



TESIS DE GRADO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

La cogeneración aplicada a la industria cerámica

*Descripción de la tecnología
Situación a nivel mundial y nacional
Estudio de factibilidad en Cerámica Alberdi (José C Paz)*

Autor: Joaquín Kirschbaum

Legajo: 44281

Director de Tesis: Félix Jonas

Resumen Ejecutivo

La actual crisis energética que sufre nuestro País conduce a la búsqueda de soluciones para suplir la demanda energética. En estos últimos años la industria local ha tenido un crecimiento importante, lo que trajo aparejado un incremento en el consumo de energía y por consiguiente problemas en el suministro de la misma. A su vez este crecimiento industrial genera un aumento de las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) en la atmósfera, con los efectos perjudiciales que estos traen. En este contexto se presenta la cogeneración como un mecanismo eficiente en cuanto a que contribuye al ahorro energético y disminuye los niveles de contaminación, y así poder ayudar a un crecimiento sostenible.

El objetivo de este trabajo es ahondar en el conocimiento de la cogeneración que si bien no es nueva en el mundo, en nuestro país está muy poco desarrollada. Por otra parte analizar la factibilidad técnica y económica de instalar una planta de cogeneración en la planta de Cerámica Alberdi de José C. Paz. Para ello en una primera parte se realiza una introducción sobre el concepto de cogeneración, cuáles son sus ventajas, sus desventajas, las tecnologías con las cuales se puede cogenerar y cuál es el desarrollo de esta en el mundo y en nuestro país. En este estudio se puede apreciar como algunos países han apostado al desarrollo de este mecanismo llegando a cogenerar hasta un 50% de la energía eléctrica como el caso de Dinamarca.

En la segunda y tercera parte se realiza un estudio del mercado energético argentino. El segundo capítulo hace hincapié en el mercado eléctrico, mientras que el tercero en el mercado del gas. En ambas partes se pone de manifiesto la crisis energética Argentina, con un mercado fuertemente regulado por el Estado. Enormes sumas de dinero en subsidios son destinados al mercado energético principalmente para poder mantener los precios bajos, lo cual ha producido aumentos en la demanda y estancamiento en la oferta. Por otro lado se puede observar el agotamiento en las reservas de gas natural y la falta de planes a largo plazo en materia energética. Se han realizado proyecciones de las principales variables como ser los precios de la energía eléctrica y del gas que han sido de utilidad para el estudio de factibilidad de la planta.

En la última parte de este trabajo se realiza el estudio de factibilidad de la planta de cogeneración en Cerámica Alberdi. Se plantean dos escenarios distintos, el primero es cubrir la demanda térmica cogenerable de la planta cerámica mientras que la segunda es cubrir la demanda eléctrica de la misma. Para cada caso se presentan varias turbinas de gas para poder determinar cual la configuración que más conviene. Los resultados muestran que la primera configuración es económicamente más factible, pero más allá de eso sigue siendo un alto riesgo invertir en el sector debido principalmente a las características del mercado energético y del marco regulatorio.

Abstract

The current energy crisis our country is facing leads to the search of solutions in order to meet energy demands. In the previous years the local industry has had an important growth, which entails an increase in the consumption of energy and causes consequent problems in its supply. This industrial growth produces in turn an increase in GHG emissions (greenhouse gases) into the atmosphere with the negative effects it brings. In this context cogeneration is presented as an efficient mechanism that contributes to energy saving and reduces the levels of pollution, thus leading to sustainable growth.

The aim of this work is to deepen the understanding of cogeneration, which despite not being new in the whole world is poorly developed in our country. Besides it also tends to analyze the technical and economic feasibility of installing a cogeneration plant in the company Cerámica Alberdi, in José C. Paz. To meet the objectives of this work an introduction to the concept of cogeneration is made, as well as mentioning the advantages and disadvantages, the technologies that can be used to cogenerate and its development in the world in general and in our country in particular. This work also shows how some countries have invested in the development of this mechanism, cogenerating up to a 50% of electricity in some countries such as Denmark.

The second and third part devotes to studying the energy market in Argentina. The second chapter focuses on the electricity market, while the third chapter deals to gas market. In both parts the energy crisis of Argentina becomes apparent, with a market which is strongly regulated by the State. Huge sums of money in subsidies are paid to energy market, principally to keep prices low, which has caused an increase in the demand and stagnation in the offer. On the other hand depletion in the reserves of natural gas and lack of long-term energy plans can be observed. Projections of the main variables, such as prices of electricity and gas, have been carried out, which have been very useful to study the feasibility of the plant.

The last part of this work shows the feasibility study of the cogeneration plant in Cerámica Alberdi. There are two different scenarios; the first covers the cogenerable thermal demand for the plant Cerámica while the second covers the electricity demand. For each case there are several gas turbines to determine which configuration is more appropriate. The results show that while the first configuration is economically more feasible, investing in the sector continues presenting a high risk, mainly for the characteristic of the energy market and the regulatory framework.

Índice

Capítulo 1: Introducción a la cogeneración	1
1. INTRODUCCION A LA COGENERACION.....	2
1.1. <i>Introducción</i>	2
1.1.1. Definición	3
1.1.2. Rentabilidad	4
1.1.3. Ventajas de la cogeneración	4
1.1.4. Desventajas	6
1.2. <i>Tecnología</i>	6
1.2.1. Turbinas de gas	9
1.2.2. Motores alternativos a gas	14
1.3. <i>Situación de la cogeneración en el mundo</i>	16
1.4. <i>Cogeneración en Argentina</i>	19
1.4.1. Ejemplos de plantas cogeneradoras en Argentina	22
1.5. <i>Proceso de producción de baldosas cerámicas</i>	22
1.5.1. Materias primas	23
1.5.2. Molienda por vía húmeda.....	23
1.5.3. Atomización	24
1.5.4. Prensado	26
1.5.5. Secado.....	26
1.5.6. Esmaltado.....	27
1.5.7. Cocción.....	27
1.5.8. Clasificación y embalado.....	28
1.6. <i>Consumos energéticos y emisiones contaminantes en el sector cerámico</i>	28
1.7. <i>Conclusión capítulo 1</i>	32
Capítulo 2: Estudio del Mercado Eléctrico Argentino.....	34
2. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO ARGENTINO	35
2.1. <i>Introducción</i>	35
2.2. <i>MEM</i>	36
2.3. <i>Principales actores</i>	37
2.3.1. Estado Nacional.....	37
2.3.2. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).....	38
2.3.3. Agentes del MEM.....	39
2.4. <i>Demanda</i>	39
2.4.1. Proyección de la demanda.....	41
2.5. <i>Oferta</i>	41
2.5.1. Proyección de la oferta	44
2.6. <i>Precio de la energía eléctrica</i>	44
2.6.1. Situación después de la crisis del 2001.....	45
2.6.2. Proyección del precio.....	47
2.7. <i>Subsidios</i>	49
2.8. <i>Energía Plus</i>	51
2.9. <i>Marco Regulatorio</i>	52
2.9.1. Barreras del marco regulatorio.....	53
2.10. <i>Conclusión capítulo 2</i>	54

Capítulo 3: Estudio del Mercado del gas Argentino	56
3. ESTUDIO DEL MERCADO DEL GAS ARGENTINO	57
3.1. <i>Introducción</i>	57
3.2. <i>Principales actores</i>	58
3.3. <i>Demanda</i>	59
3.3.1. <i>Proyección de la demanda</i>	61
3.4. <i>Precio del gas</i>	61
3.5. <i>Reservas de gas</i>	63
3.6. <i>Capacidad de transporte de gas</i>	64
3.7. <i>Conclusión capítulo 3</i>	66
Capítulo 4: Estudio de factibilidad de la planta de cogeneración.....	68
4. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA PLANTA DE COGENERACION.....	69
4.1. <i>Introducción</i>	69
4.2. <i>Requerimientos energéticos de la planta cerámica</i>	69
4.2.1. <i>Demanda de energía eléctrica</i>	69
4.2.2. <i>Demanda de energía térmica de la planta</i>	69
4.3. <i>Datos operacionales de la planta</i>	72
4.4. <i>Primer alternativa: satisfacer demanda térmica</i>	72
4.4.1. <i>Selección de la tecnología</i>	72
4.4.2. <i>Cálculo del calor útil generado por turbina</i>	74
4.4.3. <i>Cálculos de eficiencia</i>	76
4.4.4. <i>Emisiones de CO2</i>	79
4.5. <i>Análisis de factibilidad de la planta</i>	80
4.5.1. <i>Localización de la planta</i>	80
4.5.2. <i>Inversiones requeridas</i>	80
4.5.3. <i>Financiación</i>	83
4.5.4. <i>Cuadro de Resultados</i>	83
4.5.5. <i>Flujo de Fondos</i>	84
4.5.6. <i>Resultados obtenidos para las distintas turbinas</i>	87
4.6. <i>Estudio de riesgos</i>	87
4.7. <i>Conclusiones</i>	89
4.8. <i>Segunda alternativa: cubrir la demanda eléctrica</i>	90
4.8.1. <i>Selección de la tecnología</i>	90
4.8.2. <i>Resultados Obtenidos</i>	91
4.9. <i>Conclusiones finales</i>	93
5. BIBLIOGRAFÍA	94
6. ANEXOS	97
6.1. <i>Otras configuraciones de la cogeneración</i>	97
6.2. <i>Ciclo Otto teórico</i>	99
6.3. <i>Otros marcos regulatorios de la cogeneración</i>	100
6.4. <i>Algunos valores de referencia</i>	102
6.5. <i>Tabla de Demanda proyectada y resultados de la regresión</i>	104
6.6. <i>Tabla de la Proyección de la Potencia Instalada</i>	106
6.7. <i>Plan energético de Energía Eléctrica 2004-2013</i>	107
6.8. <i>Gráfico exceso de demanda</i>	108

6.9.	<i>Tabla de la proyección del precio de la energía eléctrica</i>	109
6.10.	<i>Producción de gas Natural.....</i>	109
6.11.	<i>Algunas especificaciones de Turbinas a gas y motores a gas</i>	111

Capitulo 1: Introducción a la cogeneración

1. INTRODUCCION A LA COGENERACION

1.1. Introducción

Las preocupaciones ambientales sobre nuestro planeta se han incrementado dramáticamente en los últimos años y están ahora entre los más graves desafíos para el bienestar de la humanidad en todo el mundo.

El sector industrial se ha convertido en uno de los centros de atención para implementar acciones concretas para minimizar la problemática ambiental. Un factor importante en el ámbito industrial es la adecuación energética de los centros productivos para poder alcanzar sostenibilidad.

La explotación y la utilización de recursos naturales como el petróleo, el gas natural, entre otros, dejan bastante que desear. Cuando se estudian los procesos que incluyen el uso de estos bienes o se conocen procesos productivos más íntimamente se descubre una serie de factores como ser contaminaciones secundarias, bajos rendimientos, pérdidas energéticas, entre otras, que dan fe de que la explotación de estos es muy defectuosa. Esta realidad hace que poco a poco aparezca una nueva concepción y un nuevo planteamiento sobre el uso de estos. No podemos aspirar a mantener las reservas de petróleo o gas natural si nuestros procesos energéticos mantienen el ritmo actual de consumo. Difícilmente seremos ambientalmente sostenibles si apostamos por la explotación de los recursos no renovables sin desarrollar y promocionar técnicas viables de aprovechamiento de energías alternativas o mediante la implantación de sistemas de gestión de la energía que posibilite la optimización energética de los procesos industriales involucrados. La demanda mundial de energía (2005) crecerá aproximadamente un 50% hasta el 2030 si no se modifican las políticas energéticas, sobre todo de los países que más consumen. Los hidrocarburos seguirán siendo la fuente energética más importante dentro de 20 años, siendo la demanda de petróleo y gas natural de un 60% del total de la energía según se puede ver en la Figura 1.1.

Ante este escenario se propone la implementación de técnicas de cogeneración como un ejemplo de ayuda a la solución del panorama energético y, básicamente ambiental con el que nos enfrentamos hoy en día. En esta primera parte del trabajo se pretende dar un panorama general de la cogeneración, cual es la tecnología utilizada, en que se basa su funcionamiento, algunas de sus ventajas y desventajas, y su situación en el mundo y en nuestro país.

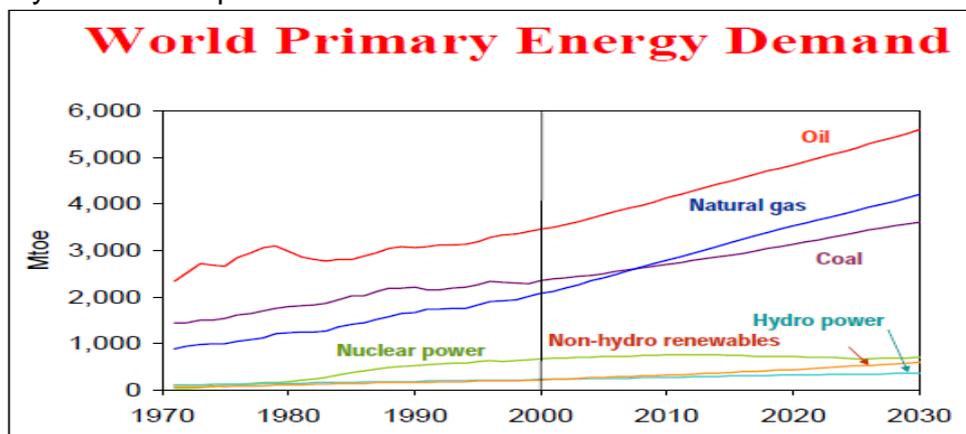


Figura 1.1: Demanda mundial de energía. Fuente: IEA

1.1.1. Definición

La cogeneración se define como la producción simultánea de energía mecánica (transformada en electricidad) y energía térmica útil, a diferencia de un sistema convencional que produce electricidad o energía térmica por separado. En otras palabras, los sistemas de cogeneración convierten la energía contenida en el combustible en 2 tipos de energías utilizables por la industria:

1.- Energía mecánica y/o eléctrica.

2.- Energía térmica, vapor útil o gases calientes para proceso.

Una de las características de la cogeneración es la utilización de los gases de escape que se generan durante el proceso de generación eléctrica y térmica, para ser utilizados en otros procesos industriales que necesitan de estos. Esto necesariamente implica la proximidad de la planta generadora a los consumos para evitar pérdidas en el transporte de energía térmica. De acuerdo con la termodinámica, todo proceso térmico de producción de electricidad obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor, ya que todo el calor absorbido no puede transformarse en trabajo. El objetivo de la cogeneración es que se pierda la menor cantidad de energía posible. Este aprovechamiento simultáneo (electricidad + calor), que conlleva un rendimiento global más elevado, es lo que la distingue de la autogeneración, en la cual no hay aprovechamiento térmico como efecto útil secundario como se comentó anteriormente.

