemas en que sus procesos requieren temperaturas moderadas o bajas. Es el sistema más aplicado de la industria y el que utilizamos en este trabajo.

2. Aquel en el que el sistema primario es el térmico, siendo posible la extracción o recuperar el calor del proceso para producir electricidad. Este se aplica típicamente en hornos, reacciones químicas y prensas de vapor de alta presión ya que su temperatura y presión son elevadas.

Se podría pensar que en una primera aproximación cualquier planta, proceso o servicio que tenga una importante demanda de calor y electricidad es un potencial cogenerador. Sin embargo, pueden establecerse características que deben cumplir para asegurar su potencialidad:

- Consumir grandes cantidades de calor ya sea en forma de gases calientes o vapor con temperaturas de 500 °C o menores ya que la temperatura de los gases de escape de las turbinas varían alrededor de esta.
- Que el combustible que se dispone sea barato, tenga calidad y continuidad de suministro. Cabe destacar que mientras mayor es la diferencia de precios electricidad vs gas natural, mayor beneficio traerá.
- Que el proceso sea continuo (demanda de gas y electricidad continua) Asimismo se puede decir que el diseño de estas plantas con cogeneración se realizará para abastecer la demanda base de energía eléctrica y no como un sistema de manejo de los picos.

3.1 Situación de la cogeneración en España

Un poco de historia

Con anterioridad a 1980 había un vacío legal para el desarrollo de plantas de cogeneración, que fue solventado gracias a la Ley 82/80 sobre Conservación de la Energía (BOE 27.01.81) en la que se daban incentivos para la Cogeneración. Esta normativa era específica para instalaciones de gasoil y/o gas natural.

Al crecer el mercado las distribuidoras eléctricas empezaron a participar en la financiación de plantas de forma que también obtenían beneficios de la Cogeneración.

Luego se pasaron por algunas leyes en el RD 2366/94 en donde apareció por primera vez el concepto de Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo, este decreto contenía los beneficios de la ley 82/80

A poco tiempo de esto aparece el Real Decreto 2818/1998 establece un sistema de incentivos temporales para las instalaciones que puedan favorecerse al régimen especial. Podrán obtener beneficios al régimen especial las instalaciones de producción de energía eléctrica con una potencia instalada inferior o igual a 50 MW, cuando utilicen cogeneración siempre y cuando suponga un alto rendimiento energético y satisfaga los demás requisitos técnicos especificados en el Real Decreto 2818/1998. En la Figura 12 se observa como esta nueva regulación hace que caiga la construcción de nuevas plantas de cogeneración.

Pero El nuevo RD 436/04 fue bien recibido por el sector, modificando la tendencia de los últimos años.

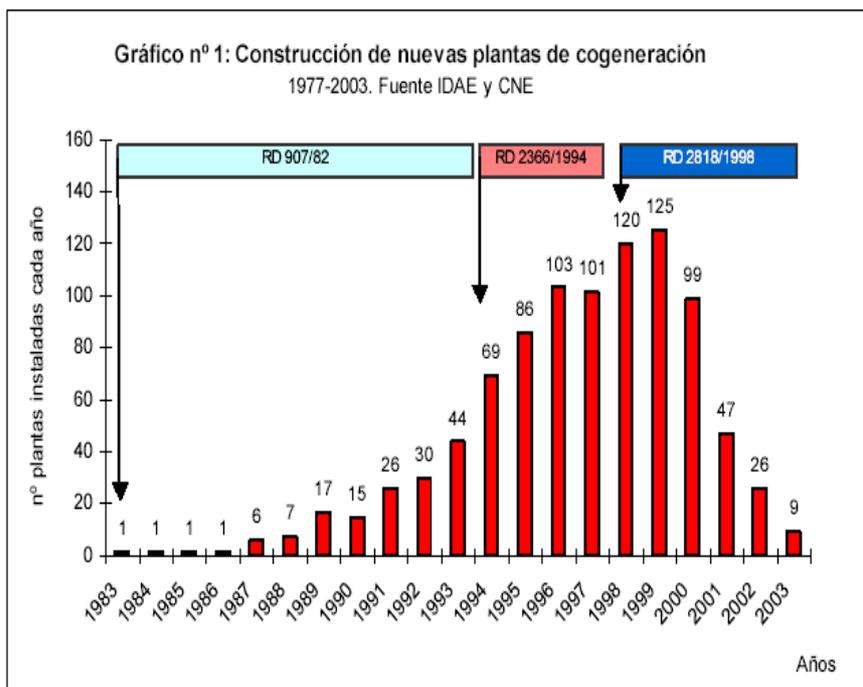


Figura fuente: Cátedra Gestión y sistemas térmicos, ETSEIB, UPC, Barcelona, España. En la Figura 12 se observa la importante dependencia de la implementación de estos sistemas con el marco regulatorio, por ejemplo si se firma un real decreto que deja de favorecer las plantas de cogeneración, baja el número de plantas instaladas en cada año y sucede lo observado.

Debido a esto se firmo un nuevo RD Régimen Especial el RD 661/2007, donde se favorece a la instalación de sistemas de cogeneración.

La principal diferencia de realizar instalaciones con cogeneración son:

- Incrementos en la retribución por cumplir con los objetivos. Diferenciado por el tipo de planta, permitiendo a diferencia de antes que una empresa chica puede obtener beneficios.
- Una evaluación del REE, que según la tecnología y el combustible se diferencian, siendo importante destacar los dos ítems que detallan del gas natural:
 - El gas natural y GLP en motores alternativos el 55%
 - El gas natural y GLP en turbinas de gas del 59%

Es indudable que la regulación española promueve la cogeneración en todos los casos de aplicación, y que en nuestro país se debe solicitar el permiso de cogeneración y no se obtiene ningún derecho o beneficio por eso. Más ahora que se le cobra un cargo al gas consumido que se destina a la generación de energía eléctrica, mientras que las centrales térmicas reciben subsidios por el mismo, en otras palabras esta subsidiando el desperdicio de energía.

La necesidad de una alta inversión inicial, el bajo precio de la energía y la mala regulación actual en la Argentina tienen como consecuencias un bajo desarrollo en plantas de cogeneración estas barreras frenan el desarrollo de la industria y del país.

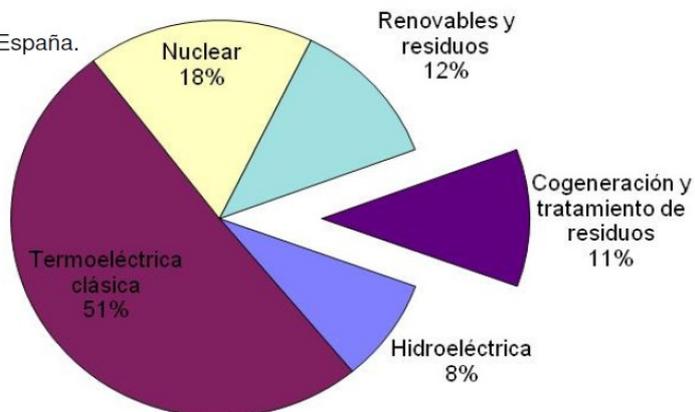
Esto genera que en España tengan un sistema tarifario que beneficia al que realiza cogeneración, en el anexo N°2 se observa las tarifas reguladas según la potencia y el porcentaje de bonificación según el factor de potencia dependiendo de las horas pico o valle.

En el anexo N°2 se puede ver un extracto del mismo, en el cual nos parece importante destacar la diferencias en la regulación que hoy en día Argentina no posee.

La matriz de energía eléctrica en España cuenta con una participación de los sistemas de cogeneración elevada. A continuación en la Figura 13 se muestra la participación.

La Cogeneración en España

En el 2007, la energía eléctrica generada por las plantas de cogeneración representó el **11%** del total en España.

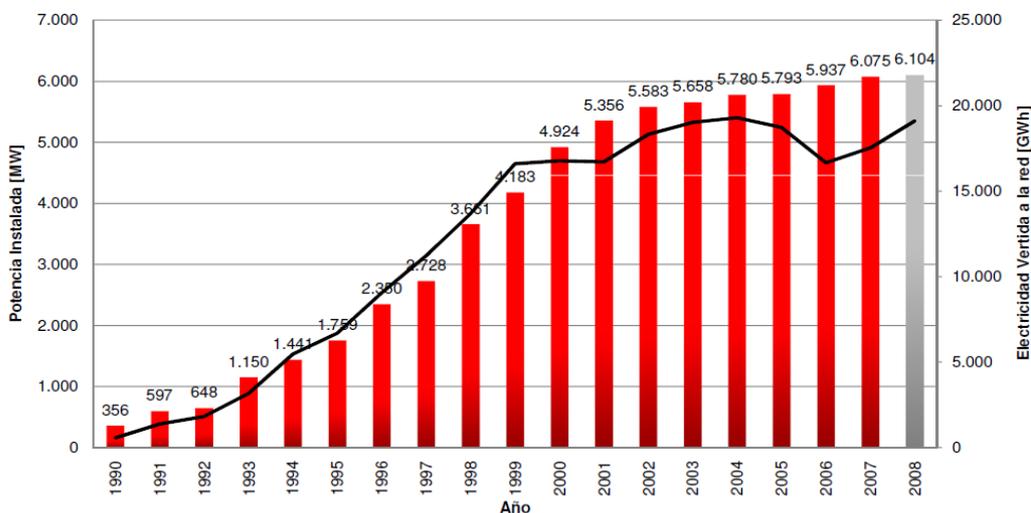


Fuente: UNESA, Informe Anual 2007

Figura Fuente: UNESA, Informe Anual 2007

La evolución de la potencia generada por estos sistemas se vio afectada por las distintas regulaciones, presentando un crecimiento exponencial hasta el 2000 cuando empezó a sentirse en decreto del 1998 y luego se estanca la potencia de cogeneración hasta el surgimiento del nuevo decreto en el 2007, esto se muestra en la Figura 14

Evolución de la potencia de cogeneración (MW) y energía entregada a la red en España (GWh) [1990-2008]



Fuente: CNE, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial (Agosto 2008)

Figura

En la Figura 15 se grafica los rendimientos de las centrales térmicas, y el REE de los sistemas de cogeneración. Este grafico no contempla las pérdidas por distribución

presentes en las centrales térmicas.

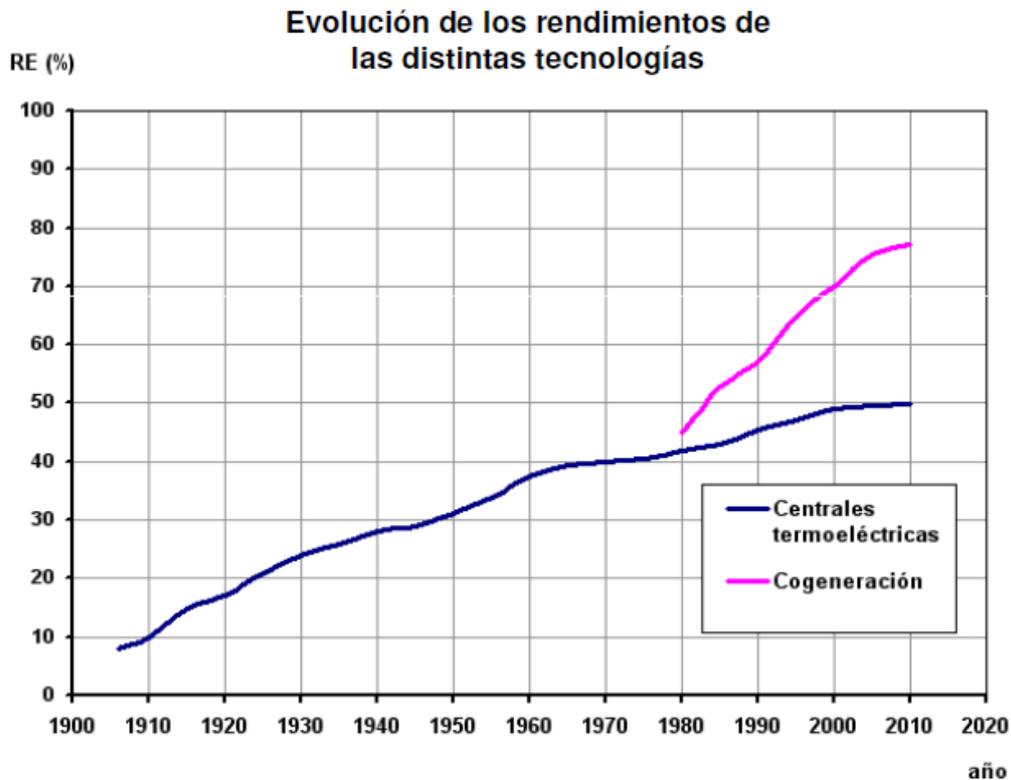


Figura Cátedra Gestión y sistemas térmicos, ETSEIB, UPC, Barcelona, España.

3.2 Potencial cogeneración en la Industria Argentina

En América latina y específicamente Argentina, el desarrollo de sistemas de cogeneración es inferior a la media europea, es decir el potencial de esta tecnología no está aprovechado en su totalidad hoy en día. Sabiendo que este sistema en el mundo ya es conocido y se obtiene grandes beneficios energéticos debido a su alta eficiencia, y tomando en cuenta que la industria Argentina tiene una demanda térmica diez veces superior a la eléctrica, la opción de cogenerar parece una alternativa, para disminuir los cortes de suministros a las empresas y obtener ahorros energéticos.

El paso del sistema eléctrico de estatal a privado, hizo que aparezca un marco de competitividad que hizo bajar los costos de la misma y aumentar la calidad debido a las altas inversiones, entonces las empresas al tener un suministro confiable, no se ponían a desarrollar un sistema de cogeneración y/o uno de autogeneración.

Hoy en día la regulación de la cogeneración en Argentina no existe, esta regulación debería arrancar dando beneficios a quienes utilicen la tecnología para mejorar eficiencias y optimizar recursos.

La falta de un marco regulatorio apropiado, y de fomento a la creación y desarrollo de la cogeneración en nuestro país es uno de los problemas que pretende solucionar el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE).

Uno de los objetivos del mismo es desarrollar proyectos de cogeneración a mediano y largo plazo entre otras acciones.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) cuenta con 3 figuras diferentes, a las que puede optar una instalación de cogeneración:

- El autogenerador: es un consumidor de electricidad que genera energía eléctrica como producto secundario siendo el propósito principal la producción de bienes y/o servicios
- El cogenerador: tiene como objetivo la generación conjunta de energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento
- El autogenerador distribuido: es una figura que aparece más tarde que los otros dos y a diferencia del primero, este puede involucrar varias plantas de un mismo agente. El mismo es un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión.

Estos agentes deben cumplir los siguientes requerimientos para ser aceptados en el MEM:

- Deben estar vinculado con un punto de intercambio SADI.
- Deben contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW con una disponibilidad media anual no inferior al 50 %.
- En el caso de autogeneradores la energía correspondiente a esa potencia disponible a lo largo del año debe representar un valor mayor o igual que el 50% de su demanda de energía anual
- Deben de contar con medidores y registradores conformes a los requerimientos establecidos en los procedimientos.
- En el caso de los autogeneradores, los medidores deben ser bidireccionales de energía activa en la frontera de intercambio con el agente que se conecte y además debe de tener un registro de potencia en cada una de las direcciones de flujo.

Estos tres agentes recibirán el mismo tratamiento que el resto de generadores a la hora de vender su energía en el MEM. Además no existe ningún tipo de diferenciación en cuanto a la tecnología utilizada por cada instalación (la cogeneración de alta eficiencia no está recompensada en este sistema).

CAPITULO 4

Sistema productivo planta aceitera.

Para una mejor comprensión del lector se desarrollara una aplicación de cogeneración en un proceso de producción de aceite. De esta forma se pretende explicar el proceso y cuáles son las ventajas del mismo en ahorro de energía, cuales son las necesidades energéticas, cuales son las posibles formas de adaptar una planta de cogeneración en la misma, entre otras cosas. Esta parte también servirá para la realización de la sección final del trabajo donde se estudiara la factibilidad de instalar una planta con cogeneración.

El proceso en cuestión tiene muchas variantes, por lo que se explicará el proceso que emplean algunas plantas, que es el de Extracción por Solvente

Descripción conceptual del negocio.

Partimos de la base de que el negocio consiste en la compra de granos de soja en la argentina para ser molidos en las fábricas de aceite, con 12200 toneladas/día de capacidad de molienda.

Descripción conceptual del proceso productivo.

1. Almacenamiento de poroto en planta: el poroto de soja se descarga de camión y/o barcaza luego se acondiciona y almacena en los espacios asignados para tal fin.
2. Preparación: el poroto proveniente del almacenamiento se le realiza una pre-limpieza, pasa luego por una secadora donde se lo acondiciona, y a continuación por una combinación de calentamiento y enfriamiento, mediante la cual la cascara se afloja. Luego se almacena en los silos diarios para su proceso. Antes del ingreso al proceso se realiza el pesado por batch, luego se pasa al proceso de quebrantado cuyo objetivo es quebrar el poroto en medios, cuartos y octavos para facilitar el paso siguiente de descascarado del poroto. Durante la etapa de descascarado (aspiración a través de una cortina de producto) se reduce el contenido de fibra de la masa concentrándose el resto de los constituyentes, entre ellos las proteínas. Esta etapa del proceso tiene dos objetivos, el principal es concentrar las proteínas y por otro lado disminuye el volumen que ingresa al extractor. La cascara extraída pasa al proceso de pelleado de cascara en caso de producir harina de alta proteína.

El quebrado de la etapa anterior pasa a la etapa de acondicionamiento de humedad y temperatura optimas para la posterior etapa de laminado. Este acondicionamiento provoca la plasticidad de los trozos de poroto ayudando al mejor laminado.

En el laminado (aplastamiento de los trozos de poroto por medio de rolos rotantes) se aumenta la superficie de contacto para mejorar la extracción del aceite en la próxima etapa, lográndose láminas de 0,35 mm de espesor.

3. Etapa
 - a. Extracción de aceite: las láminas ingresan a un extractor donde por medio de un solvente orgánico (hexano) se lava y extrae el aceite. Al final de esta

etapa tenemos por un lado miscela (mezcla de hexano y aceite) y por otro un sólido denominada harina blanca.

Procesamiento del aceite: la miscela proveniente del extractor, se destila en diferentes etapas sucesivas produciéndose hacia el final la total separación del hexano y obteniendo el aceite crudo. El hexano evaporado es condensado y utilizado nuevamente en un circuito cerrado en el proceso de extracción.

- b. Aceite desgomado: el aceite crudo salido de la destilería libre de hexano, pasa a la etapa de desgomado para extraerle los fosfatidos hidratables. El aceite desgomado resultante se saca y enfría para luego almacenarlo en los tanques disponibles.

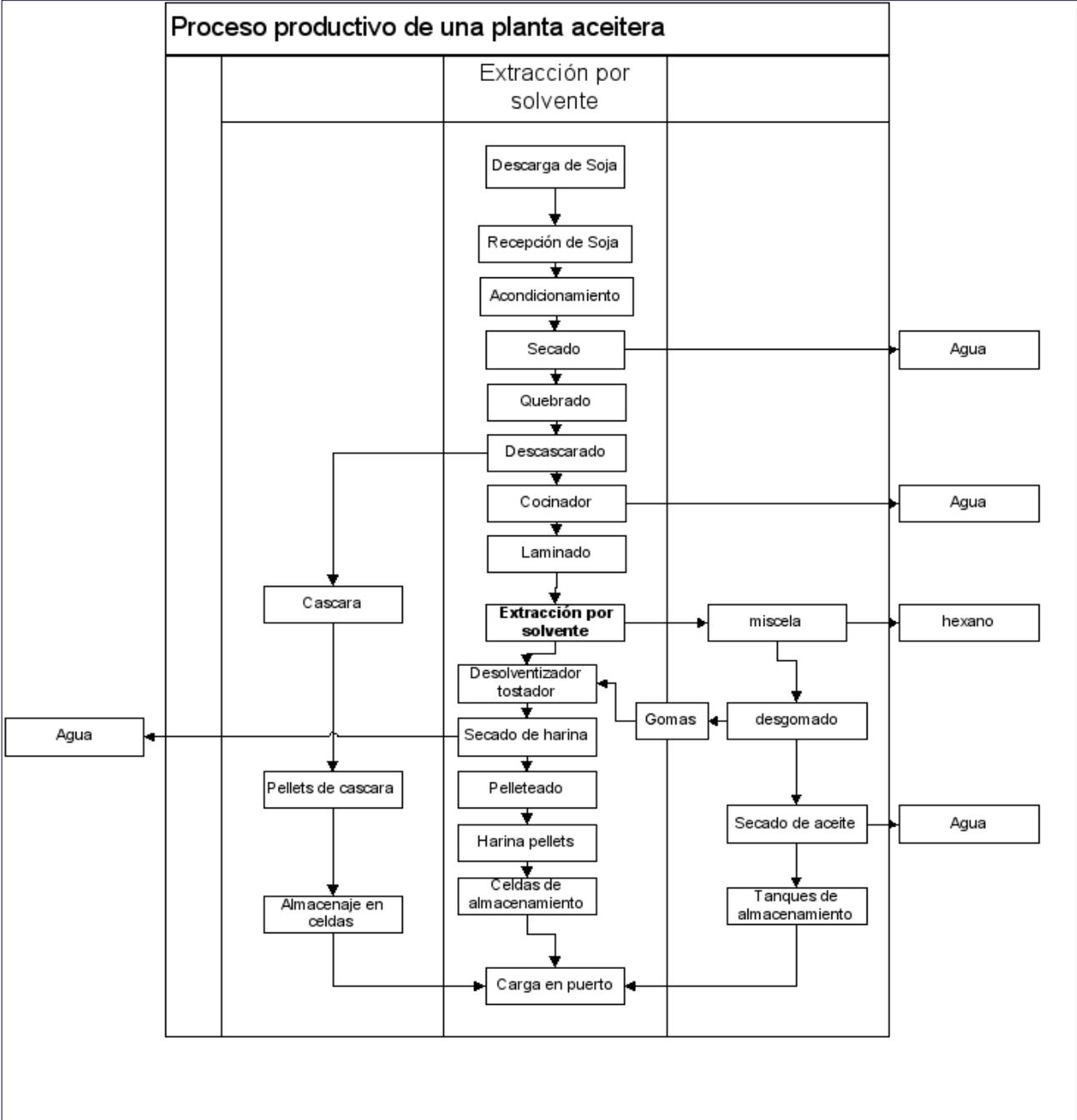
Los fosfatidos hidratables separados son llamados gomas

Procesamiento de la harina blanca: la harina blanca proveniente del extractor pasa a la etapa de desolventizado donde se elimina el contenido de hexano y es tostada para eliminar su actividad ureasica. En esta etapa se incorporan las gomas resultantes del proceso de desgomado del aceite.

4. Harina: por medio de un secador/enfriador se acondiciona la harina proveniente de extracción en humedad y temperatura, luego se pasa a la etapa de tamizado y posteriormente la fracción gruesa se muele hasta obtener la granulometría especificada. Posteriormente la harina es almacenada en silos a la espera de su despacho a la exportación o al mercado local.

Podemos resumir que para la obtención de harinas y aceites por el método de extracción por solvente, el producto sufre un calentamiento durante el desolventizado de la harina mediante la aplicación de calor utilizando vapor directo e indirecto hasta alcanzar temperaturas, superiores a los 100 °C, durante tiempos prolongados, del orden de 30 minutos en el caso de la soja, 60 minutos en el caso de girasol y hasta 90 minutos en colza o canola.

De esta manera es posible no sólo eliminar el solvente retenido en la harina, sino que también son eliminadas las enzimas que generan alteraciones en el aparato gástrico de



los animales y en especial de pollos y cerdos pequeños.

Figura . Diagrama de procesos planta aceitera.

CAPITULO 5

Estudio del mercado del gas

La importancia en el estudio del mercado de gas natural radica a que la industria aceitera es un gran consumidor, y que hoy en día es el combustible más económico para la producción.

Como se vio en el capítulo 4 el gas se consume básicamente en la caldera para la producción de vapor que luego se utiliza para el proceso productivo. Dicho proceso es continuo por lo que el consumo es constante.

El interés de analizar la evolución del sistema es debido a que de la relación precio gas natural vs. Precio energía eléctrica va a surgir la viabilidad del proyecto de cogeneración, y de la posibilidad de proponer una resolución para fomentar este tipo de inversiones destinada al consumo eficiente. Hoy en día en el invierno la industria sufre numerables cortes, que paran la producción y el crecimiento económico. El motivo de los cortes es por el tipo de contratos, y por ser consumidores interrumpibles, motivo por el cual es necesario analizar todo el sistema.

5.1 Demanda

En este capítulo vamos a modelar la demanda nacional de gas natural a partir de las proyecciones de cada sector de consumo. Esto es así, ya que el comportamiento de consumo es distinto para cada uno de los sectores.

Clasificación de los consumidores:

- Grupo 1 aquellos que reciben un servicio ininterrumpible, es decir el suministro no prevé cortes y está en el tope de las prioridades de abastecimiento del servicio de gas respecto a la normativa vigente. Está compuesto por los sectores residencial (R), comercial (C) y entes oficiales (EO).
- Grupo 2 Consumidores interrumpibles. Está compuesto por los grandes consumidores y las centrales térmicas.

Características del sistema:

La variación del consumo del primer conjunto tiene una gran dependencia de la temperatura, presentando grandes picos de consumo de corta duración. Al tener contratos interrumpibles con los grandes consumidores y centrales térmicas es posible diseñar el sistema de distribución y transporte de gas de forma tal que no se sobredimensione para luego quedar subutilizado durante gran parte del año, lo que traería un gran costo de oportunidad por capital inmovilizado y un aumento en el costo de mantenimiento

La Figura 17 muestra la distribución de la demanda por sector:

Figura . *Distribución del consumo de gas por tipo de usuario. La información ha sido obtenida de la página del ENARGAS.*

Análisis de consumo por sector:

5.1.1 Comportamiento del consumo del Grupo 1:

La demanda de este grupo viene dada por el número de usuarios y el comportamiento de estos en función de las condiciones climáticas.

La dependencia con la temperatura del consumo de los residenciales, comerciales y entes oficiales es muy grande. En la Figura 18 se elabora un gráfico que muestra la relación para marcar la alta dependencia. El mismo ha sido elaborado con datos históricos de consumo y temperatura.

Figura . Consumos medios por usuario o específicos; R (residencial), círculos referidos al eje vertical izquierdo, y Comercial y Entes Oficiales (C+EO), referidos al eje vertical derecho. Los consumos específicos que se grafican son los promedios diarios mensuales como función de la temperatura media mensual. Los datos corresponden a todo el país. (Fuente de los datos: Enargas.)

De este gráfico se puede observar que para temperaturas elevadas el consumo se reduce a cocción y agua caliente. A esto lo llamamos “consumo base” que tiende a ser constante. Cuando la temperatura empieza a bajar de los 20°C la demanda aumenta exponencialmente por el factor de consumo relacionado a calefacción. Se define T_{crítica} a aquella para la cual el consumo específico residencial supera los 7 m³/d. (10°C)

Otro gráfico interesante de mostrar es el mismo que la Figura 19 pero desagregando el destino que se le da el gas, en consumo base (aprox 40%) y el resto para calefacción.

Figura . Consumos medios por usuario o específicos; R (residencial), círculos referidos al eje vertical izquierdo, y Comercial y Entes Oficiales (C+EO), referidos al eje vertical derecho

Por otra parte el aumento de números de usuarios muestra una variación suave y con tendencias que permiten una proyección confiable a corto y mediano plazo.

De esta forma estamos en condiciones de realizar una proyección de la demanda de este grupo la cual depende, como se dijo anteriormente, de la Temperatura y del número de usuarios.

Para el incremento de número de usuarios se partió del crecimiento del 2010 tendiendo al crecimiento vegetativo en el año 2020 obteniéndose la siguiente gráfica.

Figura . Crecimiento anual de número de usuarios

De este modo obtenemos la estimación de número de usuarios, que junto con el consumo medio específico por usuario podemos obtener la proyección a mediano plazo de la cantidad de consumo medio (Q_m). Asimismo se proyecta la cantidad de consumo de gas pico (Q_p), que como característica son de muy poca duración y se dan para temperaturas bajas. Es por este motivo que la diferencia entre Q_p y Q_m se vende a los grandes consumidores a un precio menor con contratos especiales dado a que ante la presencia de estos picos de demanda del grupo 1 se les puede cortar a los grandes consumidores para siempre darle gas a los ininterrumpibles.

Para poder estimar Q_p lo que se hace es utilizar un factor de carga que se define como el cociente descrito en la ecuación (10). Para calcularlo, tomamos el 2007 porque fue un año con muchos picos por las bajas temperaturas, lo que permite un cálculo confiable, dando un factor de carga de aproximadamente 0,4.