Una central termoeléctrica tradicional transforma la energía química contenida en un combustible fósil en energía eléctrica. Normalmente se quema un combustible fósil (carbón, fuel óleo, gasóleo, gas natural) para producir una energía térmica, que es convertida en energía mecánica, que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica de alta calidad. Tradicionalmente la energía térmica se transformaba en mecánica mediante un ciclo de vapor o mediante una turbina de gas (estas últimas plantas llamadas de punta o de picos, por su facilidad para suministrar energía con rapidez en los momentos de mayor demanda). En las plantas más eficientes de este tipo el rendimiento en la producción de electricidad no supera el 45%, el resto se tira a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. La proporción de energía química convertida en energía eléctrica es baja porque la mayoría del calor se pierde al ser calor desechado de baja temperatura, o en otras palabras, tiene poca capacidad para desarrollar un trabajo útil en una central eléctrica. Pero la mayoría de los procesos industriales, comerciales o de servicios requieren calor a una temperatura relativamente baja, de forma que estos procesos sí que pueden aprovechar ese calor que de otra forma se desearía. De esta manera, estos procesos pueden de forma simultánea aprovechar el calor residual que se genera durante la producción de electricidad. Este diferente concepto de aprovechamiento energético es el que realizan las plantas de cogeneración, llegando a un rendimiento global que pueden oscilar entre el 75% y el 85% de la energía química contenida en el combustible.

La cogeneración moderna es un sistema tecnológico que incorpora diferentes principios, entre ellos la competitividad y la disminución de emisiones

contaminantes, los cuales están contemplados en las políticas de globalización económica regional, así como la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable.

El propósito principal de la cogeneración es lograr un mejor aprovechamiento de los combustibles primarios, razón por la cual se considera en los programas de ahorro de energía como una alternativa fundamental.

1.1.2. Rentabilidad

La rentabilidad de este tipo de instalaciones depende hoy en día de dos factores:

- El aprovechamiento térmico de la instalación. Sólo es posible la rentabilidad si hay un aprovechamiento térmico adecuado, es decir, si la instalación industrial a la que está asociada es capaz de utilizar de forma rentable toda la energía térmica que produce la planta de cogeneración.
- La prima eléctrica. En algunas ocasiones, con los precios del mercado, incluso en el caso de un buen aprovechamiento térmico, se necesitará de un incentivo, una prima, sobre el precio de venta de la electricidad que garantice una tasa de retorno de la inversión razonable, o una rentabilidad atractiva, en los casos en los que la planta ya esté amortizada.

Otro factor no menos importante que influye en la rentabilidad de una planta de cogeneración son los gastos de explotación de la planta:

- Costos de mantenimiento
- Gastos de operación de la planta.

Por estos factores, es difícil competir con el precio y la comodidad de la electricidad de la red, ya que la cogeneración implica asumir riesgos, como la inversión, el coste adicional del equipo, y de la gestión de la planta y sus distintos contratos.

Por ello, y por las ventajas globales que tiene la cogeneración para la sociedad, se debe garantizar al cogenerador la compra de la electricidad y la aplicación de primas a la producción de electricidad. Es necesaria una reglamentación adecuada, para regular y resolver los numerosos puntos conflictivos que pueden presentarse en las relaciones cogenerador-compañía eléctrica. Es decir, garantizarle una rentabilidad y un periodo de amortización de la inversión conveniente.

1.1.3. Ventajas de la cogeneración

En los sistemas de cogeneración la energía empleada para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor a la utilizada en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que de un 100% de energía contenida en el combustible, en una termoeléctrica convencional sólo 33% se convierte en energía eléctrica, el resto, como ya se mencionó, se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas por transformación y

transmisión. En los sistemas de cogeneración se llega a aprovechar hasta un 85 % de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor al proceso (25-30% eléctrico y 50-55% térmico).

Cogeneración vs. Generación ordinaria

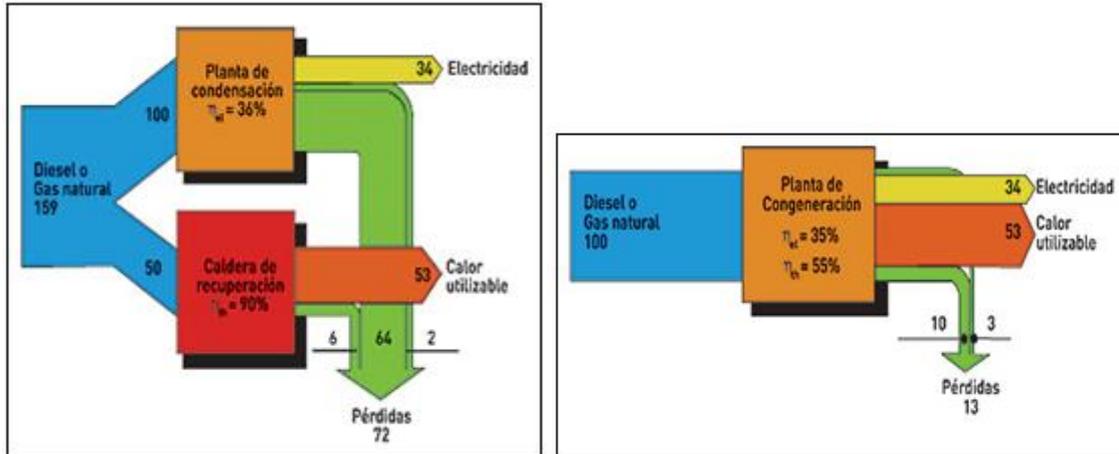


Figura 1.2. Cogeneración vs. Generación ordinaria. Fuente: Gas Natural Fenosa

Este proceso permite que el combustible que se agregue a un proceso, para generar energía eléctrica por cogeneración, sea mucho menor que el usado en las plantas convencionales de generación de energía eléctrica para la misma generación.

En términos generales, los beneficios potenciales de la cogeneración industrial son ampliamente reconocidos. Estos se pueden enfocar de diferente manera:

Desde el punto de vista de los intereses de una Nación

- ***Ahorros de energía primaria.*** Incrementando la capacidad de cogeneración en la industria, puede ayudar a reducir el consumo de combustibles que actualmente se usan en las plantas de generación de potencia. Se estima que con la instalación de una capacidad de 4,200 KW_e, en un período de 10 años, se podría lograr un ahorro acumulado, equivalente a 325 millones de barriles de petróleo crudo.
- ***Incremento de la eficiencia de distribución.*** Las pérdidas por transformación y distribución disminuyen al tener a los sistemas generadores ubicados en los centros de consumo. Con la misma base anterior se estiman ahorros de 1.3 TWh anuales.
- ***Difiere inversiones requeridas en ampliar la capacidad instalada en el país.*** Con los sistemas de cogeneración industrial se disminuye el crecimiento de la demanda, por lo que el crecimiento de la oferta se puede realizar más lentamente, lo que implica disminuir la velocidad de construcción de nuevas plantas generadoras.

- Reduce emisiones globales. Al disminuir globalmente el uso de energía primaria, produce que las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles disminuya, con el consiguiente beneficio.

Desde el punto de vista de los intereses de la industria

- Reducción de los costos de energía. Al utilizar el calor para la generación de potencia, los costos de la compra de energía eléctrica disminuyen considerablemente. Se ha estimado que la reducción en la facturación energética total puede alcanzar hasta un 50%.
- Más confiabilidad en el suministro de energía. Generando su propia energía, en su propia planta, le da más confiabilidad y autosuficiencia a su suministro de energía. Un sistema de cogeneración conectado en paralelo con la red eléctrica como respaldo garantiza la continuidad en el suministro de energía eléctrica.
- Mejora en la calidad de la energía suministrada. Se puede corregir inmediatamente cualquier desviación, fuera de lo normal, del voltaje o la frecuencia.

1.1.4. Desventajas

- Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión muy importante, que muchas compañías no están dispuestos a afrontar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.
- Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la utilización de empresas o personas bien capacitadas en esta área.
- En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos que son altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben de buscar contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto.

1.2. Tecnología

La tecnología que involucra la cogeneración ha sufrido grandes mejoras a lo largo de las últimas décadas. Estas mejoras vienen de la mano con la evolución que ha tenido cada uno de los elementos que constituyen una planta de cogeneración. Las mejoras más importantes que han desarrollado tienen que ver principalmente con lo que se refiere al rendimiento como en la reducción de las emisiones, lo que ha generado que en este último tiempo se implementen en muchos sectores de la industria generando mayor rentabilidad y un mayor cuidado del medio ambiente.

El parámetro más importante que tiene una planta de cogeneración es el rendimiento. A continuación se presentan una serie de los parámetros más comunes de eficiencia para poder evaluar la calidad en el diseño de una planta.

- Rendimiento eléctrico (RE): el rendimiento eléctrico es el cociente entre la energía eléctrica generada por la planta y la energía aportada por el combustible. En las centrales eléctricas este es el único rendimiento que se tiene en cuenta.

$$RE = \frac{E}{Q} \quad (1.1)$$

Donde,

E = energía eléctrica generada en un periodo [KWh]

Q = combustible consumido por la planta [KWh PCI]

- El rendimiento térmico (RV): se da entre el cociente del calor generado y la energía aportada por el combustible.

$$RV = \frac{V}{Q} \quad (1.2)$$

Donde,

V = Calor útil producido [KWh]

- Rendimiento Global (RG): en plantas de cogeneración también se utiliza este rendimiento, que proporciona una idea de la eficiencia de la planta como productora de electricidad y calor útil, y viene dado por:

$$RG = \frac{V + E}{Q} \quad (1.3)$$

- Rendimiento eléctrico equivalente (REE): permite comparar el rendimiento de una planta de cogeneración con el rendimiento de una central ordinaria.

$$REE = \frac{E}{\left(Q - \frac{V}{Ref\ H}\right)} \quad (1.4)$$

Donde, Ref H es el rendimiento térmico de la producción separada de calor. El valor de Ref H es un valor de referencia dependiendo del combustible empleado para la producción de calor. Por ejemplo para la producción de vapor o agua caliente con gas natural el valor es de 0,9, y para el uso directo de gases de escape el valor es de 0,82. Existe una tabla publicada por la UE incluyendo el tipo de combustible y tipo de transferencia del calor al proceso (ver anexo 6.4)

- Consumo de la energía primaria (EP) necesario para la producción separada de calor y electricidad:

$$EP = \frac{E}{Ref E} + \frac{V}{Ref H} \quad (1.5)$$

Donde Ref E es el rendimiento eléctrico de una planta eléctrica (ver anexo 6.4)

- Ahorro de energía primaria (AEP)

$$AEP = \frac{E}{Ref E} + \frac{V}{Ref H} - Q \quad (1.6)$$

- Ahorro porcentual de energía primaria (PES)

$$PES (\%) = \frac{AEP}{EP} \quad (1.7)$$

Estas últimas fórmulas son empleadas por agentes cogeneradores europeos con el fin de obtener algún tipo de beneficios. Mientras más eficientes sean sus plantas estos recibirán apoyo por parte del Estado. Si bien en Argentina estas últimas fórmulas (1.4, 1.5, 1.6, 1.7) no tienen influencia sobre un cogenerador, estas sirven de referencia para ver cuáles son los beneficios que la planta tiene.

Los principales elementos constituyentes de un sistema genérico de cogeneración son:

- Elemento motor primario
- Elemento de recuperación de calor de desperdicio
- Sistema de transmisión de energía
- Sistemas auxiliares (bombas, compresores, alternador, etc.)
- Sistema de control

El componente más importante es el motor primario o primotor, el cual convierte la energía del combustible en la energía que suministra. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor, las turbinas de gas y los motores de combustión interna o alternativos.

Existe una gran variedad de equipos para la recuperación del calor de desperdicio, por lo que la selección adecuada de éste dependerá del uso que se le necesite dar. Estos pueden ir, desde sistemas de baja presión de distribución de vapor a la salida de las extracciones de las turbinas, hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases producidos en una turbina de gas.

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del motor primario, la operación segura del sistema de recuperación de calor y en general para la operación eficiente del sistema.

Este trabajo se centrará en la investigación de aquellas tecnologías que sean aplicables a la industria cerámica, por lo cual se hará más hincapié en las turbinas de gas y en los motores alternativos a gas. Hay que tener en cuenta que las turbinas o motores a gas también pueden trabajar con otros combustibles como ser biogás, gas de vertedero, gas de mina, gas de síntesis, etc. En este caso no es de interés estudiar los casos nombrados anteriormente ya que Cerámica Alberdi utiliza gas natural para la fabricación de las baldosas cerámicas.