A continuación se proyectan ambas curvas hasta el año 2020.

$$Q_m = N \times Q_{m\text{esp}} \quad (8)$$

$$F_c = Q_m / Q_p \quad (9)$$

$$Q_p = Q_m / F_c$$

(10)

Figura . Se presenta la proyección de la demanda media del grupo1 y los picos de consumo que se pueden llegar a presentar. (Fuente: ENARGAS)

5.1.2 Consumo de gas por parte del sector eléctrico

Las fuentes de producción de energía eléctrica presentan una distribución que se ilustra en la siguiente Figura 22:

Figura . Producción de electricidad en la Argentina para el año 2005. La componente hídrica tiene una variabilidad dependiente del caudal de los ríos. (Fuente de los datos: Secretaría de Energía de la Nación.)

La generación de energía eléctrica en centrales térmicas utiliza predominantemente gas natural. De los 57% que se genera en estas, 48% es a partir de dicho combustible, y el 9% restante son a partir de otros hidrocarburos (Fuel oil principalmente).

Como la eficiencia media de las centrales térmicas es de aproximadamente el 50% (necesita 2 u de energía gas para hacer una unidad de energía eléctrica), la cantidad de gas necesario para abastecer estas centrales debe tener un contenido energético igual al doble de la energía eléctrica producida. Dicho de otra manera podemos pensar que la demanda de gas natural por parte del sector eléctrico debe tener un contenido energético similar al total de electricidad consumido. Por este motivo es posible armar un modelo para proyectar la demanda de gas por el sector eléctrico.

Para armar el modelo utilizamos como variables explicativas el PBI, PBI promedio de 4 años anteriores, y el tiempo.

La utilización del PBI como variable explicativa se debe a que refleja la actividad económica del país, a una mayor actividad se va a requerir mayor consumo energético.

El PBI promedio de los 4 años anteriores se utiliza ya que permite incorporar el efecto de inercia o arrastre del consumo. En épocas de expansión económica la gente compra artefactos y maquinarias nuevos y adquiere una costumbre de consumo que aunque no sean épocas de bonanzas tardan en bajar la demanda.

La variable tiempo se utiliza por dos motivos. El primero se debe a la incorporación de números de usuarios dado por el aumento de población, y el otro motivo es porque tiene en cuenta la variación de la tecnología que introduce nuevos artefactos maquinas y procedimientos que modifican el consumo.

Usando estas variables se elabora un modelo que se ajusta bastante bien. El coeficiente de correlación el cual vale 1 para una relación lineal perfecta, en este caso es de 0,98.

Figura . Consumo en la argentina de energía eléctrica. En triángulos de color rojo se expresa el consumo anual de energía eléctrica, en línea punteada el PBI real tomando como año base el año 1993, y en línea azul el consumo teórico que predice el modelo.

5.1.3 Consumo GNC

A partir de datos históricos obtenidos del Enargas podemos proyectar la demanda de una manera confiable al igual que se hizo en el mercado eléctrico.

Figura . Evolución del consumo de GNC y proyección (Fuente: Enargas)

5.1.4 Sector Industrial:

Para el sector industrial se efectuó un modelo de abastecimiento donde los requerimientos energéticos son explicados por variables de crecimiento económico nacional y regional. Se emplearon diferentes escenarios de crecimiento de la economía nacional y/o de disponibilidad de crudos pesados para la industria.

A partir de datos históricos, elaboramos un grafico que cuantifica el consumo insatisfecho por el sector industrial en periodos de corte. Este está en color amarillo en el siguiente grafico:

Figura . Consumo Industrial Argentina (Fuente: ENARGAS)

Se aprecia que los cortes comienzan cerca del invierno que es cuando el sector residencial comienza a presentar picos de consumo y por consecuencia se le corta el suministro a la industria.

En el país hoy en día no hay criterio de corte, es igual cortarle a la industria con mayor eficiencia de consumo que a la más ineficiente, lo cual presenta un punto interesante para la resolución que se puede plantear.

α. Producto Bruto Interno PBI

Para predecir el consumo de gas un factor importante es determinar la proyección del PBI. En el caso de la Argentina esta variable presento en los últimos 30 años un comportamiento muy errático. El crecimiento promedio de la Argentina en los últimos 30 años es de 1,6%.

En una primera aproximación y tomando como un escenario pesimista que se respete el crecimiento promedio que se ha venido dando de hace 30 años a hoy, se toma este promedio de 1,6% anual (el cual es menor al 1,9% que es el crecimiento vegetativo) para proyectar el consumo de los próximos 10 años.

También se presentan una serie de escenarios menos probables los cuales tienen en cuenta el crecimiento de otros países.

Figura . Evolución del PBI Proyección del PBI para distintos escenarios
De esta manera llegamos a la proyección de la demanda de gas natural del sistema Argentino el cual es representado en la siguiente figura para un escenario de crecimiento de PBI anual de 2,38%:

Figura . Evolución histórica del consumo de gas natural por el sistema Argentino y proyección con una tasa de crecimiento anual promedio del 2,38%.

5.3 Precio del gas

La tarifa del gas natural distribuido se compone por el precio del gas en boca de pozo, costo de transporte, y el de distribución.

Precio del gas en boca de pozo:

Dicho precio se pacta libremente entre los productores y los distribuidores o grandes usuarios cuando son abastecidos directamente por los productores. Esta actividad no esta regulada por lo que dicho precio se determina por las fuerzas del mercado, es decir la oferta y la demanda.

El costo de transporte: el cual aumenta a medida que el consumidor se encuentra más alejado de la boca del pozo y el de distribución. Ambos están regulados por el Estado Nacional a través del ENARGAS.

Otra parte de la tarifa son impuestos y cargos (como el subsidio patagónico o los Fondos Fiduciarios) que son recaudados por el Estado.

5.3.1 Evolución histórica

El precio local del gas estuvo muy por debajo de los precios internacionales en épocas de Gas del Estado. En el año 1990 se privatizó el sector y el precio del mismo sufrió una suba de precios. A su vez las variaciones del mismo dejaron de estar determinadas por el Estado. De esta forma las empresas productoras aceleraron la producción de gas con vistas a acrecentar las ventas en el mercado interno y externo, aumentando la producción en un 60% aproximadamente entre 1989 y 1999.

Con la crisis del 2001 se pesificó el precio del gas (ver figura 3.5), lo cual provoco en el corto plazo desinterés en los empresarios del sector para invertir y hacer nuevas exploraciones para ampliar la oferta.

5.3.2 Proyección de precios:

Para proyectar el precio del gas en boca de pozo, y en vista con el agotamiento de las reservas de gas convencional, el precio va a tender a aquel para el cual el gas natural no convencional pueda ser explotado. Hoy en día los productores estarían dispuestos a producirlos si les pagan 6 u\$/Mbtu aproximadamente.

Para realizar una modelización del precio graficamos la evolución histórica del precio (u\$/Mbtu) para el gas natural boca de pozo vs petróleo en boca de pozo. Es interesante ver que la unidad de energía es la misma, pero existe una brecha bastante grande entre los precios. A continuación se grafica lo antes mencionado.

Figura . Evolución precio gas y petróleo fuente:DOE

Por otra parte al ya haber tecnología disponible podemos proyectar el precio con una componente de gas no convencional que se pagan a 8 u\$/MBtu ajustables con la inflación del dólar y una componente de convencional. Se obtiene la siguiente grafica:

Figura . Proyección precio Gas Natural en Argentina.

Capítulo 6

Estudio del mercado eléctrico

Es de importancia estudiar el mercado eléctrico en este trabajo, no solo por los costos que tiene que afrontar la empresa hoy de electricidad sino también por la calidad y garantía del servicio brindado por la empresa distribuidora. Hoy en día la ubicación de la aceitera hace que su distribución y puesta en planta sea de baja eficiencia por los traslados de la misma. La energía eléctrica para el proceso productivo es un insumo crítico ya que se depende de la misma. Los costos asociados a este campo repercuten con un porcentaje importante del costo final de producción, por lo tanto conocer la evolución del precio, demanda, oferta (como principales variables del mercado), es de mucha importancia para analizar como repercutirá en los costos futuros de fabricación. Por otro lado a través de este estudio quiere ponerse de manifiesto la caducidad del sistema eléctrico argentino, la falta de inversión y la urgencia con que el Estado debe afrontar esta problemática.

Para poder hacer frente a la demanda energética que hubo con el crecimiento sostenido de la economía a partir de la crisis del 2001 la Secretaria de Energía dictó la Resolución 1281/06 (Energía Plus) en Octubre del 2006, determinando nuevas condiciones de abastecimiento para el sistema eléctrico argentino. El objetivo principal de esta resolución es que todas las industrias que superan los consumidos en el año 2005, se les efectuara un cargo por lo que excedan de consumo del año anterior, es decir se paga un plus para el generador por lo que supere la energía que demande de mas. Al mismo tiempo tiene por promover el uso racional de la energía incentivando la autogeneración y cogeneración como la opción para la generación de la nueva energía.

En Diciembre del 2007 se aprueba a través de un Decreto el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE) a través del cual se declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía. Con este programa, se espera alcanzar en el 2016 un ahorro de un 10,6% respecto a la demanda total tendencial del país. El PRONUREE contempla la cogeneración como una de las acciones a desarrollar en el medio y largo plazo.

Demanda

Hoy en día la demanda del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) viene creciendo anualmente con un promedio de 4,22 %. Las variaciones en el crecimiento esta reflejado a la temperatura de dicho año, es decir cuánto más temperatura hubo ese año menos electricidad se uso.

En la Tabla 4 se observa la demanda del MEM desde el año 2003, en este mismo se ve lo que se genera para exportar y lo que se utiliza para transporte y distribución, perdidas y consumos.

(GWh)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
DEMANDA AGENTES MEM	82260	87494	92387	97593	102960	105935	104605	110775	116381
EXPORTACION	437	1938	1362	2100	578	1618	1292	359	265
BOMBEO	47	145	432	348	571	537	714	554	566
PERDIDAS Y CONSUMOS	3698	3709	3979	4586	4373	4293	4722	4046	4004
TOTAL	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333	115735	121216
RACIONAMIENTO TENSION	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RACIONAMIENTO CORTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL REQUERIDO	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333	115735	121216

Tabla .Fuente CAMMESA

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, es una empresa que administra y organiza las compras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), es una empresa de gestión privada con fines públicos.

Sus principales acciones son la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Integrado Nacional (SIN).

La demanda por tipo de usuario se ve reflejada en la tabla 5, donde se puede observar que casi el 40% de la energía demandada es por el sector Residencial, en esta misma grafica se observa los valores demandados por cada tipo de usuario.

GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Demanda Residencial	31532	33373	37339	39114	40122	43127	45551
Menores (< 10kW)	12646	13349	14054	14570	15057	15387	15796
Intermedios (10 y 300 kW)	14135	15066	15996	16817	17304	18121	19199
Mayores (> 300 kW)	34038	35807	35562	35467	32174	34121	35835
TOTAL	92351	97595	102951	105967	104657	110756	116381

Tabla . Fuente CAMMESA

Cabe la aclaración de la partición zonal de la demanda eléctrica, en cual el Gran Buenos Aires se lleva aproximadamente el 40% de la demanda seguido por el resto BAS y LITORAL con un 12% cada zona luego el CENTRO con 9%, NOA 8%, NEA 6%, CUYO 6%, COMAHUE 4% y PATAGONIA con el 3%.



la

Tomando la proyección hecha en el capítulo 5 en la Figura 30 el mismo que la Figura 24 de dicho capítulo, vemos el consumo en la Argentina de energía eléctrica. En triángulos de color rojo se expresa el consumo anual de energía eléctrica, en línea punteada el PBI real tomando como año base el año 1993, y en línea azul el consumo teórico que predice el modelo.

Figura
Generación

Hoy en día la mayoría de la energía que se genera está dada por energía térmica 62%, siguiendo a esta la Hidráulica 33%, luego la Nuclear 5% y estamos empezando a utilizar las energías renovables.