1.2.1. Turbinas de gas

Una turbina de gas es una turbomáquina, que está compuesta básicamente por un compresor, un quemador y una turbina como se puede ver en la Figura 1.3. El elemento principal es la turbina de gas, máquina rotativa que se acciona por la expansión de los gases de combustión y su presión. El modo de funcionamiento está basado en el principio del ciclo de Brayton (Figura 1.4). El aire que es tomado del ambiente es comprimido por el compresor 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. Los gases generados en esta reacción se expanden en la turbina haciéndola girar para de esta forma generar trabajo a través del accionamiento de un generador eléctrico que esta acoplado al eje de la turbina. Una parte de este trabajo es utilizado para la compresión del aire y la otra parte para generar electricidad a través del alternador. En una planta de cogeneración la energía residual en forma de caudal de gases calientes a elevada temperatura (aproximadamente 500°C), puede ser aprovechada para satisfacer las necesidades de un proceso productivo. En el caso de la industria cerámica son utilizados en un atomizador (secadero) que utiliza gases calientes a aproximadamente 500°C para el secado de la barbotina (se verá más adelante más detalladamente)

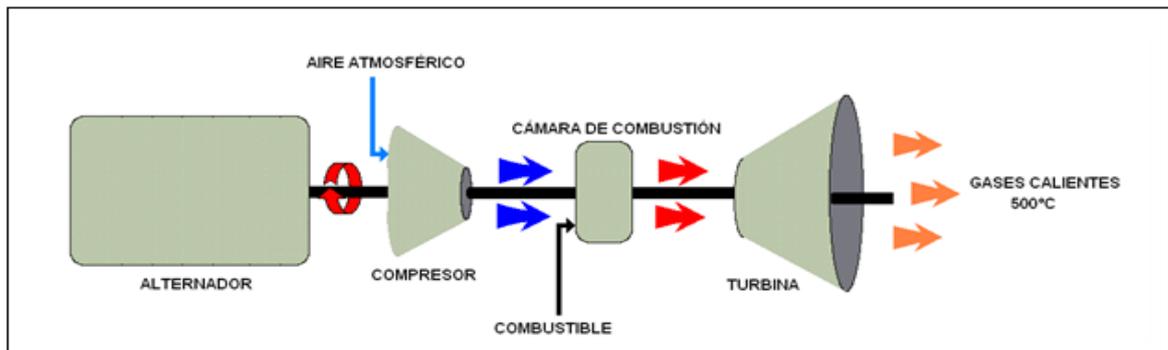
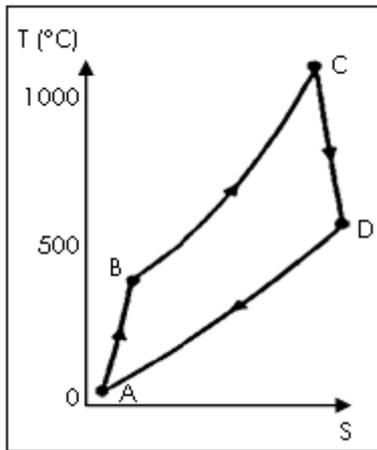


Figura 1.3: Esquema básico de una turbina de gas

Ciclo Brayton



A-B: Compresión adiabática ideal.
 B-C: Aporte de calor a presión cte.
 C-D: Expansión en la turbina. Generación de trabajo (W)

Figura 1.4: Ciclo de Brayton

Las turbinas de gas operan en base al principio de Brayton como se ve en la Figura 1.4. En la realidad el ciclo es abierto, es decir es muy difícil cerrar el ciclo (D-A), ya que se necesitarían muchísimos intercambiadores de calor. En la práctica se eliminan los gases calientes a la atmósfera a la temperatura D, o en su defecto son aprovechados por los sistemas de cogeneración satisfaciendo las necesidades de un proceso productivo. La generación de trabajo W (C-D) no es en su totalidad W útil, parte de este es utilizado para comprimir aire de A a B. Por lo tanto mientras mayor sea la temperatura en C (entrada a la turbina), mayor será el W de expansión y por ende mayor el W útil. Este aumento en el rendimiento está ligado al desarrollo de materiales más resistentes a las altas temperaturas (más refractarias) y a la mejora en los sistemas de refrigeración de las partes más calientes de la turbina.

En la figura 1.5 se puede apreciar la espectacular evolución que han tenido las turbinas de gas en los últimos cincuenta años. Este gráfico también nos da una idea de la relación que existe entre la temperatura de combustión y el rendimiento como se había comentado anteriormente.

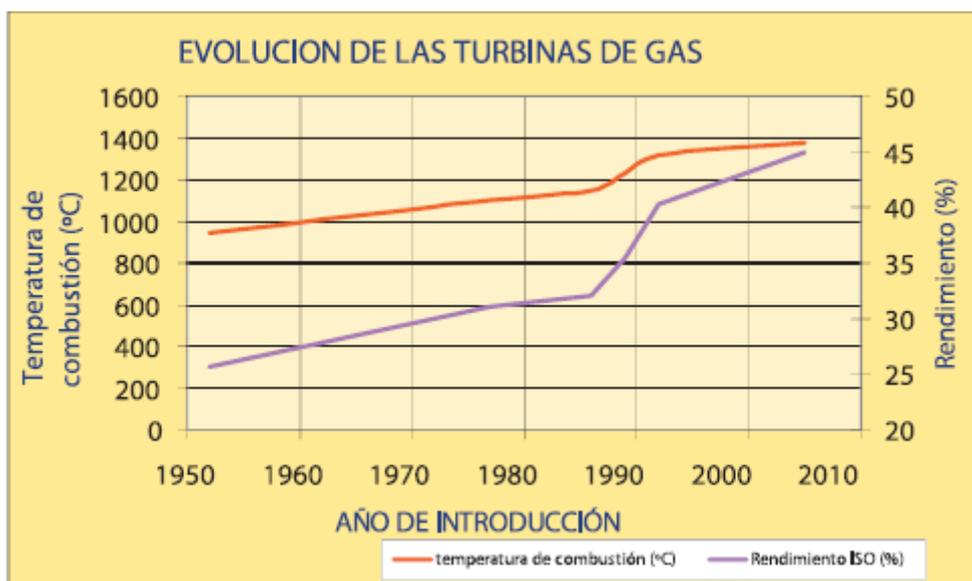


Figura 1.5: evolución de las turbinas de gas. Fuente: Guía de la Cogeneración

No es objetivo de este trabajo explicar cuál es el modo que los fabricantes de turbinas de gas hacen que estas sean más eficientes, es por este motivo que no se ahondará más en este aspecto.

Las turbinas de gas que son utilizadas para la generación de electricidad (también son utilizadas en la aviación) tienen una amplia gama de potencias posibles. Existen turbinas a partir de unos pocos KW de potencia (30 KW para las microturbinas) hasta turbinas de unos 500 MW. Esto nos da la pauta que estas podrían ser utilizadas en una gran variedad de industrias. Particularmente esta tecnología resulta apropiada cuando la cantidad de calor que se va a emplear en el proceso productivo es notable y cuando se requiere una alta disponibilidad en el suministro.

Cada industria tiene características especiales en sus procesos productivos, y las formas de adaptar esta tecnología a ellas es muy variada. Estas pueden ser ciclo simple en donde se aprovechan los gases de escape de las turbinas de gas, ciclo combinado en donde el vapor producido en una caldera es el encargado de accionar la turbina para la generación de energía eléctrica. Por otra parte están las plantas de ciclo abierto donde no hay aprovechamiento de los gases calientes y estos son largados a la atmósfera. En el anexo 6.1 se explican brevemente otros tipos de plantas de cogeneración existentes a modo de complementar la información.

En la industria cerámica el tipo de configuración es de ciclo simple, en donde se usa gas natural como combustible para accionar la turbina y generar electricidad, y los gases calientes son usados para alimentar el atomizador en el cual se seca la barbotina (arcilla con agua, desfloculante, etc.) obteniendo una arcilla con un nivel de humedad de aproximadamente un 5%.

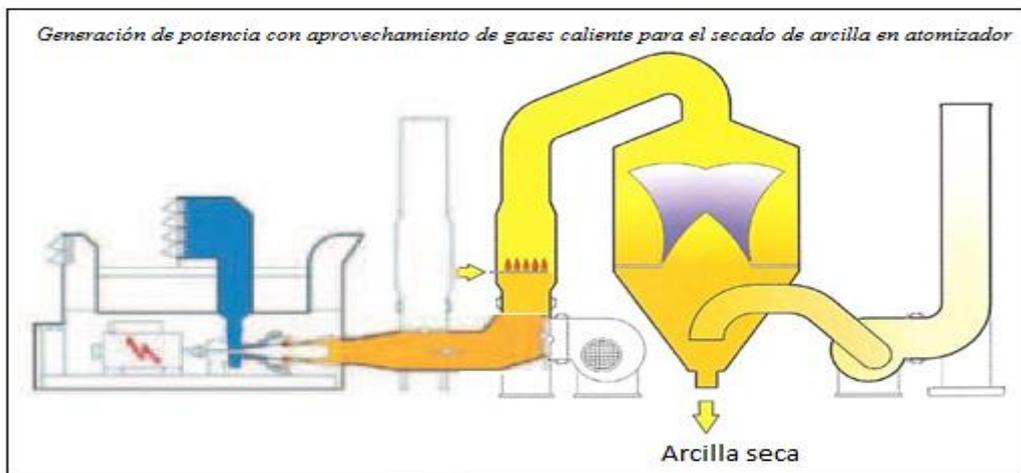


Figura 1.6. Sistema de cogeneración en la Industria Cerámica

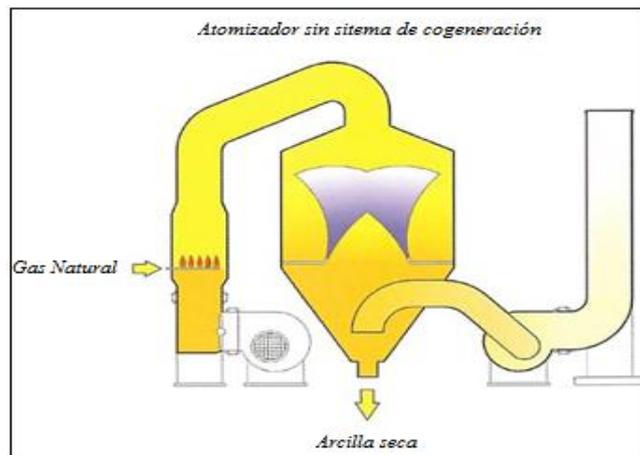


Figura 1.7: configuración convencional en la cerámica

Un factor importante a tener en cuenta en una planta de cogeneración, es su mantenimiento preventivo. La frecuencia de mantenimiento es de una a dos veces anuales según el modelo. Las turbinas de gas industriales cada 30000 a 60000 horas de uso necesitan de una operación llamada Overhaul, que consiste en la sustitución de algunos o todos los elementos de esta para que puedan completar otro ciclo de vida útil, recuperando parcial o totalmente las prestaciones originales.

Ejemplo de planta de cogeneración con turbinas de gas en planta de fabricación de baldosas cerámicas.

- Empresa: PAMESA
- País: España
- Año: 1994
- Características de la instalación: se diseña en función a la potencia térmica máxima requerida, ya que los excedentes de energía eléctrica son vendidos a la red. Se instalaron dos turbinas de gas que alimentan a 4 atomizadores, esto le da mayor flexibilidad.
Turbinas de gas: modelo Typhoon de EGT cuyas características más importantes son Potencia 4743 KW cada una, consumo de combustible 14.951 KW, caudal de gases de 19,5 kg/s, temperatura de gases de escape de 519 °C.
- Energía eléctrica autoconsumida
- Energía eléctrica exportada anual: 43.000 MWh.
- Consumo de gas natural anual: 225.000 MWh (térmicos) (21.000.000 Nm³ de GN aprox.)
- Energía térmica aprovechada en fábrica anual: 125.000 MWh.
- Retorno de la inversión estimado en 3 años.

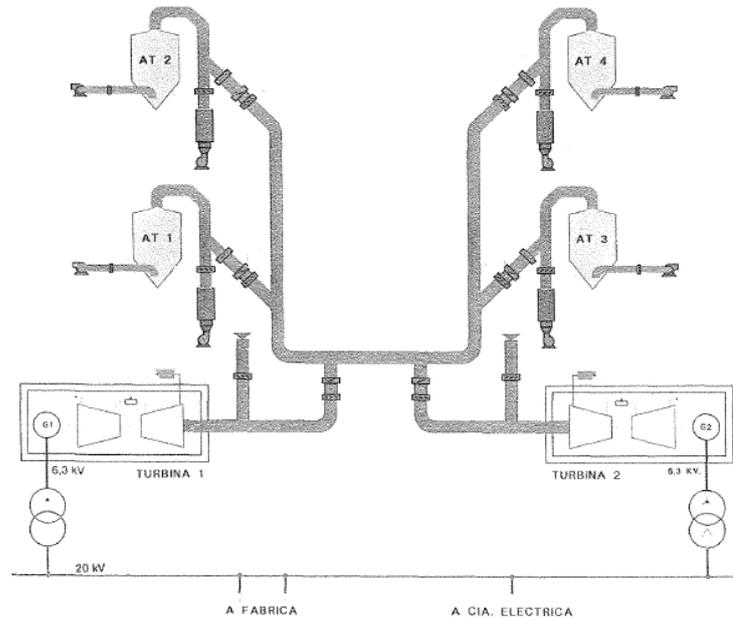


Figura 1.8. Fuente: Revista Dyna

En el siguiente cuadro pueden apreciarse algunas de las ventajas y desventajas que tienen las turbinas de gas con respecto a otras tecnologías usadas en plantas de cogeneración como ser motores a gas o turbinas de vapor.

Turbinas de gas
Ventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Pequeño peso y volumen en relación a su potencia. • Flexibilidad de operación. • Ausencia de movimientos alternativos y de rozamientos entre superficies sólidas (menos consumo de aceites lubricantes y menos problemas de equilibrado) • Su baja inercia térmica les permite alcanzar su plena carga en tiempos muy bajos (por ej. para picos de demanda) • Bajas necesidades de refrigeración (comparación con turbinas de vapor) • Mantenimiento sencillo • Elevada fiabilidad
Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo rendimiento (30 a 35%) – Motores alternativos (35 a 40%) – Turbinas de vapor (40%)

Tabla 1.1: ventajas y desventajas de turbinas de gas

1.2.2. Motores alternativos a gas

En los años 80 y 90 los motores alternativos a gas tuvieron una mayor participación en los sistemas de cogeneración debido a los altos rendimientos que estos han alcanzado sobre todo aquellos que están en el orden del MW. Sus rendimientos están entre un 35 y 40% con un bajo nivel de emisiones.

Al igual que los motores a nafta, el funcionamiento de estos se explica mediante el ciclo Otto (4 tiempos) con la diferencia de que el combustible en este caso es gas-aire.

En la figura 1.9 se puede observar el ciclo Otto desde el punto de vista termodinámico

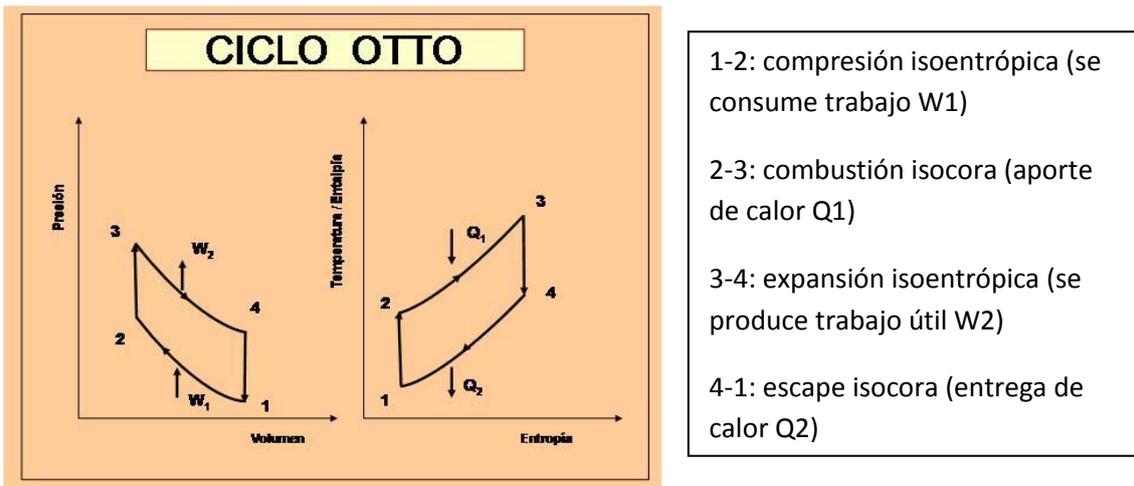


Figura 1.9: ciclo Otto Teórico. Fuente: Renovetec

El rendimiento del ciclo es:

$$(1.8) \quad \eta = 1 - \frac{Q_2}{Q_1} = 1 - \frac{(T_4 - T_1)}{(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_4}{T_3} = 1 - \frac{1}{\rho^{k-1}}$$

Donde ρ es la relación de compresión (en el anexo 6.2 se puede ver como se llega a la fórmula (1.8)). De esta forma se puede ver que el rendimiento depende de la relación de compresión, la cual no puede aumentarse a voluntad del diseñador ya que entra en juego el problema de la detonación. De todas maneras los últimos años ha habido una notable mejora en el rendimiento de los motores fundamentalmente debido al aumento en la relación de compresión, el trabajo con mezclas pobres (menores emisiones) y la mejora en control de combustión para evitar la detonación. Esta mejora se puede observar en la siguiente figura.