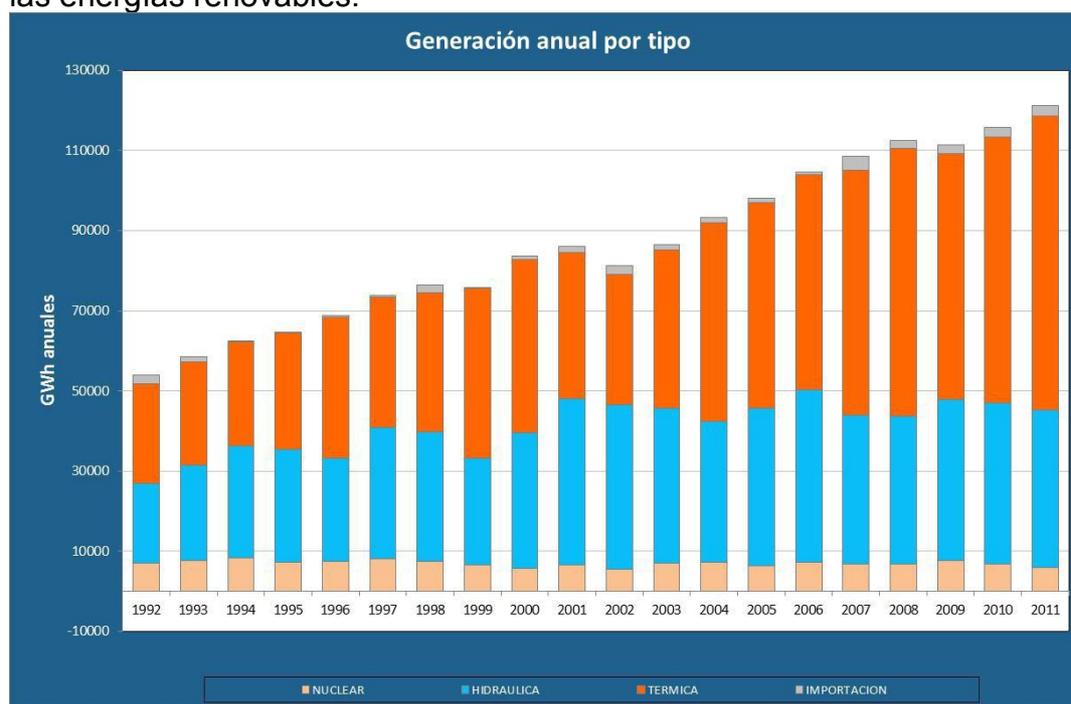


Figura .Fuente CAMMESA. Histórico de producción de energía por tipo de generador

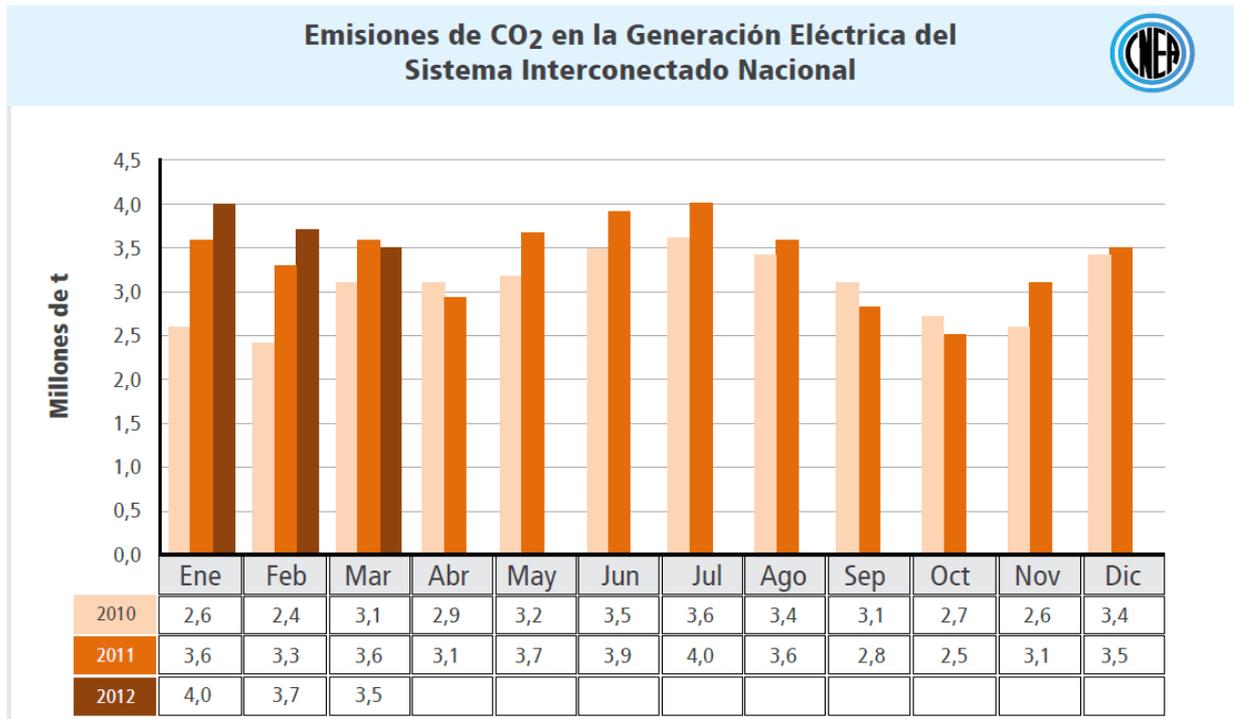
Si vemos un historial de GWh en estos últimos años vemos que la fuente que más crece es la térmica esto se ve claro en la Tabla 6. Con un aumento del último año del 10,5% aproximadamente y una baja de la fuente hidráulica y nuclear.

(GWh)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
TERMICA	39466	49399	51351	53928	61012	66877	61386	66465	73573
HIDRAULICA	38717	35133	39213	42987	37290	36882	40318	40226	39339
NUCLEAR	7025	7313	6374	7153	6721	6849	7589	6692	5892
IMPORTACION	1234	1441	1222	559	3459	1774	2040	2351	2412
TOTAL	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333	115735	121216

Tabla Fuente CAMMESA

CO₂

Este aumento considerado año a año de generación de origen fósil incrementa considerablemente las emisiones de que en la Figura 32 se muestra el gran aumento del año 2010 al 2011.



CO₂

Este aumento de emisiones de se aprecia en la Tabla 6 con el aumento considerable de la utilización de esta fuente para producir energía.

En la Figura 33 se aprecian la generación acumulada del 2012 donde se empieza a ver la aparición de las fuentes renovables y la gran dependencia de las fuentes fósil.

Figura . Fuente ENARGAS

Por el lado del consumo acumulado a lo que va del 2012 de la fuente fósil, se aprecia en la Figura 34 la utilización del gas natural.

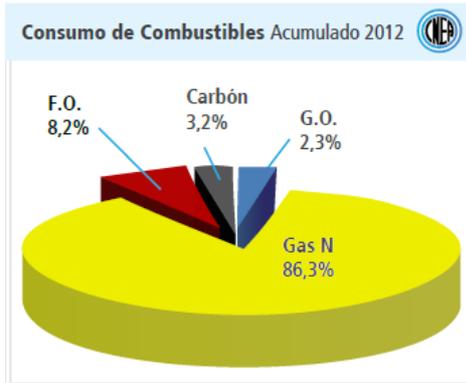
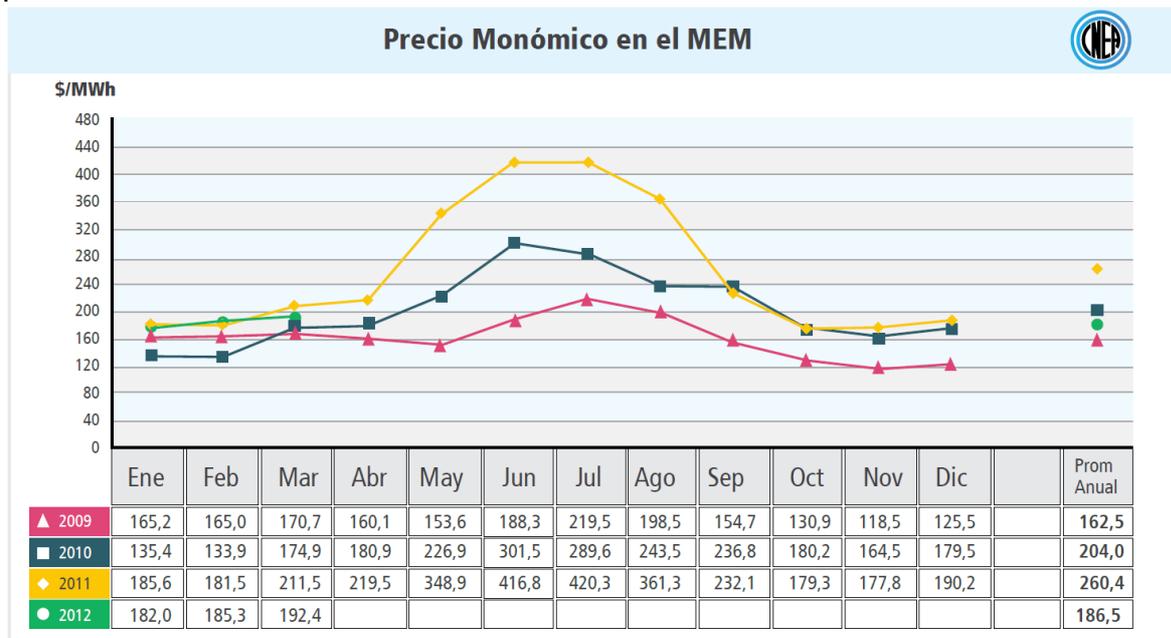


Figura . Fuente CNEA

El precio de la energía eléctrica en el MEM varia bastante según la época del año, en la Figura 35 se observa de los últimos 3 años y principio de este como es la variación del precio.



Figura

A continuación se ve la tendencia de los precios medios a partir del año 2009, utilizando como datos reales los primeros 3 años y luego linealmente proyectados

Figura

Entonces según lo visto hasta este capítulo cuando hablamos de cogeneración, se nos cruzan por la cabeza distintas cosas como ahorro de emisión de dióxido de carbono, disminución de pérdidas de transporte y una eficiente utilización de los recursos primarios, con ahorros importantes en energía primaria y pensando que si se genera un marco regulatorio para el mismo se obtendrían estos beneficios para el bien del país y del inversor privado.

Capítulo 7

Estudio de factibilidad de la planta de cogeneración

Introducción

Para evaluar la conveniencia en la implementación de cogeneración es necesario realizar el estudio de factibilidad.

Este capítulo lo dedicamos a la evaluación del costo asociado para implementar cogeneración en distintos escenarios, tratando aquellos que aportarían mayores beneficios. Otro factor importante a estudiar es el periodo de repago, ya que Argentina es un país con alto riesgo político que desalientan este tipo de inversiones.

También se van a evaluar impactos indirectos en la sociedad como puestos de trabajo que se generen y disminución de gas importado.

Todo esto tiene como objetivo determinar una resolución favorable y que incentive a los proyectos de inversión en mejora de eficiencia de consumo de gas, logrando que estos puedan ser desarrollados con el fin de, por un lado reducir las importaciones, y por otro aumentando la producción sin necesidad de un incremento mayor de consumo energético como se viene dando en los últimos tiempos.

En este capítulo se va analizar la situación para la cual la generación de energía eléctrica va a cubrir una parte de la demanda por parte de la planta, y la incidencia de la resolución de cargo por gas importado. Por último, se desarrollara un proyecto de cogeneración de alta eficiencia que cubre la demanda de la planta y además vende energía eléctrica al sistema.

Requerimientos energéticos de la planta aceitera

Para poder cumplir con los niveles de producción, la planta necesita tanto de energía eléctrica como de energía térmica. Los consumos eléctricos, como fue explicado en el capítulo 2, se usa en la mayoría de las maquinas, en los sistemas de transporte, bombas, motores, servicios etc.

Elaboración de alternativas.

La compañía posee una planta que opera 24 horas al día durante los 365 días del año, con una capacidad de molienda de 12200 tn/día y de producción de biodiesel de 600 tn/día. Para la elaboración de las 2440 tn/día de aceite y 600 tn/día de biodiesel se requieren 150 tn/hr de vapor saturado a 11 bar.

Con esta demanda de calor y dada la eficiencia de la caldera de baja presión, la cantidad

de gas natural que se requiere para generarlo es de 10780 m³/hr

A continuación en la figura 37 se muestra esquemáticamente el consumo de combustible para el sistema. Por un lado toda la energía eléctrica es generada por la central térmica para luego abastecer los requerimientos del proceso productivo. Las demandas de vapor son generadas por la caldera de la planta, para luego abastecerlos.

Total de gas natural demandado = 16990 m³/hr

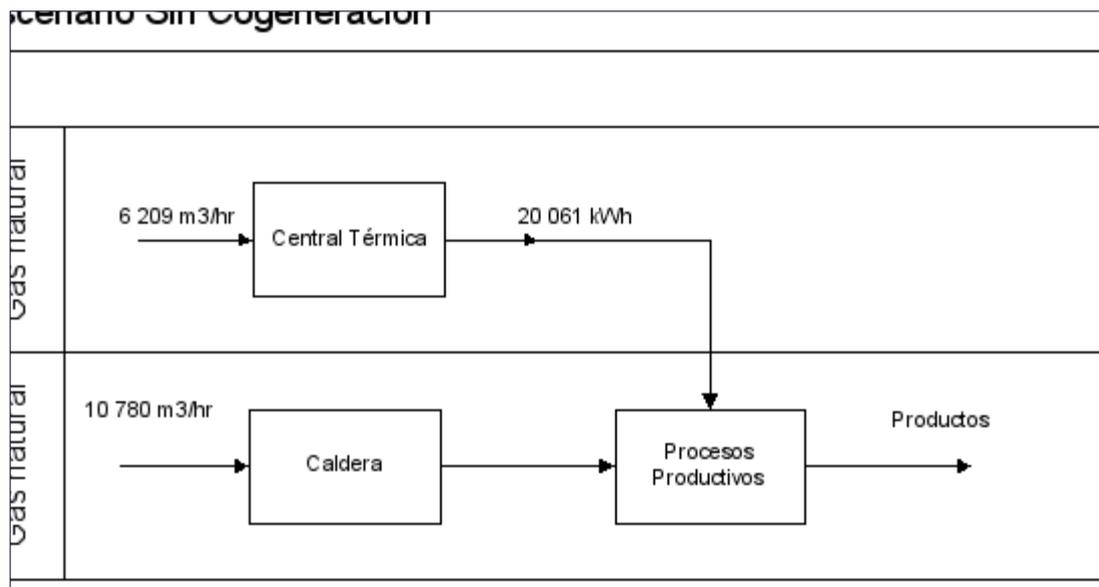


Figura consumo energético de la Industria sin cogeneración

Análisis tecnológico

En este punto se identifican y estudian las opciones tecnológicas de cogeneración térmica para una potencia del orden de 110 MW y generación eléctrica del orden de los 20 MW. Las opciones tecnológicas serán identificadas en base a las configuraciones y unidades confiables y disponibles comercialmente en el mercado mundial para las condiciones de la planta en cuestión. Además se realiza un estudio de simulación, para cumplir con dichos requerimientos y se obtiene la maquinaria necesaria.

El modelo se desarrolla en un Excel que contiene lo siguiente:

- Ciclo convencional: a la derecha del lector el ciclo de la planta sin cogeneración cuenta de una caldera convencional que opera con un caudal de vapor saturado 120tn/hrs, presión de operación 11 bar y una temperatura de 184 °C.
- En la otra mitad de la figura se presenta el ciclo de cogeneración. Este cuenta con dos caldera de alta presión, una turbina de vapor a la salida para expandir el fluido y generar energía eléctrica, con extracciones de vapor a una presión de 11 bar para abastecer la demanda térmica, limitante del modelo. Los datos técnicos de la turbina son:

EXPANSIÓN DEL VAPOR EN TURBINAS			
Presión de admisión:	65 bar	Entalpía al final de la expansión ideal:	2918,99 kJ/kg
Temperatura de admisión:	500 oC	Entalpía al final de la expansión real:	2993,49 kJ/kg
Entalpía del vapor de admisión:	3415,67 kJ/kg	Salto entálpico isoentrópico:	496,68 kJ/kg
Presión de escape:	11 bar	Salto entálpico real:	422,18 kJ/kg
Rendimiento isoentrópico	85,00%	Temperatura de escape:	274,61 oC
Rendimiento mecánico:	95,00%	Potencia indicada:	17731,44 kW
Caudal de vapor en expansión:	151200 kg/hora	Potencia efectiva:	16844,87 kW
Vapor fin expans. isoentr	SH	Título al final de la expansión real:	SH
Vapor fin expans. real	SH		

Tabla datos técnicos de la turbina de vapor Siemens ST300.

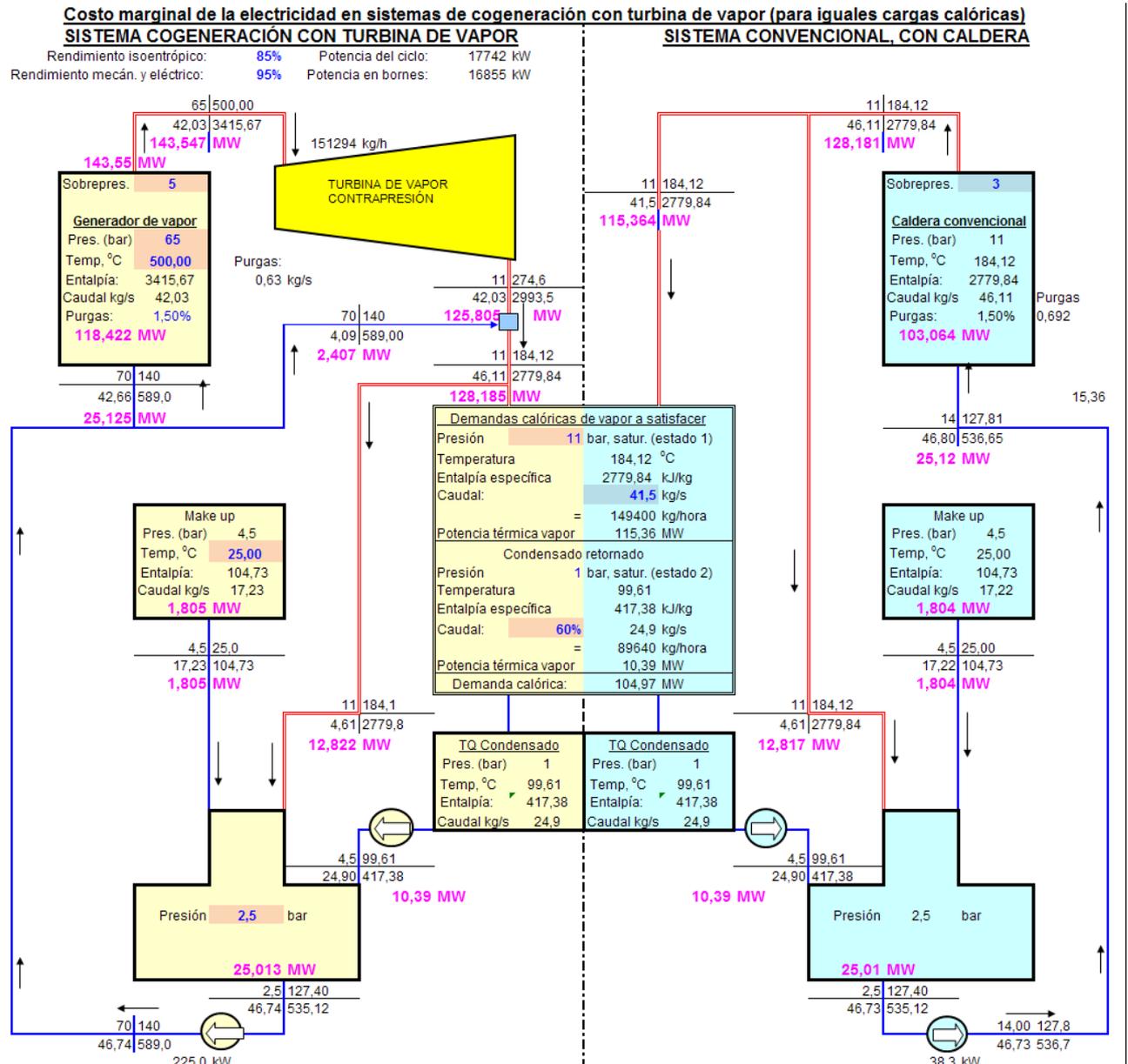
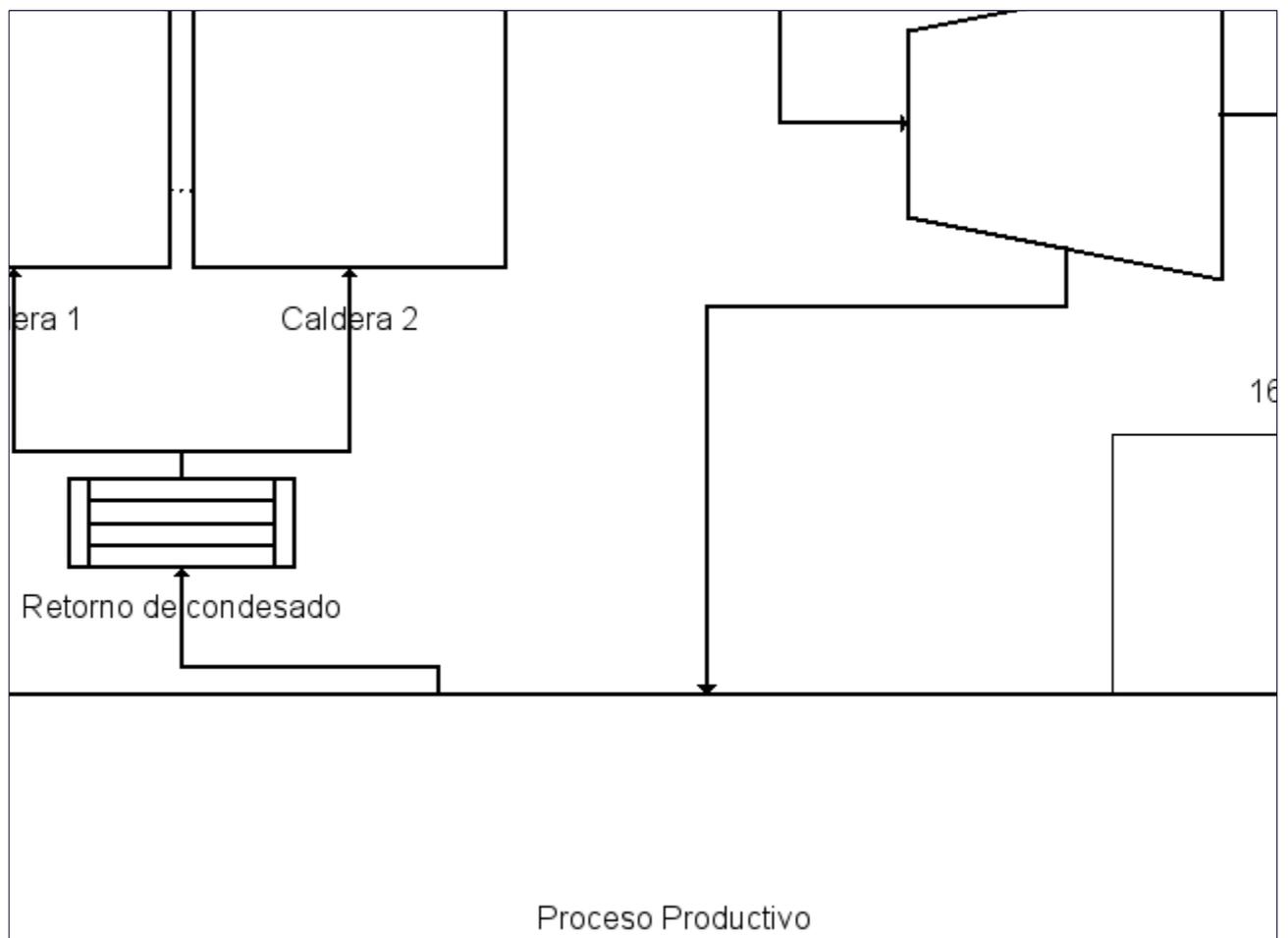


Figura Modelización planta sin y con cogeneración.

Como inputs para el modelo se tiene el caudal, presión y temperatura del vapor saturado para satisfacer las demandas calóricas. En nuestro caso estas variables ya estaban fijadas y son las mismas que debe cumplir el vapor de extracción a la salida de la turbina para el sistema de cogeneración. La turbina que mejor se ajusta generando una energía eléctrica aproximada a la demandada es la Siemens STT300.

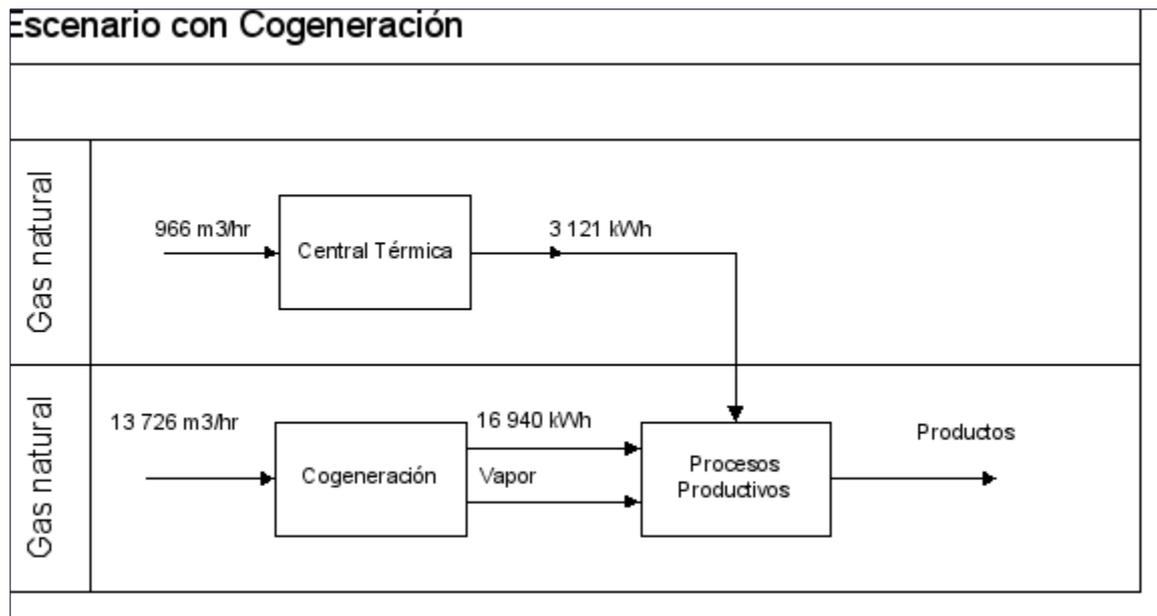
Se puede ver en el esquema graficado en la Figura 40 que, para una turbina con el 80% de REE, la demanda del sistema en su conjunto, se reduce considerablemente.

Entre ambas calderas se producen 150 tn/hr de vapor a 65 bar a 500°C el cual alimenta la turbina de vapor (Siemens SST300) que genera aproximadamente 17MW y de la cual se extrae vapor de 11 bar. En ambas corrientes se realiza un atemperamiento con agua a la salida de la turbina a fin de bajar la temperatura de vapor que se utiliza en el proceso productivo de aceite y biodiesel. No se desperdicia prácticamente nada de energía ya que el atemperado generara más vapor, el vapor del TV sale a 270°C y se atempera con agua de 105°C a 185°C que sale del proceso mismo.



Figura

El volumen de gas requerido para producir las 150 tn/hr de vapor a 65 bar a 500°C es de 13726 m³/hr



Figura

En la figura 41 se muestra esquemáticamente el consumo de combustible para el sistema con cogeneración. Por un lado parte de la energía eléctrica es generada por la cogeneración de la empresa misma, y por el otro está la central térmica para abastecer los requerimientos del proceso productivo que hacen falta. Total de gas natural

demandado = 14962 m³/hr

El volumen de gas asignado a cogeneración surge de realizar una comparación entre el consumo de gas por parte de la firma en el escenario con cogeneración, y el consumo de gas de la misma cuando no aplica cogeneración.

Volumen de Gas natural asignado a la cogeneración

Gas natural consumido con cogeneración = 13726 m³/hr

Gas natural consumido por el proceso sin cogeneración = 10780 m³/hr

Gas asignado a cogeneración = $13726 - 10780 = 2946$ m³/hr

La incorporación del proceso de cogeneración al proceso productivo genera un incremento en el consumo de Gas Natural del 27,33% (equivalente a 2946 m³/hr) para generar 16,9 MW, consumiendo aproximadamente un 50% menos de dicho combustible que la central eléctrica para la misma potencia.

El ahorro de energía primaria (AEP) que surge de la comparación entre la operación de la planta sin cogeneración y la operación de la misma con cogeneración

A efectos de la realización del cálculo de la energía primaria utilizada para la cogeneración eléctrica del sistema se considera una eficiencia media del SADI de 2600 kcal/kWh.

Operación de la planta sin cogeneración

Consumo de EE del SADI = 20061 kWh

Gas Natural Central Térmica = $20061 \text{ kWh} \times 2600 \text{ kcal/kWh} / 8400 \text{ kcal} = 6210$ m³/hr

Consumo de gas natural para el proceso = 10780 m³/hr

Total de energía primaria demandada = 16990 m³/hr

Operación de la planta con cogeneración

Consumo de EE del SADI = 3121 kWh

Gas natural Central Térmica = 3121 kWh × 2600 kcal/kWh = 8114.6 kWh = 966 m³/hr

Consumo de gas natural para el proceso = 13726 m³/hr

Total de Energía Primaria demandada = 14962 m³/hr

Ahorro de energía primaria (AEP) = 16990 m³/hr - 14962 m³/hr = 2028 m³/hr = 14%

CO_2

Según lo desarrollado en el capítulo N° 2 la cantidad de dióxido de carbono (CO₂) que se deja de emitir se corresponde al ahorro de energía primaria (AEP), es decir que se dejan de emitir

2028 m³/hr de .El volumen de dióxido de carbono () que se deja de emitir por día es de

48672 m³/día.

CO_2

Con esto se debe pedir la bonificación con los bonos de carbono que este año su cotización asciende a 15 dólares por cada tonelada de () no emitido.

En toneladas por día = $48672m^3día \times 0,00187tnm^3=91$ tn/día

Una bonificación de 1092 dólares por día, 455083 dólares por año, siendo de 8000 hs el año.

Consumo Eléctrico

A continuación se elabora una estimación que contiene los requerimientos eléctricos por proceso:

Preparación: 1,6 Kwh/tn.

Descascarado: 1,4 Kwh/tn.

Quebrado: 1 Kwh/tn.

Laminado: 7 Kwh/tn.

Expandido: 8 Kwh/tn.