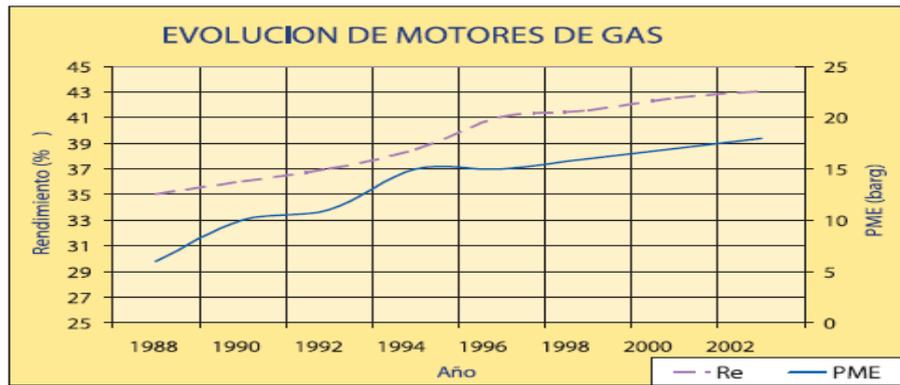


Figura 1.10: evolución de presiones medias efectivas y rendimientos en motores de gas.
Fuente: Guía de la Cogeneración

En la elección de un motor para una planta de cogeneración se tienen que tener varios parámetros en cuenta. Un criterio de selección puede ser el rendimiento eléctrico, o la demanda térmica que puede aportar, la velocidad de giro, el tamaño, etc. Probablemente si la electricidad que genera el motor en una planta de cogeneración es mayor que la que consume el proceso industrial y esta puede ser vendida a la red eléctrica a un precio conveniente, entonces probablemente el parámetro más importante a tener en cuenta sea el rendimiento eléctrico que tiene el motor.

Sin embargo hay que tener en cuenta que la base de la cogeneración está en el máximo aprovechamiento del calor generado por el motor. Existen cuatro fuentes de energía térmica que puede ser recuperada en el motor alternativo de gas:

- Gases de escape
- Agua de refrigeración de camisas (circuito de alta temperatura)
- Agua de refrigeración del aceite de lubricación (circuito de baja temperatura)
- Agua de refrigeración del aire comprimido por el turbocompresor (circuito de alta y baja temperatura)

La energía contenida en los gases escape es la más importante por su mayor temperatura (380°C y 450°C) y por lo tanto mayor facilidad en su aprovechamiento. Generalmente este calor es usado directamente a procesos de secado, vapor, aceite térmico, agua caliente, etc. Los circuitos de refrigeración no siempre pueden ser aprovechables ya que para ello deberá disponer demandas térmicas menores a los 100°C, las cuales no existen en todas las industrias. Particularmente este tipo de demandas no existen en la industria cerámica.

Ejemplo de planta de cogeneración con motor a gas en planta de fabricación de baldosas cerámicas

- Cerámica Empresa: La
- (Valladolid) País: España

- Motor: Wartsila,
modelo: 12v 25SG, potencia 2 motores de 1.100 KW con un rendimiento del 42,1%.
- Temperatura
de gases de escape: 408°C
- Caudal gases
de escape: 36200 kg/h

1.3. Situación de la cogeneración en el mundo

Según las proyecciones efectuadas por la Comisión Europea de investigación, durante el período 2000-2030 la demanda mundial de energía aumentará a un ritmo aproximado del 1,8% anual. Los países industrializados experimentarán una ralentización del crecimiento de su demanda energética, que pasará a situarse a un nivel cercano al 0,4%/año en la UE. A la inversa, la demanda energética de los países en vías de desarrollo crecerá rápidamente. Se espera que en 2030 más de la mitad de la demanda mundial de energía se origine en países en vías de desarrollo.

El sistema energético mundial seguirá estando dominado por los combustibles fósiles, los cuales representarán más del 60% del suministro total de energía en 2030. El petróleo se mantendrá como principal fuente de energía, seguido por el gas natural y el carbón. Las proyecciones muestran que el gas natural llegará a representar una cuarta parte del suministro energético mundial en 2030, como consecuencia de un incremento debido, principalmente a la generación de electricidad.

Se prevé que el mantenimiento del predominio de los combustibles fósiles implicará un incremento de las emisiones mundiales de CO₂ superior al crecimiento del consumo de energía (2,1% anual por término medio). En 2030 las emisiones mundiales de CO₂ serán más del doble de las registradas en 1990. De acuerdo a las proyecciones para 2030, en la UE estas emisiones serán superiores a las registradas en 1990 en un 18%, mientras que en los EE.UU. el aumento será de cerca del 50%. Los países en vías de desarrollo, cuyas emisiones de CO₂ sólo representaban un 30% del total en 1990, serán causantes en 2030 de más de la mitad de las emisiones mundiales.

La Agencia Internacional de la Energía estima que la potencia de cogeneración instalada a nivel global es de 330GW y representa un 10% de la electricidad producida. Alemania es un buen ejemplo de cogeneración, contando con una potencia instalada de 20.000MW y una cobertura de la demanda eléctrica con cogeneración del 12,5% y acelerando su implementación gracias a incentivos gubernamentales. Dinamarca también es un buen ejemplo ya que cuenta con más del 50% de la producción eléctrica de cogeneración. España a principios del 2009 contaba con 6200 MW instalados con cogeneración lo cual cubre un 12% de la demanda eléctrica total del año 2006 y representa un 6,5% de la capacidad de producción eléctrica. A su vez significa un ahorro en energía primaria estimada en 20.000 GWh/año con su correspondiente ahorro en emisiones de gases contaminantes estimados en 5 millones de tCO₂/año. El número de plantas instaladas en España a principios del 2009 era de 883 que en conjunto representan un rendimiento eléctrico del 29% y un rendimiento global del 80%. En España los subsectores más desarrollados en la cogeneración son las Papeleras (22%), las refinerías de petróleo (15%), la

química y petroquímica (13%), el sector de la alimentación (10%) y el sector de la construcción (9%) como se puede observar en la figura 1.11. Este último sector está básicamente constituido por fábricas de baldosas cerámicas, vidrio y cementeras. Hoy en día España es uno de los principales productores mundiales en este estos rubros (cerámica y vidrio) y sus empresarios se han volcado al uso de plantas de cogeneración por sus ventajas antes comentadas. Por supuesto que estas ventajas no tendrían por qué ser diferentes en los demás países del mundo, pero en general los empresarios de los países más desarrollados se han visto beneficiados por políticas medioambientales favorables permitiéndoles sobre todo un beneficio económico con el uso de esta tecnología.

Distribución de la energía cogenerada por sector industrial en España

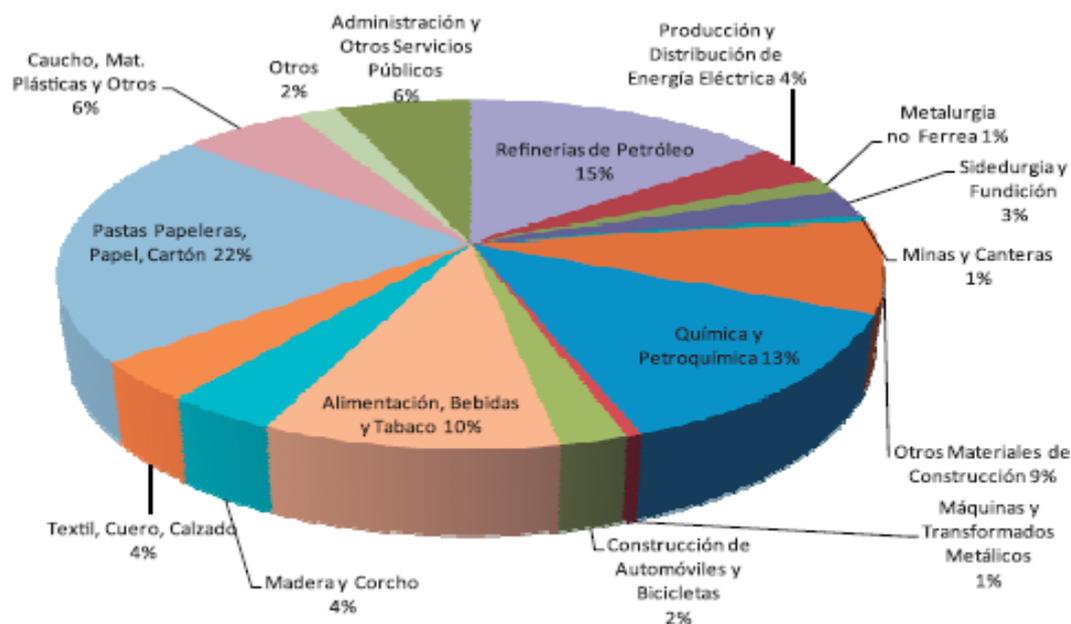


Figura 1.11. Distribución de la energía cogenerada por sector industrial en España Fuente: MITYC

Actualmente el potencial de cogeneración a realizar a Europa está estimado en 150GW. Los planes más ambiciosos indicada la posibilidad de doblar la capacidad instalada en el 2020.

El potencial de crecimiento que existe en los mercados emergentes es mayor que las perspectivas en el mundo desarrollado. Sólo en India, los sistemas integrados tienen el potencial de cogenerar bastante electricidad de los productos derivados del procesamiento de la caña de azúcar como para desempeñar un papel principal en satisfacer la creciente demanda de electricidad en ese país. Y en Brasil, los nuevos descubrimientos de gas frente a su costa sur oriental, junto con los incentivos regulatorios relativamente nuevos, ofrecen oportunidades de inversión en la cogeneración en Sao Paulo y Río de Janeiro

Las perspectivas futuras de comercialización de la cogeneración dependen de que se remuevan las barreras que regulan el mercado de la electricidad y que

se establezcan condiciones iguales para todas las formas de generación de electricidad. Se estima que si se copian o se siguen políticas similares a las que tomaron los países más exitosos en la implementación de cogeneración (ver Figura 1.12), el grupo del G13 podría pasar de un 10% en la cobertura de la demanda de electricidad de cogeneración a un 24% aproximadamente para el 2030.

Cobertura de la demanda de electricidad de cogeneración a nivel global

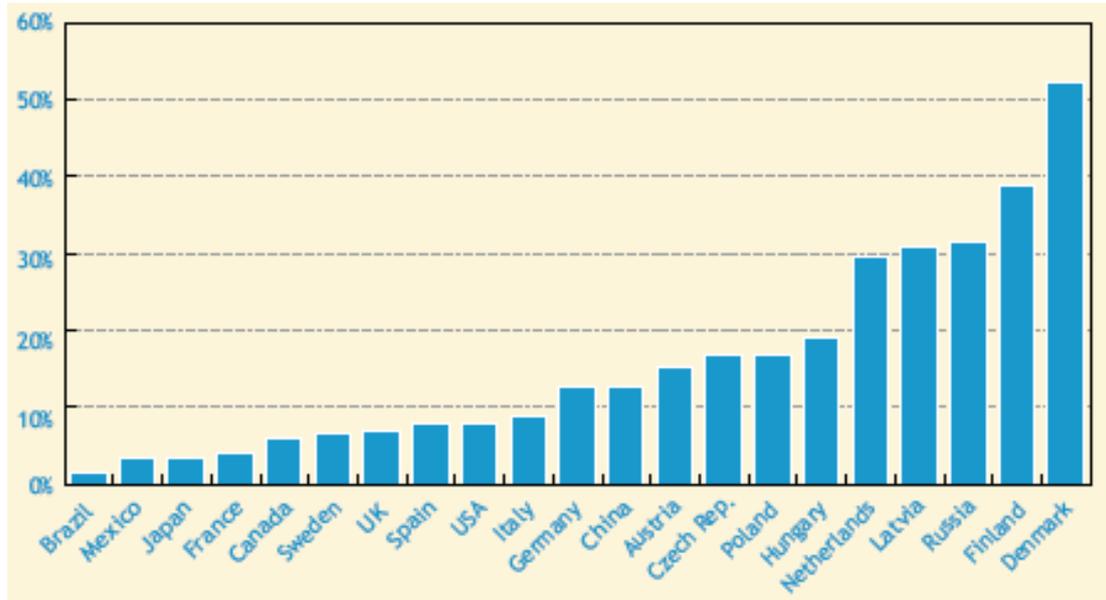


Figura 1.12. Cobertura de la demanda de electricidad de cogeneración a nivel global. Fuente: IEA

China e India tienen un peso relativo creciente en el comercio internacional de combustibles fósiles. El increíble ritmo de desarrollo económico que actualmente muestran está sobrepasando a todas las demás potencias mundiales, constituyendo necesidades de energía sumamente altas, que no producen en su totalidad. Según las proyecciones comentadas anteriormente, del 50% de aumento en la demanda de energía mundial en el periodo 2005-2030, China e India serán los responsables del 45% de ese aumento. Esta necesidad energética en su mayoría será cubierta por combustibles fósiles, lo cual implicaría un aumento en las emisiones de dióxido de carbono. Esto pone de manifiesto lo indispensable que es que se tomen medidas para mejorar la eficiencia energética, en primer lugar para bajar el costo de producción energética, disminuir la demanda de manera proporcional, así como frenar a corto plazo las emisiones de CO₂. Desde el punto de vista de la cogeneración se puede observar en la Figura 1.13 como India podría pasar de un 5% (2008) de cobertura de la demanda de electricidad (suministrada con cogeneración) a un 26% en el 2030 y China de un 13% a un 28%.

Las emisiones de CO₂ podrían reducirse más de un 4% hacia el 2015, lo que equivaldría a 170 millones de toneladas por año (Mt/año). Esta cifra representa un 40% de los objetivos del protocolo de Kyoto de la Unión Europea y de Estados Unidos. Las reducciones para el 2030 podrían ser mayores al 10%, unos 950 Mt/año de CO₂, lo que equivale a una vez y media la cantidad de CO₂ que emite India por año en la generación de energía.

Proyección de la cobertura de la demanda de electricidad de cogeneración en G13

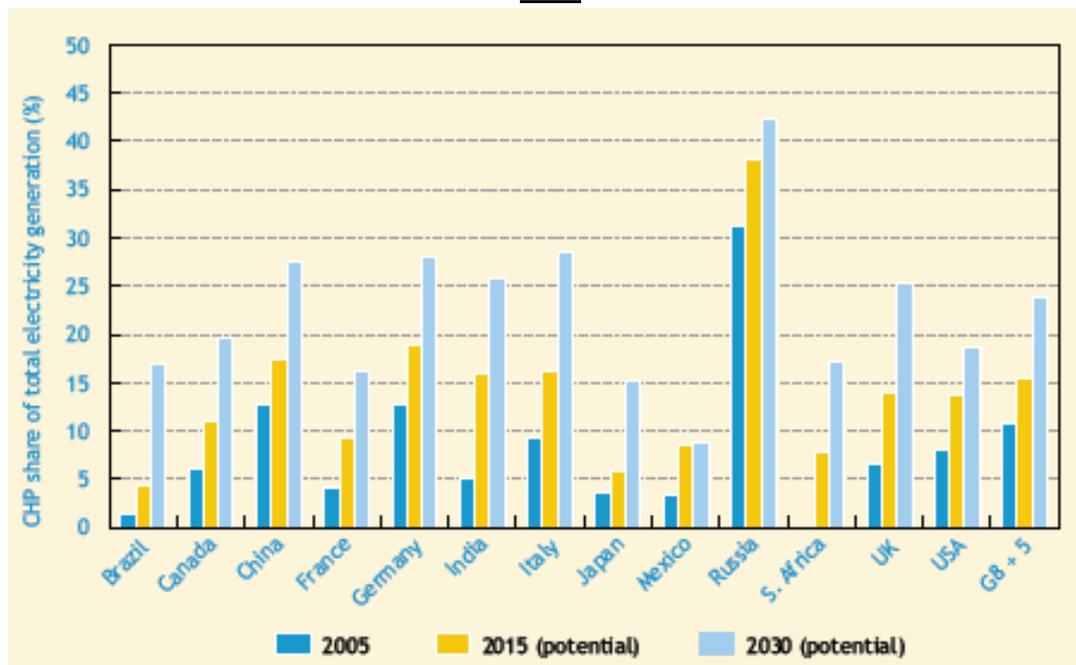


Figura 1.13. Proyección de la cobertura de la demanda de electricidad de cogeneración en G13
Fuente IEA

En materia legislativa, la cogeneración en Europa está regulada a través de la Directiva 2004/8/CE, cuyo objetivo es establecer un marco común transparente para promover y facilitar la instalación de centrales de cogeneración. A corto plazo, el objetivo de la ley es consolidar las instalaciones de cogeneración existentes y fomentar nuevas centrales. A medio y largo plazo, la Directiva pretende que se cree el marco necesario para que la cogeneración de alto rendimiento, destinada a reducir las emisiones de CO₂ y de otras sustancias, contribuya al desarrollo sostenible. Actualmente ya existen en ciertos Estados miembros, ejemplos de desarrollos reglamentarios, tales como en Bélgica (certificados verdes y cuotas de cogeneración), en España (nuevo decreto sobre la venta de la electricidad de cogeneración), o en Alemania (nueva ley sobre la cogeneración). En el Anexo 6.3 pueden verse algunos puntos importantes de las legislaciones española y norteamericana con respecto a la cogeneración.

1.4. Cogeneración en Argentina

Si bien la cogeneración es una tecnología conocida desde hace décadas con grados de desarrollos muy avanzados y con altas eficiencias de funcionamiento (en algunos casos por encima del 80%), en América Latina y más precisamente en Argentina no ha tenido un gran desarrollo desaprovechando de esta manera su potencial. En general el sector industrial de nuestro País tiene una demanda térmica diez veces superior a la eléctrica, por lo cual la opción de cogenerar es una buena alternativa para ayudar a resolver la crisis energética. Hacia mediados del siglo XX, con un sistema eléctrico que era un monopolio estatal en el cual los precios e inversiones dependían del gobierno, y en un

contexto donde los combustibles eran escasos, caros y de no muy segura disponibilidad, muchas empresas se volcaron a la cogeneración y la autogeneración para el suministro de electricidad lo cual les daba independencia de un sistema eléctrico poco confiable. En aquella época el combustible más utilizado era el fuel oil.

En 1992 con el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico, Ley Federal 24.065 se abrió la actividad eléctrica a manos privadas. Así se creó un mercado competitivo de generación en donde la máxima rentabilidad de cada generador está basada en la máxima reducción de sus costos. Esto trajo como consecuencia que los nuevos actores privados hagan nuevas inversiones con importantes mejoras en eficiencia y calidad del servicio. En este nuevo marco de competitividad los precios de suministro eléctrico bajaron a niveles poco comunes comparados con otros países del mundo. Entonces con un suministro de electricidad de calidad a bajo costo y confiable las industrias volvieron a obtener el mismo de la red, abandonando la autogeneración y la cogeneración.

Se han realizado algunos estudios sobre el potencial que ofrece la cogeneración en Argentina. Un ejemplo es un proyecto llamado "Propuesta de marco legislativo y evaluación técnico - económica para proyectos de cogeneración de carácter demostrativo en la Provincia de Buenos Aires", el cual estimó un potencial técnico 580 MW y el potencial técnico-económico (esto es, proyectos con retornos de la inversión inferiores a tres años) de 220 MW, para la Provincia de Buenos Aires. Otros proyectos han arrojado como resultados a nivel país que el potencial teórico total podría alcanzar unos 3750MW, lo que significaría unos 2730 GWh/mes de aporte adicional de la cogeneración al sistema centralizado. Este potencial teórico significaría aproximadamente un 30% del total generado en el MEM que es de aproximadamente 9270 GWh/mes (2009). En la figura siguiente se indican valores promedio del potencial generado por los diferentes sectores de la industria.

Estimación del Potencial cogenerado por la industria por sectores

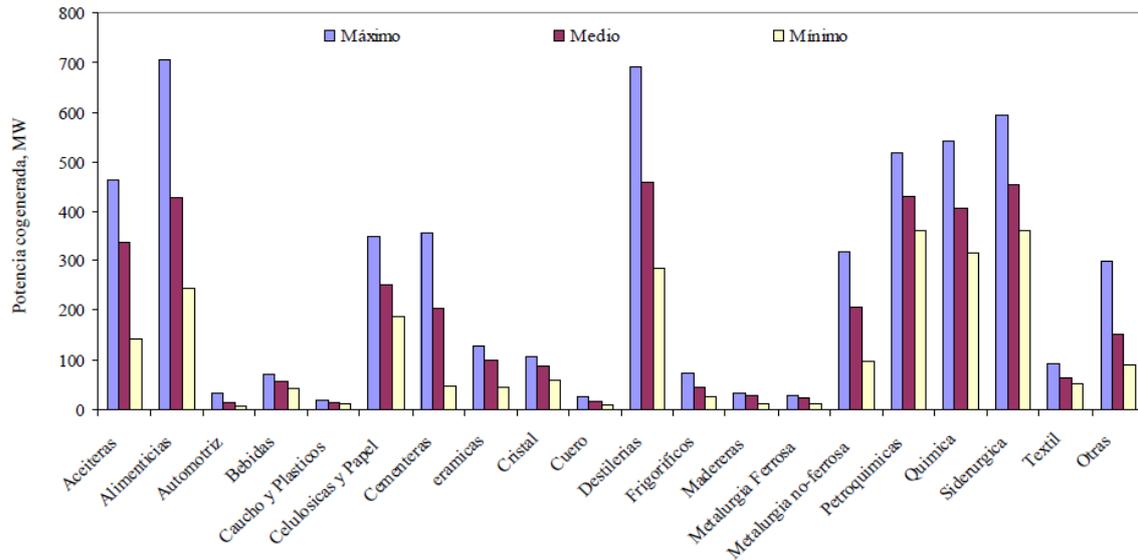


Figura 14. Estimación del Potencial cogenerado por la industria por sectores

A pesar del importante potencial de cogeneración que tiene argentina, su desarrollo es muy bajo y esto se debe a barreras de distintas índole, como ser:

- Barrera cultural: actitud indiferente respecto a la sustentabilidad por parte del cogenerador potencial, considerando que el Uso Racional de la Energía es un tema irrelevante que no le concierne.
- Barrera tecnológica: no se conoce con datos actualizados el potencial que puede ofrecer las tecnologías de cogeneración en nuestro país. Si bien hay algunos estudios sobre el tema, como los datos que se mostraron más arriba, estos no están actualizados. Para realizar inversiones en el mercado es necesario conocer cuál es el potencial, las ventajas técnicas, cual es el ahorro económico y energético, etc.
- Barrera de capacitación: con un mercado poco desarrollado en nuestro país, no es de esperarse que los servicios asociados a las plantas de cogeneración como ser servicios de ingeniería, de mantenimiento, de instalación, etc., sea de gran calidad. Esto repercute directamente en la confianza del inversor a la hora de decidir el ingreso o no al mercado.
- Barrera energética: uno de los combustibles más utilizados en las plantas de cogeneración es el gas natural. En los últimos años las reservas de comprobadas de hidrocarburos han disminuido de forma importante lo que genera incertidumbre en el suministro del combustible. Este tema se estudiará más a fondo en la segunda parte de este trabajo donde se realizará el estudio del mercado del gas en Argentina.
- Barrera regulatoria: el marco regulatorio no es el adecuado para el desarrollo de la cogeneración ya que a pesar de estar presente en la actual legislación eléctrica, no ha logrado el desarrollo que se pretende.

- Barrera económica: en este aspecto existen varias cosas que impiden el desarrollo del sector, como por ejemplo los bajos precios de las tarifas eléctricas subsidiadas por el estado, los altos costos de inversión, y por ende los largos periodos de retorno de la inversión. Todo esto es una gran barrera para el desarrollo de la cogeneración en la Argentina.

1.4.1. Ejemplos de plantas cogeneradoras en Argentina

1) CMS Ensenada S.A.

- i) Situada en el Sudeste de Buenos Aires, dentro de la Refinería La Plata de Repsol YPF
- ii) Operando en el MEM desde 1997
- iii) Consta de una Turbina de Gas marca General Electric, modelo MS9001, potencia efectiva 128 MW, caldera de recuperación de 225 Tn/h de vapor, consumo específico medio bruto 1309 kcal/kWh, consumo de auxiliares 1,5 %, consume gas natural y gas oil
- iv) Unidad de Ciclo Combinado
- v) Se conecta a las barras de 132 kV de la Estación Transformadora Dique de Edelap

2) Siderca

- i) Situada en Ramallo, Provincia de Buenos Aires
- ii) Operando en el MEM desde 1997
- iii) Consta de una Turbina de Gas marca General Electric, modelo MS9001EC, potencia efectiva 163.3 MW, consumo específico medio bruto 1220 kcal/kWh, consume gas natural y gas oil.
- iv) Se conecta a las barras de 220 kV de la Estación Transformadora Ramallo, propiedad de TRANSENER.

3) Centrales térmicas Mendoza S.A.

- i) Situada en Luján de Cuyo, provincia de Mendoza
- ii) Operando en el MEM desde 1998
- iii) Consta de dos turbinas de gas de 22.8 MW cada una, consumo específico medio bruto 1100 kcal/kWh, consume gas natural y gas oil
- iv) Abastece como principal cliente a Repsol-YPF de 150 Tn/h de vapor para procesos de la Refinería.
- v) Se conecta a las barras de 132 kV de la Estación Transformadora Luján de Cuyo, propiedad de Distrocuyo.

1.5. **Proceso de producción de baldosas cerámicas**

Para un mejor entendimiento del lector se realizará una descripción simplificada del proceso de producción cerámica. De esta forma se pretende que el lector entienda cuales son las distintas partes del proceso, 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 analizará la viabilidad de instalar una planta de cogeneración en Cerámica Alberdi (José C. Paz). El proceso en cuestión tiene muchas variantes, por lo que se explicará el proceso que emplea la planta de José C. Paz de Cerámica Alberdi.

El proceso puede resumirse en las siguientes etapas:

- Preparación de las materias primas
- Conformación y secado en crudo de la pieza
- Cocción
- Tratamientos adicionales
- Clasificación y embalaje

1.5.1. Materias primas

El proceso cerámico comienza con la selección de distintas materias primas que formarán parte de la composición de la pasta. Esta selección se hace de acuerdo a ciertas características que tiene que cumplir la pasta durante el proceso (capacidad de prensado, plasticidad, etc.) y como producto final (constancia dimensional, resistencia al ataque químico, resistencia a la abrasión, resistencia mecánica, etc.). Cada producto en particular tiene sus propias características, por ejemplo Cerámica Alberdi (José C. Paz) tiene tres tipos diferentes de productos: cerámica esmaltada, porcelanato y monoporosa cada uno con sus características por lo tanto cada uno de ellos tiene su propia fórmula de materias primas.

Las arcillas se almacenan al aire libre en contacto con el aire, lluvia, etc., para evitar cualquier tipo de reactividad no deseada. De allí se mezclan los distintos porcentajes de cada tipo de arcilla en tolvas (homogeneización) y a través de cintas transportadoras se manda la mezcla al molino.

1.5.2. Molienda por vía húmeda

Como se dijo anteriormente la materia prima ingresa al molino de bolas por una parte y se ingresa agua por otra parte. El objetivo de esta parte del proceso es aumentar la reactividad de los componentes y disminuir la incidencia de los defectos debido a las impurezas de las materias primas. La pasta resultante que se denomina barbotina es enviada a unos piletones donde se mezcla con agitadores para una mejor homogeneización de la pasta. A través de bombas la barbotina es enviada al atomizador.

Cerámica Alberdi (de ahora en adelante cada vez que se nombre cerámica Alberdi se hará referencia a la planta de José C. Paz), tiene dos molinos y dos atomizadores. Esto es debido a que hay dos naves industriales distintas, una posee dos hornos industriales que fabrican cerámica esmaltada y la otra posee un horno que fabrica porcelanato, monoporosa y cerámica esmaltada.