Extracción por solvente: 8 Kwh/tn.

Pelleteado: 3 Kwh/tn.

Servicios (Calderas, laboratorio, otros): 5 Kwh/tn.

Planta Biodiesel: 4,1 Kwh/tn.

Consumo total: 39,2 Kwh/tn.

Este consumo multiplicado por la cantidad de toneladas de soja que se procesan por hora, da un consumo de energía eléctrica de 20.061 Kwh en una hora.

Consumo de energía térmica en la planta aceitera:

Por otro lado la generación de energía térmica se da en la caldera, para luego ser distribuida en las maquinas que requieren vapor. Actualmente la Aceitera estudiada utiliza gas natural como combustible. Del capítulo 4 surge la demanda de gas natural. Según los datos recopilados la planta tiene un consumo específico de 20,6 m³/tn cuando no se aplica cogeneración (esto es solo para generar energía térmica), y un total de 26,5 m³/tn con el sistema de cogeneración en funcionamiento, es decir un incremento en el consumo de gas natural de aproximadamente 28%, pero supliendo el consumo eléctrico en un 90%. Estos valores se ven afectados en épocas de invierno cuando el consumo residencial aumenta, y los picos generan cortes en la industria.

Indicador de eficiencia

Un indicador interesante es el Índice de Consumo Específico de Energía (ICEE), expresado en unidades energéticas por unidad de producto. Podemos construirlo de la siguiente manera:

$ICEE = \frac{\text{consumo total gas (m}^3\text{)}}{\text{Unidad de insumo (tn.)}}$

El ICEE no es desde el punto de vista del fabricante, sino del sistema global a nivel país, tomando el gas necesario tanto como para generar energía térmica como energía eléctrica.

Para el caso de que no se aplique un sistema de cogeneración el índice es de 32 m³/tn de soja, y cogenerando el mismo se reduce a 26,5 m³/tn. Es decir que se genera un ahorro aproximado de 5.5 m³/tn.

Datos operacionales de la planta

A continuación se elaboran los datos operacionales para poder determinar los requerimientos energéticos. La planta opera 24 horas al día durante los 365 días del año, con una capacidad de molienda de 12200 tn/día.

Horas de funcionamiento de la fabrica: 8.000 hs./año

Horas de funcionamiento de cogeneración: 8.000 hs./año

Dado el ahorro de 5,5m³/tn de soja, aplicando cogeneración se llega a un ahorro diario de 67.100 m³, y operando 8000 hs/año genera un ahorro de 22.396.000 m³/año.

Vale destacar que este ahorro es en una planta que procesa aproximadamente solo el 13% del aceite que se produce en el país. Si extrapolamos este cálculo a las 37,3 millones de tn/año que se procesan en la industria aceitera actualmente, el ahorro sería de aproximadamente 570.000 m³/día.

Localización.

Antes de comenzar a hablar de la localización, es pertinente aclarar el hecho de que realicemos una transformación de una planta actual a una planta con cogeneración no debería cambiar la ubicación.

Para esta planta nueva se necesitan 3 servicios básicos que ya tiene la planta actual, estas son: energía eléctrica, gas natural, agua.

La planta de cogeneración es una mejora de la planta de producción actual, o sea que la ubicación, teniendo en cuenta que con EE y Gas natural esta mejora se puede realizar, cabe la aclaración que estos dos servicios deberían ser constantes.

Además la planta aceitera está situada cerca de su materia prima y tiene el espacio necesario para poder realizar la mejora en la planta, agregando un anexo para la misma.

Inversiones requeridas

Las inversiones requeridas para el estudio de factibilidad de la planta de cogeneración vienen dadas según la tecnología que utilice, la misma fue seleccionada según la necesidad de la planta de producción. La instalación de esta tecnología trae consigo la necesidad de otras inversiones necesarias que se detallan a continuación.

Inversiones en bienes de uso.

1. Terrenos: se utilizara el predio donde ya se tiene la planta de producción.
2. Obra civil y complementaria: dentro de lo que son los gastos de obra civil se incluirán costos del hormigón y acero para la planta, costos de instalación eléctrica para iluminación, y otras instalaciones necesarias.
3. Maquinas y equipos: la turbina y las otras maquinas para la instalación, se tendrán en cuenta el precio FOB de las mismas.
4. Flete y Seguro: costos de transporte y seguro (CIF).
5. Costos de transporte y montaje de maquinarias y equipos: se estima el costo de transporte de las turbinas desde el puerto local a fábrica más el montaje de las mismas.
6. Imprevistos: se asume que el gasto por imprevistos es de un 2% de la inversión en bienes de uso.

Inversiones en cargos diferidos

1. Gastos de puesta en marcha: gastos variables producidos durante el periodo de puesta en marcha.
2. Gastos de administración e ingeniería durante la instalación: se incluyen sueldos, capacitación y entrenamiento para el funcionamiento de la nueva planta.
3. Investigaciones y estudios: todos los gastos que tengan que ver con estudios de factibilidad técnica, económica, etc.
4. Imprevistos: se considera el 8% de los cargos diferidos.

IVA inversión

Se debe tener en cuenta el IVA aplicándolo al total de las inversiones de activo fijo.

A continuación en las siguientes tablas se detallan los costos de las inversiones.

Inversión Referida a la Turbina	Costo [US\$]
Grupo Turbina-Generador, Simenes SST-300 16[MVA]	\$ 9.722.300
Costo Instalación Grupo Turbina Generador	\$ 575.000
Sala de Maquinas (concreto, acero, Iluminación y obras)	\$ 3.450.000
Otras maquinas	\$ 805.000
Transformador de Servicios Auxiliares	\$ 6.900
Instrumentación y Electricidad	\$ 1.359.990
Cañerías	\$ 1.359.300
Desarrollo del Anexo	\$ 260.868
Total Generación	\$ 17.539.358
Transformador	\$ 885.500
Total Generador	\$ 18.424.858

Tabla

En la tabla 8 se detalla la inversión de bienes de uso referidas a la Turbina o, en este grupo esta detallado los costos de la misma y su instalación, también el anexo y la sala de maquinas. Las cañerías y otros equipos para la instalación de la misma.

Inversión - Equipo - Obra para la producción de vapor	Costo [US\$]
Torre de Enfriamiento	\$ 1.380.000
Bombas de Agua de Refrigeración	\$ 350.750
Maquina de aire comprimido	\$ 230.000
Bombas de Agua de Alimentación de Caldera	\$ 402.500
Condensador	\$ 517.500
Sistema de Tratamiento de Agua	\$ 1.035.000
Total	\$ 3.915.750

Tabla

En la tabla 9 esta puesto todo lo que se necesita para la producción del vapor.

Costos de Inversión no Capital

Concepto	Porcentaje	Costo [US\$]
Desarrollo de ingeniería	10% del total Generador	\$ 1.842.486
Revisión del proyecto	20% Costo de ingeniería.	\$ 368.497
Fletes y seguros	5% Costos Equipos	\$ 781.987
Administración de las compras	5% Costos Equipos	\$ 781.987
Dirección de Obras	10% Obras civil	\$ 371.087
Gastos generales del desarrollador	30% Obras Civil	\$ 1.113.260
Utilidades del contratista	7% Obras Civil	\$ 259.761
Inspección	50% Costos de ingeniería	\$ 921.243
Estudio de Impacto Ambiental		\$ 172.500
Estudio Certificación Mecanismo Desarrollo Limpio		\$ 172.500
Total		\$ 6.785.308

Tabla

En la Tabla 10 se realizó una aproximación de los costos para las diferentes inversiones.

1. Desarrollo de ingeniería: 10% del total del generador, es decir 10% del total de la tabla 7
2. Reingeniería: 15% del costo de desarrollo de ingeniería.
3. Flete y seguro marítimo: 5% del costo de equipos y materiales importados.
4. Administración de las compras: 5% del costo de todos los equipos y materiales y sus costos asociados. Esta actividad es bastante variable en términos de porcentaje, pero como valor promedio, el valor indicado es bastante representativo.
5. Dirección de obras: 10% de las obras civiles y del montaje. Para la dirección de las obras.
6. Gastos generales del desarrollador: 30% de todos los aportes físicos, incluido estructuras, obras civiles y administración de las compras,
7. Utilidades del contratista: 7% de los mismos puntos del ítem anterior.
8. Inspección, recepción y ensayo de las obras: 50% del costo de ingeniería.

A continuación se calculó el IVA a las inversiones, exceptuando los activos importados.

IVA SOBRE LAS INVERSIONES	TOTAL
Inversión referido a la turbina	\$ 1.256.486
Inversión producción vapor	\$ 665.333
Inversión no capital	\$ 1.424.915
Total IVA	\$ 3.346.733
Total con IVA	\$ 32.472.649

Tabla

Lo que si posee IVA de la inversión referido a la turbina son los siguientes ítems:

- Costo Instalación Grupo Turbina Generador.
- Sala de Maquinas (concreto, acero, Iluminación y obras).
- Otras maquinas.
- Transformador de Servicios Auxiliares.
- Desarrollo del Anexo.
- Transformador.

A lo referido para producir vapor le corresponden IVA a los siguientes ítems:

- Torre de Enfriamiento.
- Bombas de Agua de Refrigeración.
- Bombas de Agua de Alimentación de Caldera.
- Sistema de Tratamiento de Agua.

Cuadro de resultados (con cargo)

Ingresos/Ahorro

- Ahorro en consumo eléctrico: Corresponde al de la energía cogenerada, la cual no se compra al precio de contrato, si no se obtiene por medio del sistema de cogeneración. El precio utilizado es el del mercado monomico promedio, que según nuestras proyecciones es de 90 US\$/MWh para el año1. La cantidad de horas operativas son de 8000 hs, dado que el sistema lleva una semana de mantenimiento para la cual hay que parar el sistema de cogeneracion.
- Venta de CERs (bonos de carbono): la cotización del CER a Febrero del 2011 es de 15,42 US\$/ton de CO2. Existe una gran incertidumbre en la variación del precio del mismo. Algunos especialistas en el tema dicen que la variación se dará hasta fines del año 2012 y luego se estabilizará para evitar especulaciones con las ventas de CERs. Por esta razón se tomara un precio fijo igual al valor de cotización actual.

Costos

- Compra de combustible: La cantidad de gas natural que se considera va a ser el aumento en el consumo del combustible, necesario para la generación de energía eléctrica. La cantidad es multiplicada por el precio del gas natural (como se vio en el capitulo 5) es de aproximadamente 8 U\$/MMBTU para el año 2012 y se utiliza la proyección del mismo. El poder calorífico del gas natural en la red es de 9300

kcal/m³. El volumen de dicho combustible que equivale a 1MMBTU es de 27,095m³.

- Cargos por resolución ENARGAS: Se considera la misma cantidad de gas que el punto anterior. Esta cantidad es multiplicada por el cargo que para el contrato que tiene esta Planta el cargo por gas importado que se le aplica es de 0,405 \$/m³ de gas natural.
- Operación y mantenimiento: en la operación y mantenimiento de las turbinas se estima un costo aproximado de:

Cantidad	Puesto	Sueldo mensual	sueldo anual
1	Gerente de ingeniería	7500	97500
1	Jefe de Cogeneración	3500	45500
1	Jefe de Mantenimiento	3500	45500
4	Operarios de Cogeneración	1750	22750
3	Operarios Multifunción	2000	26000
	Total	18250	237250

Tabla . Operación y mantenimiento

- Costo de Certificación: al no haber muchos especialistas dedicados a la certificación de la reducción de emisiones, se asume que el costo del mismo rondaría el 30% en comisiones.

Amortizaciones, impuestos y tasas

- Amortizaciones: se considera un periodo de amortización de 10 años para los bienes de uso (maquinas, gastos de nacionalización, transporte y montaje e imprevistos), 5 años para la puesta en marcha, 20 años para el estudio de prefactibilidad y 30 años para la obra civil.
- Ingresos brutos: tasa del 3,5% aplicable a los ingresos por venta de EE.
- IVA: resultado del Flujo de IVA.
- Impuesto a las ganancias: tasa del 35%.

Para el cálculo del WACC del proyecto se tiene una tasa libre de riesgo de 3,36%, un riesgo país de 7,54%, una prima de mercado de 8%. La beta sin apalancamiento es de 0,56. Todos estos datos dan un WACC de 11,8%.

Se prevee una ampliación de la planta dentro de 5 años donde utilizara 20MWh siendo un crecimiento donde habrá más ahorro de energía primaria esto debido a la producción y al aumentar la demanda de vapor. Consigo esto trae una disminución en la emisión de dióxido de carbono y también cambia la venta de los bonos.

A continuación se efectuaron distintos escenarios según las regulaciones posibles a tener en cuenta para la cogeneración.

Se realizara un detalle de la situación actual y los mismos cuadros para los distintos escenarios estarán en el anexo correspondiente.

1. Escenario 1: regulación actual, en este escenario se tiene en cuenta la compra de GN para la cogeneración, el cargo de GN para la cogeneración.
2. Escenario 2: se le quita el cargo al volumen de gas que se ahorra por aplicar cogeneración.
3. Escenario 3: en este se plantea la opción de que la compra del GN para la cogeneración sea al mismo precio que se le cobra a las centrales térmicas.

Escenario 1 Regulación Actual

Cuadro de resultados

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	U\$U							
Ingresos								
EE ahorrada	12.776.400	13.415.220	14.085.981	14.790.280	15.529.794	19.297.377	20.262.246	21.275.358
VENTA CERS	455.083	455.083	455.083	455.083	455.083	611.266	611.266	611.266
TOTAL INGRESOS	13.231.483	13.870.303	14.541.064	15.245.363	15.984.877	19.908.643	20.873.512	21.886.624
Egresos								
Compra GN cogeneracion	5.500.036	6.066.543	6.736.377	7.623.131	8.410.966	10.666.655	11.431.837	12.251.909
Cargo GN cogeneracion	2.283.300	2.374.631	2.445.870	2.519.247	2.594.824	2.672.669	2.726.122	2.780.644
operación y mantenimiento	237.250	249.113	261.568	274.647	288.379	302.798	317.938	333.835
certificacion de bonos	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
TOTAL EGRESOS	8.070.585	8.740.287	9.493.816	10.467.024	11.344.168	13.692.122	14.525.896	15.416.388
UTILIDAD BRUTA	5.160.898	5.130.016	5.047.249	4.778.339	4.640.709	6.216.521	6.347.615	6.470.236
AMORTIZACIONES	3.591.122	3.591.122	3.591.122	3.591.122	3.591.122	2.234.061	2.234.061	2.234.061
INGRESOS BRUTOS	180.631	179.551	176.654	167.242	162.425	217.578	222.167	226.458
UTILIDAD ANTES DE IG	1.389.144	1.359.343	1.279.472	1.019.975	887.162	3.764.882	3.891.388	4.009.717
IMPUESTO A LAS GANANCIAS	486.201	475.770	447.815	356.991	310.507	1.317.709	1.361.986	1.403.401

UTILIDAD NETA	\$ 902.944	\$ 883.573	\$ 831.657	\$ 662.984	\$ 576.655	\$ 2.447.173	\$ 2.529.402	\$ 2.606.316
----------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	---------------------	---------------------	---------------------

Tabla . Cuadro de resultados escenario 1

Flujo de fondos

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Aportes de capital	\$ -20.000.000								
Utilidad neta		\$ 996.456	\$ 1.061.817	\$ 1.102.101	\$ 1.063.943	\$ 1.112.636	\$ 3.269.861	\$ 3.512.784	\$ 3.769.206
IVA Inversión	\$ -3.346.733								
Amort inversiones		\$ 3.591.122	\$ 3.591.122	\$ 3.591.122	\$ 3.591.122	\$ 3.591.122	\$ 2.234.061	\$ 2.234.061	\$ 2.234.061
Flujo de fondos neto	\$ -23.346.733	\$ 4.587.579	\$ 4.652.939	\$ 4.693.224	\$ 4.655.066	\$ 4.703.758	\$ 5.503.922	\$ 5.746.845	\$ 6.003.267
FLUJO AL AÑO 0	\$ -23.346.733	\$ 4.056.215	\$ 3.637.493	\$ 3.244.019	\$ 2.844.955	\$ 2.541.745	\$ 2.629.642	\$ 2.427.679	\$ 2.242.264
TASA	0	1,131	1,279161	1,446731091	1,636252864	1,850601989	2,09303085	2,3672178 91	2,677323435
FLUJO ACUM	-\$ 23.346.733	-\$ 19.290.519	-\$ 15.653.026	-\$ 12.409.006	-\$ 9.564.052	-\$ 7.022.307	-\$ 4.392.665	1.964.986	\$ 277.279

Tabla

A continuación en la Tabla 15 se realiza la comparación del flujo de fondos acumulado de cada escenario.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Escenario 1	\$ -23.346.733	\$ -19.290.519	\$ -15.653.026	\$ -12.409.006	\$ -9.564.052	\$ -7.022.307	\$ -4.392.665	\$ -1.964.986	\$ 277.279
Escenario 2	\$ -23.346.733	\$ -18.017.746	\$ -13.192.605	\$ -8.840.370	\$ -4.961.319	\$ -1.454.640	\$ 2.075.400	\$ 5.343.256	\$ 8.369.506
Escenario 3	\$ -23.346.733	\$ -17.025.363	\$ -11.274.212	\$ -6.057.900	\$ -1.372.562	\$ 2.886.477	\$ 7.118.558	\$ 11.041.502	\$ 14.679.026

Tabla

A continuación en la Figura 42 se desarrolla el flujo acumulado de cada escenario.

Figura

Bien claro queda en la Figura 42 que si se dieran las condiciones necesarias para una regulación efectiva en el país, es decir que se promuevan estos beneficios a las industrias, el retorno de la inversión en vez de 7 años estaría siendo de casi 3 años y medio.

Este periodo de repago tiene consigo un significado importante ya que si la política de turno diera este beneficio supongamos que al principio de su mandato, el inversor recuperaría la misma antes de finalizar el ciclo político y este factor tan influyente hoy en día sería absorbido por el tiempo de recupero.

Cabe destacar que esta escenario 3 es con una regulación distinta a la actual, esta sería que el que cogenera tendrá los mismos beneficios que una central térmica.

Por esto es importante el desarrollo siguiente, si se obtiene dicho beneficio analizamos si conviene realizar un aporte al sistema de energía eléctrica, con lo que conlleva la venta de energía eléctrica a la red y de vapor a la zona.

RIESGOS

Se realiza la simulación de Montecarlo con el fin de ver la influencia de las variables en la distribución del valor actual neto (VAN) para las distintas alternativas.

Escenario 1

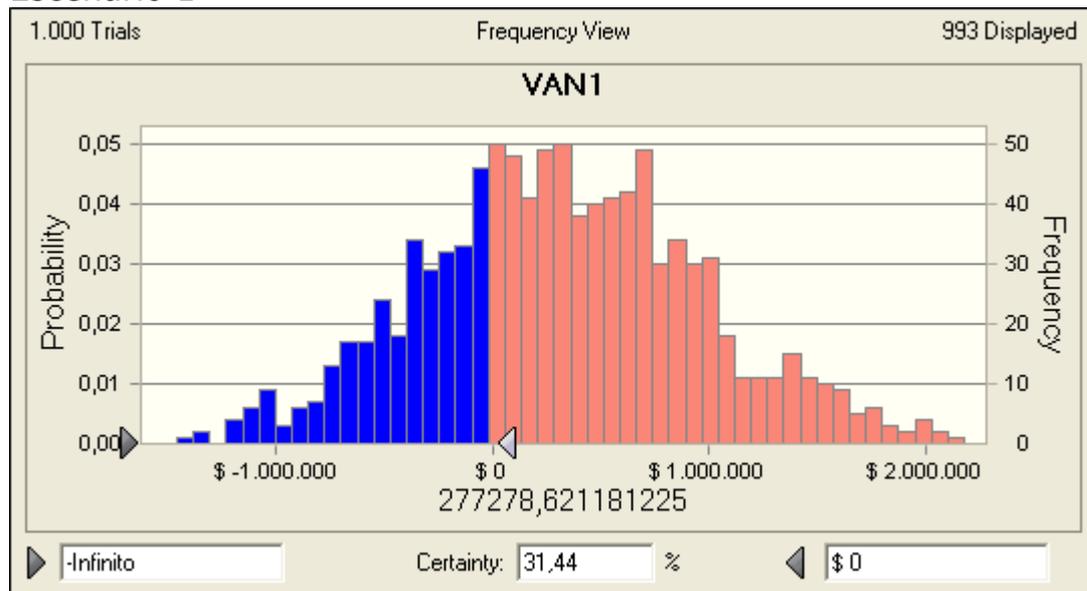


Figura Distribución del VAN escenario 1.

Se observa en la figura 43 la distribución del VAN para la situación actual con el cobro total del cargo. El inversor tiene una probabilidad de aproximadamente 32% de no recuperar la inversión y entrar en pérdidas.

Escenario 2

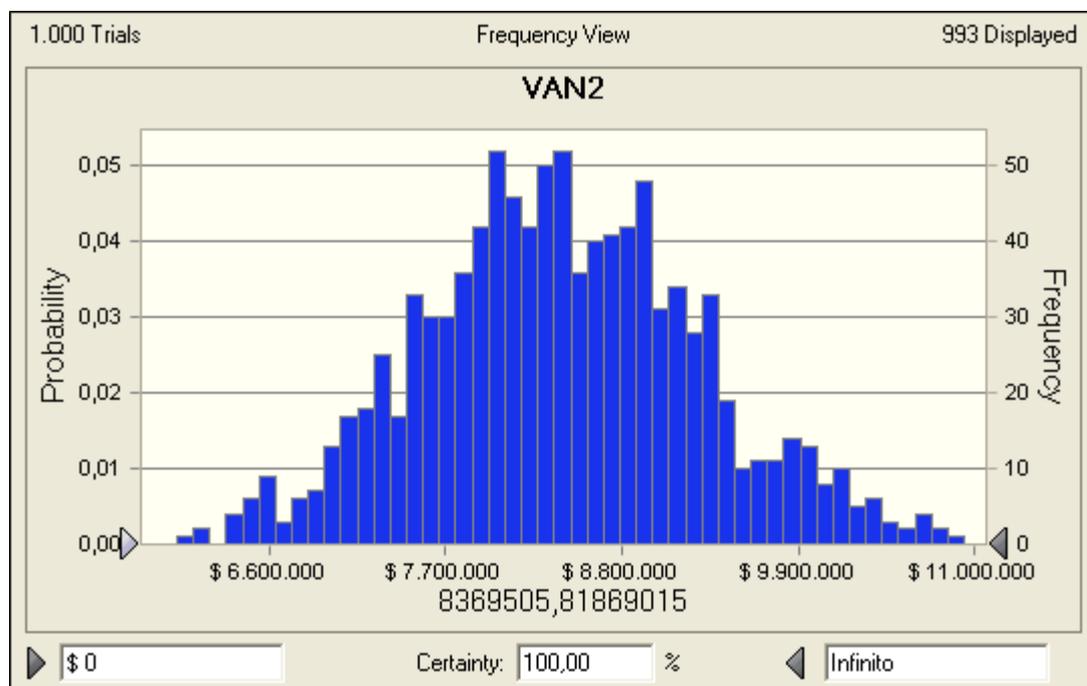


Figura Distribucion VAN escenario 2

Se observa que en esta situación el inversor no tiene probabilidades de perder dinero. El VAN promedio para este caso es de 8MM U\$U.

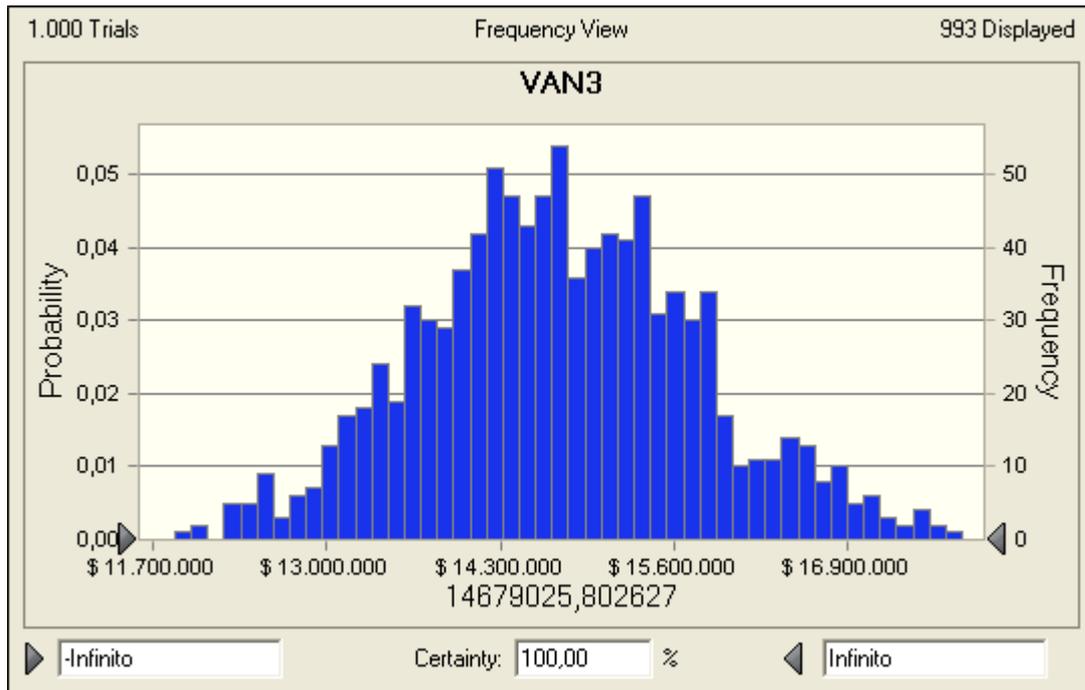


Figura Distribucion VAN escenario 3.

Para este caso el VAN es el mas alto, y tampoco hay probabilidades de perdida.

Alternativa 2: TG+HRSG+TV

Se analiza el caso de un sistema de cogeneración de alta eficiencia. Para este se coloca una turbina de gas (TG) antes de la caldera de alta presión. El gas natural que se utiliza como combustible, ahora se lo utiliza para expandirse en la TG, la temperatura a la salida de los gases de combustión es de aproximadamente 590 °C, en este punto entran a la caldera de alta presión para generar vapor a una presión 100 bar y 500 °C. Luego dicho vapor se expande en la turbina de vapor hasta la presión de operación de los consumos. El rendimiento en este caso aumenta notablemente.