Figura 1.15: molino Cerámica Alberdi. Planta MC

1.5.3. Atomización

Desde los piletones la barbotina con un contenido en sólido entre el 60 y 70% y con una viscosidad adecuada, es bombeada por unas bombas de pistón al sistema de pulverización de la barbotina (figura 1.18) dentro del atomizador.

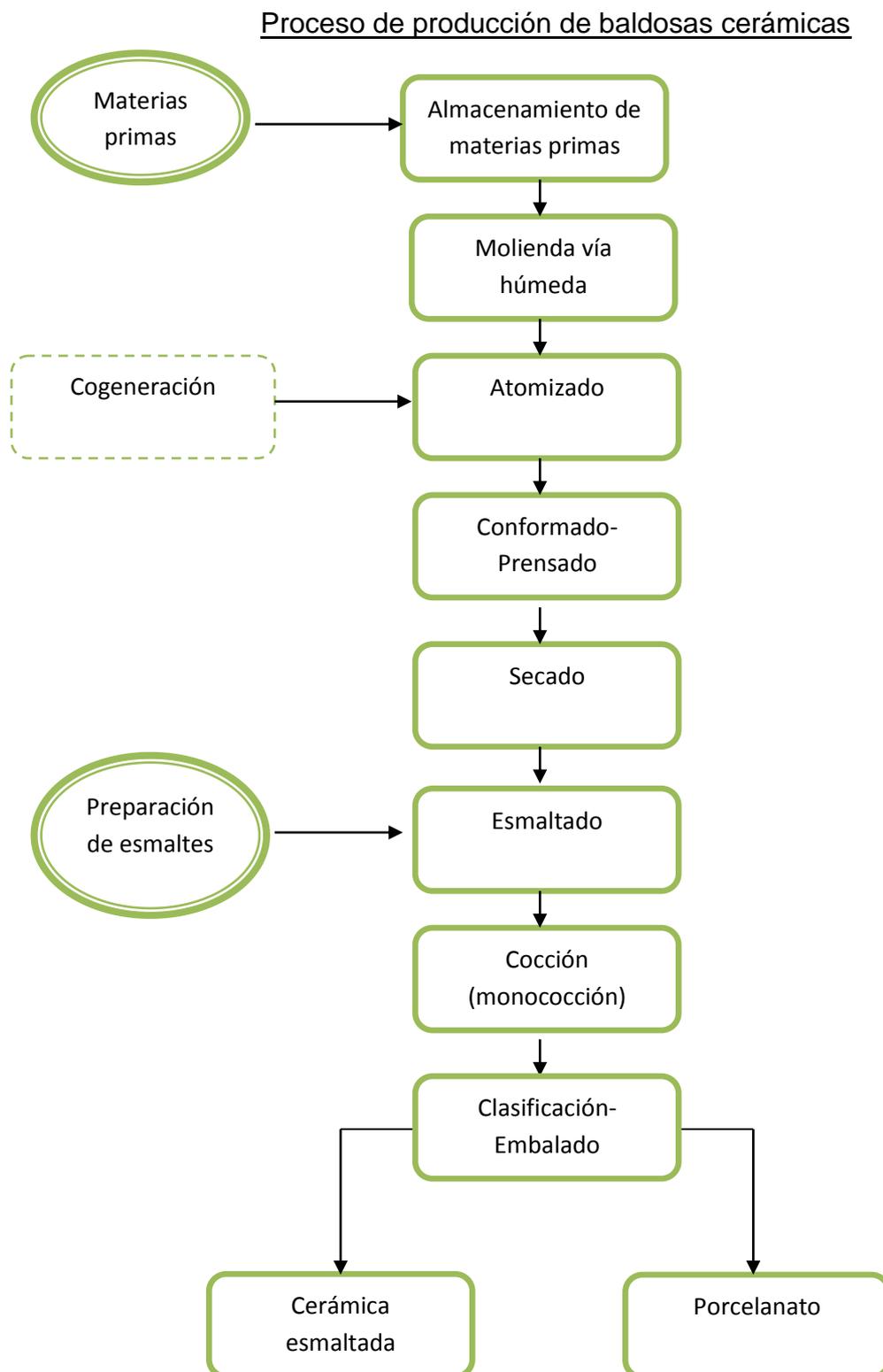


Figura 1.16. Proceso de producción de baldosas cerámicas

Como se ve en la figura la barbotina se atomiza muy finamente y se seca en contacto con una corriente de gases calientes (500-600°C) provenientes de un quemador convencional de aire-gas natural o gases de escape provenientes de la una planta de cogeneración. Por la parte inferior del atomizador cae sobre una cinta transportadora el granulado que es la arcilla con un nivel de humedad de entre 5 y 7%. Finalmente este granulado es almacenado en silos de almacenamiento durante más de 24 hs con la finalidad de homogeneizar la humedad del material.

La corriente de gases calientes es eliminada por la parte superior del atomizador con un alto grado de humedad.

El proceso de secado por atomización para la obtención del polvo atomizado, conlleva unas importantes ventajas (con respecto a la molienda en seco) que favorecen el desarrollo de las posteriores etapas del proceso de fabricación. Una de las ventajas más importantes es la obtención de gránulos más o menos esféricos, huecos en su interior y muy uniformes, lo que confiere al polvo atomizado una elevada fluidez, facilitando las operaciones de llenado de los moldes de las prensas y prensado de piezas de gran formato. Otras ventajas a destacar son la consecución de dos operaciones, secado y granulación, a la vez y con el mismo equipo y por otra parte el control de las variables del proceso presentan una gran simplicidad con un sistema totalmente automatizado.

El costo energético de este proceso de secado es muy elevado. Esto se verá en detalle más adelante. En algunos países el uso de sistemas de cogeneración hace que se pueda bajar el costo del proceso con el aprovechamiento de los gases de escape de la turbina o motor de gas supliendo la demanda de energía térmica del atomizador. Esto es justamente lo que se estudiará más en detalle en la cuarta sección del trabajo.



Figura 1.17: atomizador. Fuente: SACMI



Figura 1.18: atomizado de barbotina. Fuente: SACMI

1.5.4. Prensado

El prensado consiste en la conformación de la pieza mediante el uso de prensas hidráulicas. Estas prensas dan forma al material granular proveniente de los silos a una humedad adecuada por acción de una compresión mecánica. Realizan el movimiento del pistón contra la matriz por medio de la compresión de aceite y presentan una serie de características como ser: elevada fuerza de compactación, alta productividad, facilidad de regulación y constancia en el tiempo del ciclo de prensado establecido. De esta parte del proceso sale la forma final del producto como ser el tamaño, espesor, etc. Es importante que en el presando se lleve un control fino de las variables intervinientes (presión ejercida, humedad de la pasta, distribución granulométrica, los ciclos de la prensa, etc.), ya que en esta parte es donde se generan gran parte de los defectos del producto final, que terminan por afectar la calidad del mismo.

Una vez prensada la pieza, tenemos ya una apropiada microestructura en crudo de la pieza que le aporta una resistencia mecánica, densidad aparente y permeabilidad adecuada, una geometría uniforme respecto a tamaño y planaridad y una superficie adecuada (textura) pudiendo ser lisa o con relieve.



Figura 1.19: prensas hidráulicas

1.5.5. Secado

Durante el secado de la pieza prensada, las principales funciones son: eliminar la humedad de la pieza (quedan con una humedad del 0,2% al 0,5%), aumentar la resistencia mecánica en crudo y mantener una temperatura de las piezas constante (90-100°C) y adecuada para el posterior proceso de esmaltado. Cerámica Alberdi cuenta con secadores verticales como los que se pueden ver en la figura 1.20. En esta parte del proceso también hay gastos de energía térmica pero no son muy significativos en relación a los gastos del atomizador y del horno.



Figura 1.20: secadores verticales

1.5.6. Esmaltado

En el esmaltado (aplicación líquida en base acuosa) tanto del engobe como del esmalte, sus principales funciones son aportar una serie de propiedades superficiales como resistencia química, impermeabilidad, resistencia a la abrasión y conseguir las características estéticas y decorativas de la pieza. Cada esmalte tiene unas propiedades características debidas a las diferentes materias primas de su composición, con lo que poseen unas características de aplicación también definidas.

Aquí también se realiza la decoración serigráfica, que son diseños concretos y repetitivos sobre el bizcocho.

Esta etapa del proceso es donde se le da valor agregado al producto.



Figura 1.21: aplicación de esmalte al bizcocho. Fuente: ITC

1.5.7. Cocción

Una vez que la pieza sale de la línea de esmaltado, ingresa al horno. Esta etapa es una de las más importantes del proceso ya que aquí se definen muchas de las características del producto final como ser: resistencia mecánica, estabilidad dimensional, resistencia a los agentes químicos, resistencia al fuego, etc.

Algunas variables importantes a tener en cuenta en esta etapa son el ciclo térmico (temperatura - tiempo), la atmósfera del horno que debe adaptarse a cada composición y tecnología de fabricación, dependiendo de cuál sea el producto cerámico que quiere obtener.



Figura 1.22: horno industrial de 100 m de longitud Figura 1.23: sala computarizada de control del horno.

1.5.8. Clasificación y embalado

Por último con la etapa de clasificación y embalado finaliza el proceso de fabricación del producto cerámico. La clasificación se realiza mediante sistemas automáticos con equipos mecánicos y visión superficial de las piezas realizado por el personal. El resultado es un producto controlado en cuanto a su regularidad dimensional, aspecto superficial y características mecánicas y químicas.



Figura 1.24: sector de clasificación



Figura 1.25: paletizador automático

1.6. Consumos energéticos y emisiones contaminantes en el sector cerámico

El proceso de fabricación de baldosas cerámicas tiene un consumo intensivo de energía sobre todo térmica. En el proceso hay varias etapas en el que el producto es sometido a tratamientos térmicos. Los más importantes en lo que a estos consumos se refiere son, el proceso de atomizado y el proceso de cocción, y en menor medida el proceso de secado. El consumo de energía eléctrica no es tan grande como el anterior pero no deja de ser un consumo importante ya que esta es necesaria en todo el proceso de fabricación.

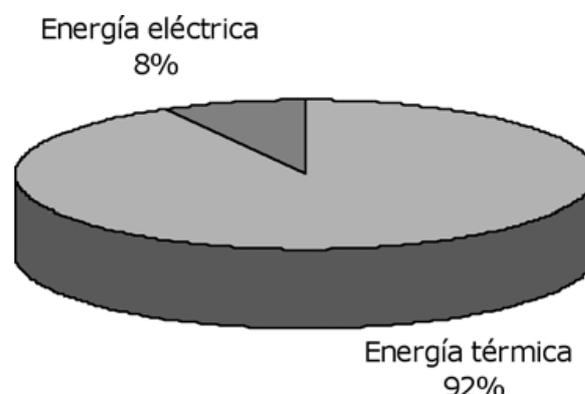


Figura 1.26: distribución de consumos energéticos en el sector de fabricación de baldosas cerámica de España en 2008. Fuente: Bol. Soc. Esp. Ceram. V.

Según un estudio realizado por el Boletín de la Sociedad Española de Cerámica y Vidrio hoy en día en España los costos energéticos totales en la fabricación de baldosas cerámicas (térmicos mas eléctricos) representan entre un 17% y un 20% de los costos directos medios de fabricación. Este número puede aumentar en algunos casos a un 25% dependiendo del tipo de producto cerámico fabricado. Estos costos están directamente relacionados con el costo del gas natural que en los últimos años ha tenido un gran aumento. Probablemente los costos energéticos en este tipo de fábricas en Argentina no representen un número tan grande debido a los fuertes subsidios provenientes del Estado en materia de energía térmica y eléctrica. Más adelante se analizarán los datos de Cerámica Alberdi donde se notará la diferencia porcentual en el costo final de la baldosa cerámica.

Los consumos de energía térmica divididos por proceso pueden apreciarse en la tabla 1.2. Estos datos fueron extraídos del estudio antes mencionado. Puede observarse la importancia de la atomización en lo que a consumos de energía térmica se refiere.

Consumo de energía térmica en KWh/tcocido en el proceso de fabricación cerámica en España

Proceso	Consumo (KWh/t cocido)	Porcentaje
Atomización	510	36%
Secado	125	9%
Cocción	793	55%
Total	1428	100%

Tabla 1.2. Consumo de energía térmica en KWh/tcocido en el proceso de fabricación cerámica en España. Fuente: Bol. Soc. Esp. Ceram. V.

Según otro estudio del Boletín de la Sociedad Española de Cerámica y Vidrio, las emisiones de dióxido de carbono en el sector de baldosas cerámicas en España han disminuido un 54% en los últimos 23 años como se ve en la Figura 1.27. Los principales cambios que han producido esta disminución de la contaminación son cambios tecnológicos orientados a mejorar la eficiencia en el uso de la energía. Entre los más importantes se pueden destacar el cambio de combustible (de fuelóleo a gas natural), la utilización de hornos de rodillos monoestrato, y el empleo creciente de sistemas de cogeneración. Actualmente en España el uso de estos sistemas de cogeneración es generalizado y alcanza prácticamente la máxima capacidad productiva.

Evolución de las emisiones específicas de dióxido de carbono en la industria cerámica en España



Figura 1.27: Evolución de las emisiones específicas de dióxido de carbono en la industria cerámica en España. Fuente: Bol. Soc. Esp. Ceram. V.

Hoy en día las emisiones de dióxido de carbono provienen principalmente de la combustión de gas natural, y en segundo lugar por la descomposición de los carbonatos presentes en las materia primas durante la etapa de cocción. El CO₂ es uno de los gases que provocan el cambio climático y el calentamiento global por lo cual han sido y siguen siendo objeto de fuerte seguimiento y control en los países más desarrollados.

Origen de las emisiones en el proceso de fabricación de baldosas

Etapa del proceso	Origen de las emisiones
Atomización	Combustión
Secado de soportes	Combustión
Cocción	Combustión, proceso y depuración de gases

Tabla 1.3. Origen de las emisiones en el proceso de fabricación de baldosas

Emisiones de CO₂ en la industria cerámica

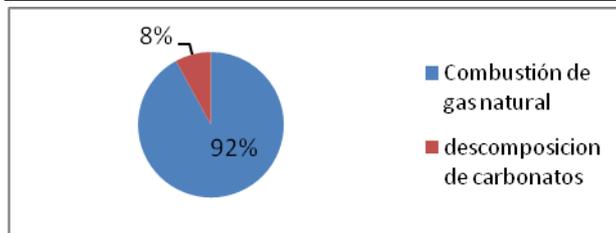


Figura 1.28. Emisiones de CO₂ en la industria cerámica. Fuente: Bol. Soc. Esp. Ceram. V.