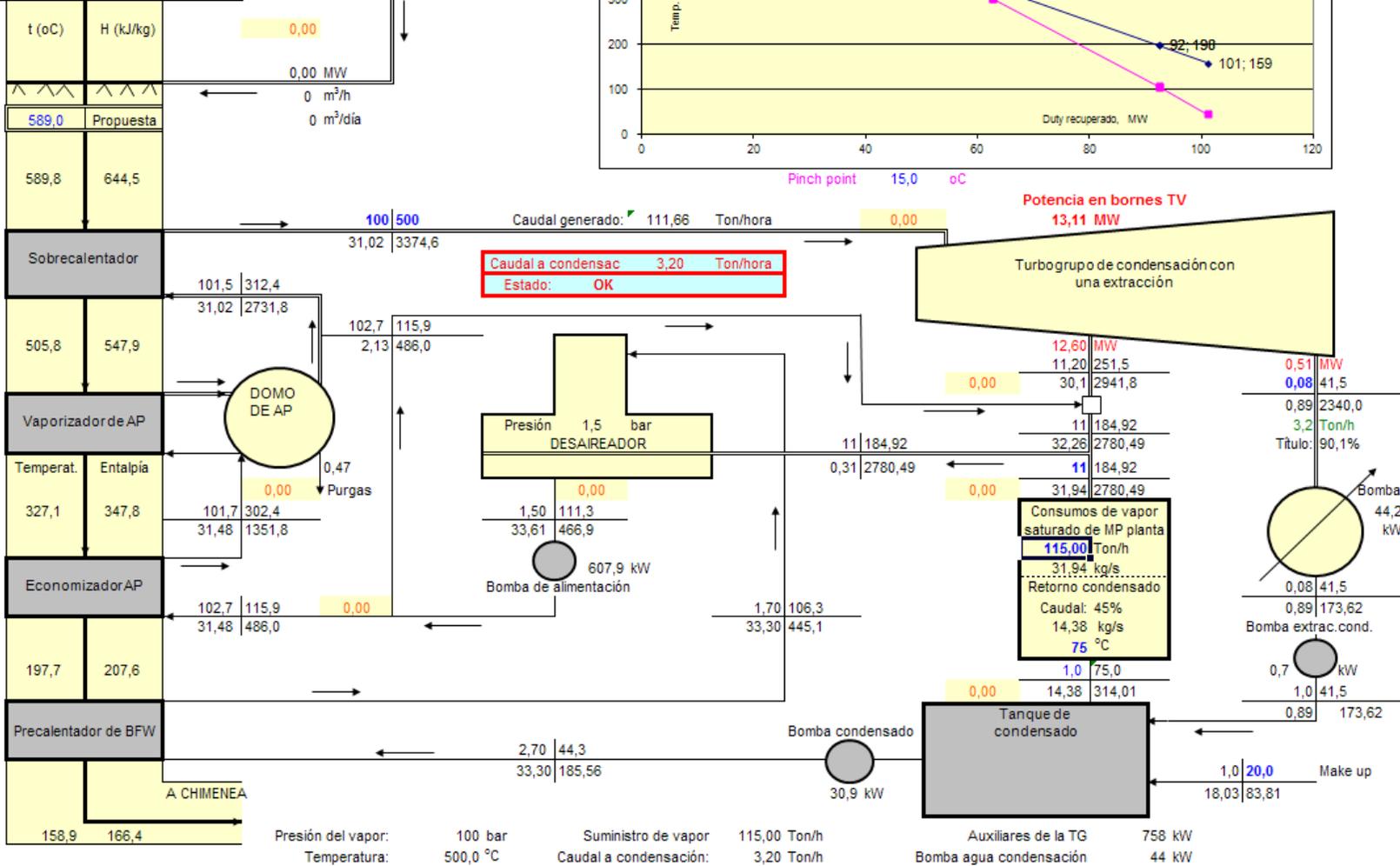
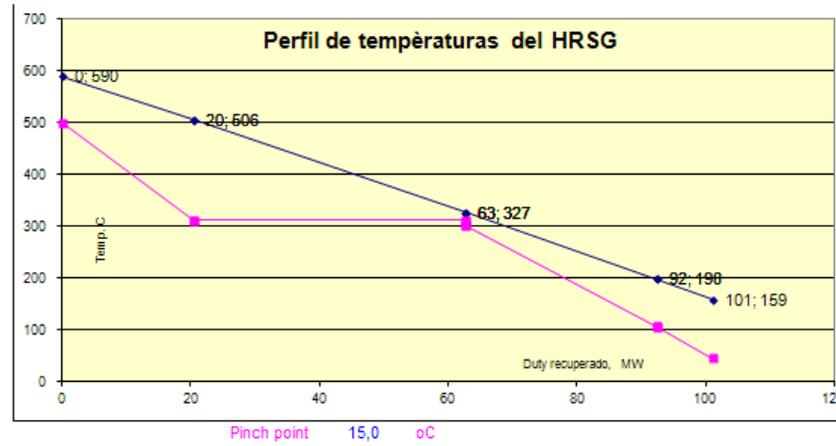
A continuación presentamos el perfil de temperaturas de la caldera necesaria para aprovechar todo el calor de los gases de combustión a la salida de la TG. En línea azul oscura se grafica el perfil de temperaturas de los gases de combustión a medida que pasan por el sobrecalentador, vaporizador de AP y economizador. El objetivo es llegar a que el Pinch (diferencia de temperaturas entre gases de combustión y vapor) sea lo mas chico posible, un valor de 15°C es lo mejor.

Figura

En la figura siguiente se muestra en diagrama de bloques el simulador para determinar la tecnología siguiendo los mismos pasos que para la alternativa 1.

Modelo simplificado de evaluación HRSG 1 presión + TV. Vapor de 100 bar, 500°C

Número:	236	17,1	Rel.compre	9,767 MWh/Dm ³ ζ	8400	PCI
TURBOGRUPO:	V64.3A	35,64%				
Potencia:	75,77	MW.efect		212,57 MW	←	212,57 MW (PCI)
Caudal gases:	211,50	kg/s		21763 m ³ /h		21763 m ³ /h
Temperatura gases:	589,8	oC		522303 m ³ /día		522303 m ³ /día
Número de unidades:	1					



Figura

Datos operativos

El total de la potencia generada en bornes es de 88 MW y de la energía térmica es el requerido por los consumos térmicos.

Análisis económico alternativa 2

La inversión inicial para esta alternativa es de 106 MM U\$U hecha con inversión propia en un 40% y de terceros el 60% con una tasa de interés del 10%. Esta alternativa requiere una inversión inicial mayor ya que la tecnología requerida es de alta envergadura.

Ingresos: Además de los ahorros, al generar mas energía eléctrica que la que se consume, se la vende al mercado eléctrico al precio monomico.

Del análisis económico surge un VAN de 68MMU\$U.

Conclusiones:

Debido a que el gas natural es la materia prima principal para proyectos de cogeneración, este se transforma en una limitante importante. Los cortes de abastecimiento en invierno que han sido graficados en el capítulo 5 son importantes y esta falta de suministro no es alentadora para la cogeneración. A esto último hay que sumar que no se ha invertido en el transporte de gas a los niveles necesarios ante una demanda creciente para evitar los cortes en los últimos años.

Asimismo las reservas de gas natural convencional de nuestro país se encuentran al límite del agotamiento. Esta situación entre otras cosas se da por la gran ineficiencia en la producción de energía eléctrica, falta de inversiones en exploración de nuevos yacimientos, etc.

Con el aumento de las importaciones, el decrecimiento en la producción en las cuencas de gas natural convencional y el descubrimiento del nuevo yacimiento en la provincia de Neuquén de tight gas y shale gas, nos da la pauta del fin de una época de gas y energía baratas en Argentina.

Es por esta razón que el objetivo de nuestro proyecto para alentar inversiones en el consumo eficiente tiene gran relevancia y potencial a nivel país.

Otra de las consideraciones que se deben realizar es la de poner orden de prioridades para realizar los cortes de suministro en la industria, otorgándole a aquel que cogenere un orden de prioridad de corte mayor que al resto. Esto repercute directamente en los proyectos en la tasa WACC debido a que se disminuye en porcentaje el riesgo político.

Por otra parte el país debería proporcionar políticas para la cogeneración de alta eficiencia, ya que requieren de gran inversión inicial pero tienen un gran ahorro de consumo energético. Asimismo debería haber muchos generadores distribuidos por todo

el país y no unas pocas centrales térmicas que distribuyan el total, ya que hay gran cantidad de pérdidas en la distribución de energía eléctrica.

Bibliografía

- Instituto Argentino para el Desarrollo Económico
www.idae.edu.ar
- International Energy Agency (IEA)
www.iea.org
- World Alliance for Decentralized Energy (WADE)
www.localpower.org
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC)
www.mityc.es
- Asociación española para la promoción de la cogeneración, [en línea] www.cogenspain.org
- Gas Natural
www.gasnatural.com
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE)
www.idae.es
- Asociación Española de Cogeneración (Acogen)
www.acogen.org
- Guía de la cogeneración
www.fenercom.com
- La cogeneración y la energía plus
Facultad de Ingeniería Facultad Nacional de La Plata
- Secretaria de Energía
www.energia.mecon.gov.ar
- Asociación Argentina de Presupuesto Y Administración Financiera Pública (ASAP)
www.asap.org.ar
- Ministerio de Economía y Finanzas Públicas
www.mecon.gov.ar
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)
www.cammesa.com
- Ente Regulador de la Electricidad (ENRE)
www.enre.gov.ar
- Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)
www.enargas.gov.ar
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)
www.iapg.org.ar

- Energía Argentina S.A
www.enarsa.com.ar
- Ing. Beljansky, Mariela (2010)
Bonos de Carbono. Posibilidades de financiamiento de proyectos de energía.
Grupo de Energía y Ambiente Facultad de Ingeniería UBA

Anexo N°1

Calculo de la reducción de emisiones globales

Combustión

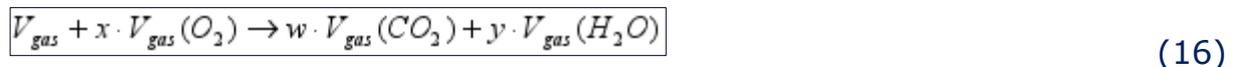
En una reacción de combustión de un determinado combustible o gas, la reacción se puede escribir como:



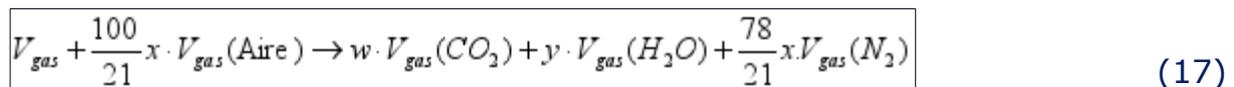
donde x, w e y son coeficientes estequiométricos que depende del gas utilizado. Por ejemplo, en el caso del metano:



De donde resulta $x=2$, $w=1$ e $y=2$. Para esta reacción, la Ec. (14) se puede escribir en términos de volúmenes de gas, en condiciones estándares ($T = 15^\circ\text{C}$ y $P = 1\text{Atm}$), tenemos:



Como el aire contiene 21% de oxígeno y 78% de nitrógeno, por cada volumen de oxígeno usado se requieren $100/21$ (aprox.5) volúmenes de aire. Por lo tanto en condiciones estequiométricas:



ε_{Est}

Si se cumple esta condición (condiciones estequiométricas) la proporción de en los gases de salida () será:

$$\boxed{\varepsilon_{\text{Est}} = \frac{V(\text{CO}_2)}{V(\text{producto})} = \frac{w \cdot V_{\text{gas}}(\text{CO}_2)}{V_{\text{gas}}\left(w + y + \frac{78}{21}x\right)} = \frac{w}{w + y + \frac{78}{21}x}} \quad (18)$$

Para referirnos a esta cantidad porcentualmente definimos

$$\boxed{P_{\text{CO}_2}^{\text{Est}} = \varepsilon_{\text{Est}} \cdot 100} \quad (19)$$

y .

CO_2

Si como ocurre usualmente, hay un exceso de aire en la combustión, el porcentaje en volumen de CO_2 , será menor que el valor indicado por la Ec. (18). El porcentaje de CO_2 en el aire es una medida del aire en exceso en la combustión.

En general, refiriéndonos a la reacción descrita por la Ec. (17), en condiciones no estequiométricas, podemos reescribir la ecuación de combustión agregando el exceso de aire

$$V_{gas}(combustible) + g \cdot V_{gas}(Aire) \rightarrow w \cdot V_{gas}(CO_2) + y \cdot V_{gas}(H_2O) + \frac{78}{21} \cdot x \cdot V_{gas}(N_2) + \left(g - \frac{100}{21} \cdot x\right) \cdot V_{gas}(Aire) \quad (20)$$

P_c

La cantidad de aire necesaria para quemar una unidad de masa o volumen de combustible, en condiciones estequiométrica, se defina como el poder comburífero, P_c . Según la Ecs. (17) y (18)

$$P_c = \frac{100}{21} x = 4,76 \cdot x \quad (21)$$

P_f

De manera análoga se define el poder fumífero, P_f , como la cantidad (volumen) de gases de salida, producidos por la combustión de una unidad de volumen de combustible en condiciones estándares. O sea el volumen de gases de

combustión generado, en condiciones estándares, por la combustión de 1m³ de

gas combustible, en condiciones estequiométricas, según la Ec.(20):

$$P_f(Est) = w + y + \frac{78}{21} x \quad (22)$$

y en general, condiciones no estequiométricas, según la Ec.(20):

$$P_f = w + y + g - x \quad (23)$$

Por lo que la disminución de emisión de dióxido de carbono viene dada por los metros cúbicos ahorrados.

Volumen de gas ahorrado en m³:

$$AEP_{m^3} = E_{ef} - Q_{in} - Q_{out} \cdot C(MWh) \times 859.845,2 (kcal/MWh) / 8300 (kcal/m^3)$$

Este volumen equivale a la disminución de emisión de dióxido de carbono.

Nuevo RD Régimen Especial

RD 661/2007

Los principales cambios respecto al marco anterior dados por el vigente RD 661 son:

- En términos generales, incrementos de la retribución, para permitir el cumplimiento de los objetivos.
- Retribución diferenciada según el tipo de recurso. Permitir instalaciones híbridas. Establecimiento de un sistema de certificación.
- Posibilitar la presencia de instalaciones pequeñas, favoreciendo la entrada de tecnologías emergentes como la gasificación.
- Exigencia de una eficiencia energética mínima. Favorecer económicamente la cogeneración.
- Posible prima a la co-combustión en centrales de régimen ordinario.

La eficiencia eléctrica equivalente (REE) es la base del criterio de evaluación de las plantas que se utiliza en el Real Decreto(RD) 661/2007.

La REE mínimo establecido en el Real Decreto 661/2007 de acuerdo a la tecnología y el combustible son:

- Combustibles líquidos en centrales con calderas 49%
- Combustibles líquidos en motores alternativos el 56%
- Los combustibles sólidos 49%
- El gas natural y GLP en motores alternativos el 55%
- El gas natural y GLP en turbinas de gas del 59%
- Otras tecnologías y combustibles 59%
- Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8 del 30%
- La biomasa y el biogás incluido en el grupo b.7 50%

Esto genera que en España tengan un sistema tarifario que beneficia al que realiza cogeneración,

Las tarifas reguladas con respecto a la potencia de la planta son (gas natural, 31 de julio 2008) las siguientes:

Potencia	Tarifa regulada (€ / MWh)
$P \leq 0,5$ MW	129,38
$0,5 < P \leq 1$ MW	106,169
$1 < P \leq 10$ MW	83,381
$10 < P \leq 25$ MW	79,022
$25 < P \leq 50$ MW	74,902

- Las horas pico: la generación de energía reactiva es recompensado.
Las horas valle: la absorción de energía reactiva es recompensado.

Tipo de PF	Factor de potencia	% de bonificación		
		Pico	Plano	Valle
inductivo	$Pf < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > Pf \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > Pf \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > Pf \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > Pf \geq 0,98$	0	2	0
	1,00	0	4	0
capacitiva	$1,00 > Pf \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > Pf \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > Pf \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > Pf \geq 0,95$	6	0	-3
	$Pf < 0,95$	8	-4	-4

- Las tarifas reguladas con respecto a la potencia de la planta son el siguiente (gas natural, 31 de julio 2008):

Potencia	Bonus de referencia (€ / MWh)
$1 < P \leq 10$ MW	34,913
$10 < P \leq 25$ MW	28,759
$25 < P \leq 50$ MW	25,579

Para las plantas con mayor potencia de 50 MW (con un máximo de 100 MW), se toma la misma bonificación entre el 25 y 50 MW, y se le hace una corrección.