Los números que se muestran en la figura 1.28 dan indicio de cuán importante es la optimización en los consumos de energía, ya sea en la mejora de equipos, en el control y medidas de ahorro, etc. En países como España se

han hecho grandes esfuerzos en este sentido obteniendo importantes mejoras lo cual genera que las acciones para seguir mejorando en el ahorro energético se vea mucho más limitado. Probablemente el gran reto para la industria cerámica en los próximos años sea el implemento de energías renovables en remplazo del gas natural (en países desarrollados). En países en vías de desarrollo como el nuestro el desafío esta en empezar a desarrollar estas tecnologías que ya han demostrado ser de gran ayuda en lo ambiental, en lo económico, etc.

Ahondando un poco más en lo que a cogeneración se refiere, a continuación se presentan algunos gráficos que muestran como ha sido la evolución y algunos beneficios obtenidos con esta tecnología en las fábricas de baldosas cerámicas de España.

Utilización de sistemas de cogeneración eléctrica en la industria cerámica

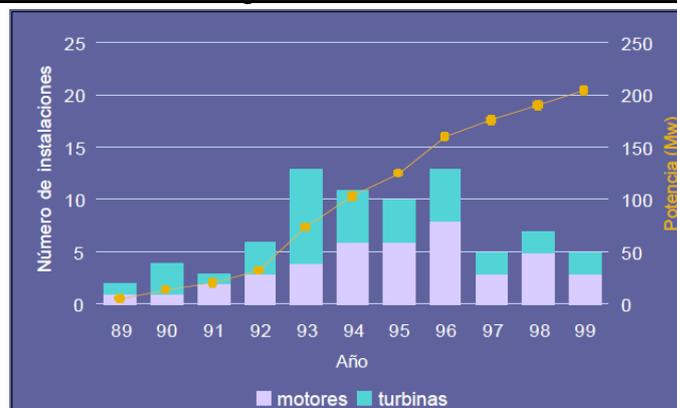


Figura 1.29. Utilización de sistemas de cogeneración eléctrica en la industria cerámica
Fuente: IMPIVA

En el la Figura 1.29 se observa una constante inversión en instalaciones de cogeneración en plantas cerámicas, lo cual da una clara idea de que estos significan un beneficio económico para los empresarios del sector. Este beneficio viene acompañado con regulaciones del Estado español que alientan este tipo de inversiones como por ejemplo el pago de primas a la venta de la energía eléctrica excedente a la red, entre otras. En la figura 1.30 se pude ver los beneficios tanto del consumo de energía primaria utilizada como las reducciones en las emisiones de CO2 en el ámbito de la industria cerámica española. Hay que tener en cuenta que esta industria en España tiene un gran peso, siendo uno de los principales productores mundiales de baldosas cerámicas. En Argentina, este beneficio global alcanzado con el uso de la cogeneración no podría ser alcanzado actualmente en el sector cerámico por la considerablemente menor capacidad de producción del sector. Sin embargo estos datos sirven para entender no solo que es tecnológicamente posible la instalación de estas plantas en la industria cerámica sino también para ver cuáles son sus beneficios y cuáles son las políticas utilizadas para tomar de ejemplo en otros países como el nuestro para que en un futuro puedan alcanzarse mejoras importantes.

Utilización de sistemas de cogeneración en la industria cerámica

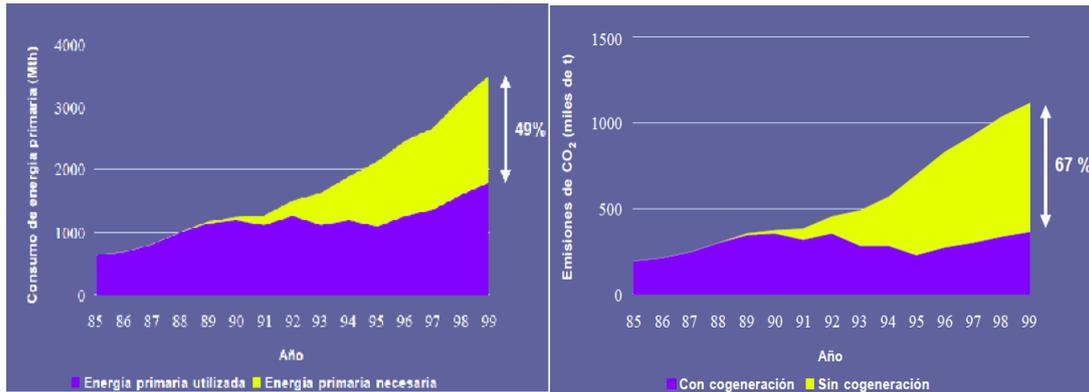


Figura 1.30. Utilización de sistemas de cogeneración en la industria cerámica. Fuente: ITC

1.7. Conclusión capítulo 1

En esta parte del trabajo se ha puesto de manifiesto la importancia de la cogeneración en diferentes aspectos. Desde el punto de medioambiental y energético ha quedado demostrado que esta tecnología ayuda a generar un ahorro importante de energía primaria que a su vez trae como consecuencia una reducción en las emisiones de gases contaminantes como por ejemplo el dióxido de carbono. La incorporación de esta tecnología no es la solución al problema ambiental ni energético en el planeta, pero sirve de gran ayuda para lograr un crecimiento sostenible.

Desde el punto de vista de nuestro país, fomentar la creación de plantas cogeneración es muy importante, quizás no ecológicamente hablando ya que probablemente hoy en día este tema no sea una prioridad en la agenda política, pero lo que si urge es darle una solución a la crisis energética que estamos atravesando creando un plan a mediano y a largo plazo, en el que la cogeneración tendría que formar parte, ya que es una medida de aplicación inmediata que contribuye reduciendo significativamente el consumo de recursos y en la generación de electricidad que podría ser vertida en la red. Como se ha visto Argentina tiene un gran potencial a desarrollar.

Desde la mirada empresarial la cogeneración podría generar importantes beneficios económicos en aquellas empresas donde se tengan grandes demandas de energía térmica y eléctrica con mejoras en la calidad del suministro eléctrico, mayor confiabilidad en el, etc. Sin embargo se necesitan medidas provenientes del Estado Nacional que fomenten de alguna forma el desarrollo de esta industria. Como se dijo anteriormente entre las desventajas que tiene la cogeneración son los altos montos de inversión y la gran dependencia de los precios energéticos.

Un punto en común que existe entre los países que han sido exitosos con la generación de energía a partir de la cogeneración es la intervención por parte del Estado con políticas que incentivan el uso de la misma. Por lo tanto queda claro que el desarrollo de la cogeneración sería muy complicado sin políticas de Estado que fomenten su uso. Estos países han entendido como esta tecnología ayuda al crecimiento sostenible y son un claro ejemplo a seguir sobre todo para los países en vías de desarrollo los cuales en los próximos años tendrán un crecimiento importante con sus respectivas consecuencias ambientales.

Capítulo 2: Estudio del Mercado Eléctrico Argentino

2. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO ARGENTINO

Resulta de gran utilidad estudiar el mercado eléctrico en el ámbito de la industria cerámica y particularmente en este caso de Cerámica Alberdi, no solo por los abultados montos económicos a los que tiene que afrontar la empresa hoy en día en materia de electricidad sino también por la calidad y garantía del servicio brindado por la empresa distribuidora. Hoy en día casi la totalidad de la maquinaria utilizada para la producción de baldosas cerámicas utiliza energía eléctrica, por lo cual se puede decir que es un insumo crítico. 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), etc. 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.

Con la instalación de la planta de cogeneración hay dos posibilidades con respecto a la generación de electricidad. Una de ellas es que la planta pueda suplir la demanda eléctrica de la fábrica sin ningún sobrante de esta. Y la segunda posibilidad es que la cantidad de energía eléctrica generada supere la demanda de la fábrica y exista la posibilidad de entrar en la red eléctrica para vender este remanente. Es por esta razón que resulta importante conocer a fondo este mercado, cuales son los riesgos y beneficios que se podrían afrontar en el caso de ingresar como cogenerador.

2.1. Introducción

El sistema eléctrico argentino está regulado por la ley 24065 (1991) que modifica y/o complementa a la antes existente ley 15336 (1960). Esta reforma se da a principios de la década del 90 ante un contexto de recesión económica, crisis energética y un proceso inflacionario. En aquel entonces la prestación del servicio eléctrico estaba a cargo de empresas públicas, el cual dejó de ser eficiente debido a la crisis de financiación del Estado, el alto déficit operativo de las empresas y su mala administración y gerenciación, lo que desencadenó en una crisis de abastecimiento en los años 88 y 89.

La reforma bajo la sanción de la ley de Emergencia Económica y la ley de Reforma del Estado, otorgó un nuevo rol al Estado, pasando a controlar y regular el desenvolvimiento de los servicios públicos ahora en manos privadas.

En el sector eléctrico se incentivó la competencia en el mercado, privatizando parte de la prestación de los servicios para una más eficiente asignación económica de los recursos. Como consecuencia se logró que nuevos actores privados inviertan para mejorar la eficiencia y calidad del servicio. En este nuevo marco de competitividad los precios de suministro eléctrico bajaron a niveles poco comunes comparados con otros países del mundo. Sin embargo el estado pasó a ejercer una función reguladora y orientadora para que las nuevas actividades se desarrollen en forma armónica y equilibrada.

Las principales características del cambio se dieron en la eliminación de los monopolios estatales, la liberación de los precios, transferencia de los activos del Estado al sector privado, entre otros.

Se dividió la cadena eléctrica en tres etapas: generación (empresas que producen la energía eléctrica), transporte (empresas que transportan energía

desde el lugar que se genera hasta los centros de consumos), y distribución (empresas que distribuyen energía a los distintos tipo de usuarios). En cuanto a la generación, se le permitió la libre competencia, y en consecuencia, la liberación del precio de la electricidad a nivel mayorista. Pero, por la característica natural del sistema, el transporte y la distribución quedaron monopolizados ya que, por una cuestión de infraestructura, no pueden existir varias empresas para que el usuario pueda optar por una o la otra. Entonces, para garantizar equilibrio, surgieron los Entes Reguladores y lo convirtieron en un servicio regulado.

A fines del 2001 Argentina vivió una de las crisis económica, política y social más importantes de los últimos tiempos. Con la Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario en respuesta a la crisis, las tarifas de electricidad fueron convertidas a pesos argentinos y congeladas en enero de 2002. Ante un escenario de devaluación del peso y de inflación muchas compañías del sector tuvieron que afrontar altos niveles de endeudamiento en moneda extranjera en un momento donde sus ingresos se mantenían estables y sus costos se elevaban. Esta situación sumada a la caída en la actividad industrial (con su consecuente caída en la demanda energética) provocó una profunda desinversión en el sector.

La diferencia entre los costos de generación y las tarifas pagadas por los usuarios ha sido cubierta por subsidios ya que estas últimas están por debajo del costo marginal. La creciente necesidad de estos (subsidios) se debe a la pretensión de sostener precios y tarifas en el sector que no reflejan la realidad económica de la actividad energética, y cada vez son más difíciles de sostener. A su vez este modelo es generador de distorsiones que inhiben inversiones genuinas dentro del sector sobre todo por la falta de de previsibilidad y de visión a largo plazo.

Luego de la crisis del 2001 en Argentina hubo un crecimiento sostenido de la economía y por ende de la demanda energética. Para poder hacer frente a esta demanda 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 consuman más energía de la que consumieron en 2005, deberán pagarla al precio de generación más un plus para el generador acordado con la Secretaria de Energía. 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 desarrolla en el medio y largo plazo.

2.2. MEM

El Mercado Eléctrico Mayorista MEM, es el ámbito donde converge la demanda y la oferta de electricidad para definir el precio de la energía como el costo marginal de la última maquina que fue requerida para abastecer la demanda.

Los agentes del MEM se clasifican de acuerdo a dos aspectos:

a) Prestación del servicio:

- Empresas de generación: aquí entran en juego todos los tipos de generación ya sea térmica, hidroeléctrica, nuclear. La generación térmica funciona en libre competencia en donde los precios más bajos de generación desplazan a los más altos. La nuclear e hidroeléctrica deben cumplir las condiciones de los contratos de concesión. La generación es libre para todo aquel que quiera asumir una inversión de riesgo.
- Empresas de transporte: transportan energía desde las centrales de generación a través de sistemas de transporte de electricidad en alta tensión hasta los centros de consumos. Estos no pueden ni comprar ni vender energía eléctrica. El transporte se realiza a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de líneas de 132kv, 220kv y 500kv.
- Empresas de distribución: estas empresas deben cumplir con las obligaciones impuestas en el contrato de concesión. Debe abastecer a toda la demanda dentro del área de concesión en condiciones de calidad y precio establecidas.

b) Recepción del servicio:

Grandes Usuarios: existen tres categorías de grande usuarios, con diferentes exigencias cada una. Grande Usuarios Mayores GUMA (potencia mínima demandada 1 MW, contrato de abastecimiento como mínimo por el 50% de la demanda prevista y la compra del resto en el Mercado Spot). Grande Usuarios Menores GUME (potencia mínima demandada 0,1 MW y máxima 2 MW, compra la totalidad de la energía demandada a través de contratos de suministro). Grande Usuarios Particulares GUPA (potencia mínima demandada 50 KW y máxima 100 KW, no opera en el mercado spot)
Medianos y pequeños clientes: se abastecen a través del distribuidor local

2.3. Principales Actores

A continuación se presentan las organizaciones más importantes del sector con las principales funciones de cada una, extraídas de la página de la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (FUNDELEC), y en algunos casos de sus respectivas paginas web.

2.3.1. Estado nacional

- i. Secretaría de Energía de la Nación: se encarga de impartir y hacer cumplir las normas que regulan la actividad y las políticas del sector. También se dirigen las decisiones políticas que alientan las inversiones de expansión. Sus principales funciones son:
 - ✓ Definir la política sectorial en concordancia con las pautas establecidas por el poder Ejecutivo Nacional.
 - ✓ Resolver los recursos que se interpongan en contra del accionar de los entes reguladores de las actividades específicas.
 - ✓ Evaluar recursos naturales disponibles para su aprovechamiento energético, en coordinación con la Subsecretaría de Combustibles.
 - ✓ Fijar criterios y desarrollo de normativa Despacho Técnico Económico, tarifaria, sobre remuneración de los segmentos del

- mercado: Generación y Transporte y preservación del Medio Ambiente.
- ii. Ente regulador de la electricidad (ENRE): el ENRE tiene como objetivo fundamental el de regular un servicio público que, por su infraestructura, no puede sino ser un monopolio natural. En esta regulación debe velar por la sustentabilidad del sistema, es decir que debe garantizar que el servicio se preste, asegurando que el usuario final reciba un servicio satisfactorio, tanto en el presente como en el futuro. Según el art 2° de la ley 24065, el ENRE tiene, textualmente, las siguientes obligaciones:
 - ✓ Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
 - ✓ Promover la competitividad en producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.
 - ✓ Promover el libre acceso, no discriminación y uso generalizado de servicios de transporte y distribución.
 - ✓ Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables.
 - ✓ Incentivar y eficientizar la oferta y demanda por medio de tarifas apropiadas.
 - ✓ Alentar las inversiones privadas, asegurando la competitividad de los mercados.
 - iii. Energía Argentina SA.: lleva adelante estudios técnicos, económico financieros y legales tendientes a viabilizar inversiones en el sector eléctrico de la República Argentina en el marco de las pautas establecidas por el Gobierno Nacional y la regulación vigente, cuidando especialmente de lograr el diseño de mecanismos de participación público-privada que permitan la obtención de financiamiento interno y/o externo.
 - iv. Consejo Federal de la Energía Eléctrica: El Consejo tiene una doble responsabilidad, por una parte la de administrador de fondos específicos cuyo destino único es el sector eléctrico y por otra, la de asesor del Poder Ejecutivo Nacional y de los Gobiernos Provinciales. Específicamente en lo que se refiere a la industria eléctrica, los servicios públicos o privados de energía, las prioridades en la ejecución de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, precios y tarifas del sector eléctrico. Debe también, aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia de industria eléctrica.

2.3.2. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)

La CAMMESA es una empresa de capitales mixtos que administra y organiza las compras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina. Es una empresa de gestión privada con propósito público.

Sus funciones principales comprenden 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).

El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del MEM (ADEERA, AGEERA, AGUEERA; ATEERA en un 20% cada uno) en un 80% y el 20% restante está en poder del Ministerio Público.

2.3.3. Agentes del MEM

Son aquellos que están autorizados por CAMMESA a intervenir en la comercialización, transporte y distribución de energía del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Ellos son:

- Generadores
- Transportistas
- Distribuidores
- Grandes Usuarios
- Consumidores

que fueron explicadas anteriormente.

2.4. Demanda

La demanda de energía eléctrica en Argentina ha tenido un crecimiento constante desde 1992 hasta el 2001 a una tasa de crecimiento de aproximadamente del 5% anual como se puede ver en la figura 2.1.

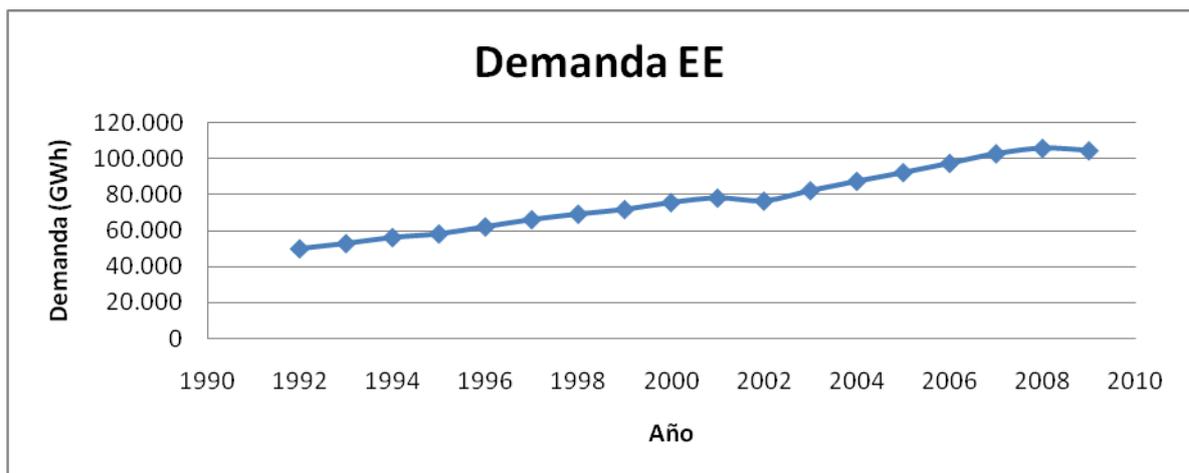


Figura 2.1. Demanda de EE. Fuente: CAMMESA

En el año 2002 debido a la crisis económica sufrida en el país el nivel de demanda cae transitoriamente. Del 2003 al 2008 debido a la recuperación económica, el crecimiento de la demanda fue en promedio de casi 6% anual. En el 2009 la crisis económica global (último trimestre del 2008) produce una caída en la demanda ocasionado principalmente por la caída en la actividad industrial. En lo que va del 2010 el crecimiento de la demanda ha crecido respecto del 2009.

Según lo que se ve en la figura 2.2 la demanda se concentra en un 52% en la provincia de Buenos Aires y el 48% en el resto del país. Esta diferencia no solo se da por la cantidad de habitantes sino también por la importancia industrial de la provincia. Más puntualmente José C. Paz (donde se ubica Cerámica Alberdi) es un partido del conurbano bonaerense con una importante población y limita con otros dos partidos de características similares a nivel de población, como

ser Islas Malvinas y San Miguel (superando 1.000.000 de habitantes en conjunto).

Cerámica Alberdi esta cercano a numerosas empresas de gran envergadura, y este dato no es menor para una empresa que está interesada en cogenerar, ya que el caso de poder inyectar la energía eléctrica sobrante cogenerada a la red, se tiene un gran mercado consumidor. Por otra parte tampoco habría problemas para insertarse a la red eléctrica, ya que por las características de la zona existe una infraestructura importante al nivel de tendido de cables para el transporte de la misma.



Figura 2.2. Participación de la demanda eléctrica 2009. Fuente: CAMMESA.

Por otro lado según se puede apreciar en la figura 2.3 los principales consumidores de energía eléctrica del país es el sector industrial (41%) y el residencial (31%) concentrando el 72% de la misma.

Una de las características del mercado eléctrico es la imposibilidad de almacenar la misma, por lo tanto la demanda se suple con la oferta neta (generación más importación menos bombeo, exportación y pérdidas en la red), que no es lo mismo que la capacidad de generación. Cuando la demanda es mayor a la capacidad de generación se generan los cortes de suministro.

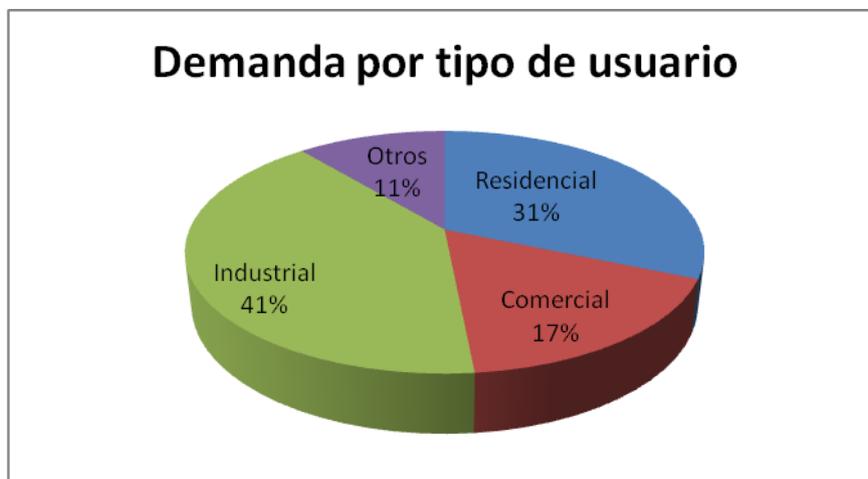


Figura 2.3. Demanda por tipo de usuario. Fuente: INDEC

2.4.1. Proyección de la demanda

Para la realización de la proyección de la demanda de energía eléctrica se recurrió a un método econométrico en el cual se trata de explicar el comportamiento de la demanda mediante otras variables independientes.

Las variables que se usaron son el PBI y la población (cuyas proyecciones fueron extraídas de internet). Una vez hecha la regresión podemos decir que de acuerdo al valor del coeficiente de correlación múltiple (0,995), se puede afirmar que la

variable PBI y Población se encuentran asociadas en forma directa de una manera muy fuerte con la variable dependiente Demanda Eléctrica en un 99,5%. De acuerdo al Coeficiente de determinación R2 (0,991), podemos decir que el 99,1% de la Demanda Eléctrica puede ser explicada por el PBI y la población (ver Anexo 6.5).

Por otro lado ninguno de los coeficientes de las variables independientes son iguales a cero y tienen baja probabilidad de serlo (P-value es muy chico) lo cual sirve para hacer predicciones. A su vez los signos de estos dos son positivos lo cual es coherente ya que si aumenta la población y aumenta el PBI tendría que aumentar la demanda de energía eléctrica.

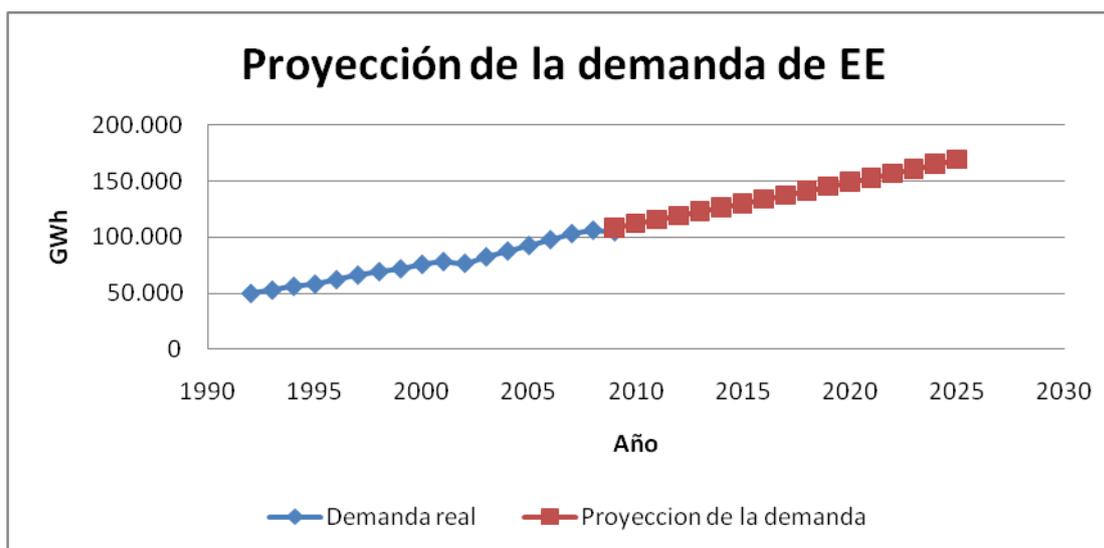


Figura 2.4. Proyección de la EE. Fuente: Demanda real: CAMMESA. Proyección de la demanda: elaboración propia

El resultado de la proyección muestra un crecimiento sostenido del 2,8% anual, con una demanda en el 2025 de unos 170.000 GWh según se puede apreciar en la figura 2.4.

2.5. Oferta

Según datos de CAMMESA (actualizados a Octubre del 2010) Argentina cuenta con una potencia instalada de 28.863 MW de potencia, de los cuales el 60% proviene de generación térmica (17.234MW), 37% de generación hidroeléctrica (10.516MW) y un 3% de generación nuclear (1.005MW), como se puede ver en la figura 2.5.

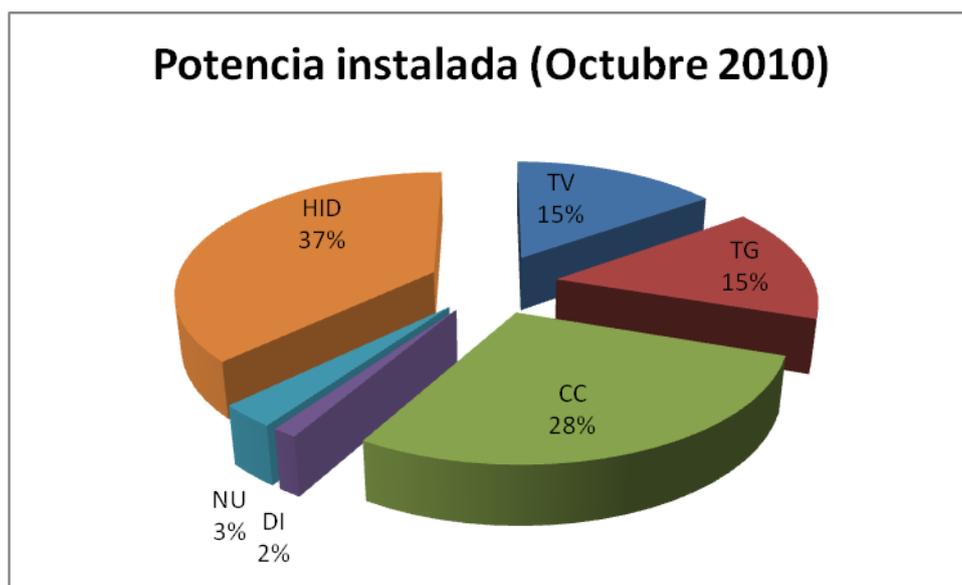


Figura 2.5. Potencia Instalada (Octubre 2010). Fuente CAMMESA

Dentro de la generación térmica el Ciclo Combinado (CC) genera el 47% de la energía eléctrica (8.183MW), las Turbinas de Vapor (TV) el 26%, las turbinas de gas (TG) el 25% y el restante 3% corresponde a Diesel (DI). De estos últimos hay que destacar que la generación a través de CC es la forma más eficiente desde el punto de vista operativo y ecológico, y en los últimos años ha tenido un gran crecimiento, pasando del 1% del total de la potencia instalada en 1992 a un 28% actualmente.

El gas es el principal insumo de las centrales térmicas, con un consumo de 12,6 mil millones de metros cúbicos en el año 2009, lo que representa el 78% del total de combustible utilizado. El fuel oil y el gasoil representaron el 12% y el 6% respectivamente, mientras que el uso de carbón mineral fue del 4% del total de combustibles.

Según se puede observar en la figura 2.6, la evolución de la potencia instalada ha tenido un crecimiento sostenido desde el año 1992 al 2001 generada por fuertes inversiones luego de la privatización del sector. Luego de la crisis de 2001, las inversiones en el sector se estancaron debido a la caída de la demanda industrial y al exceso de inversiones de fines de la década del '90. Desde el año 2001 al 2007 la tasa de crecimiento fue menor al 1% anual. En el año 2004 la recuperación de la economía local provocó un fuerte aumento en la demanda eléctrica superando la capacidad de generación, lo que trajo como consecuencia que el Gobierno Nacional encare una serie de proyectos tendientes a ampliar la capacidad de generación y a asegurar la capacidad de transporte de la misma (ver Anexo 6.7).

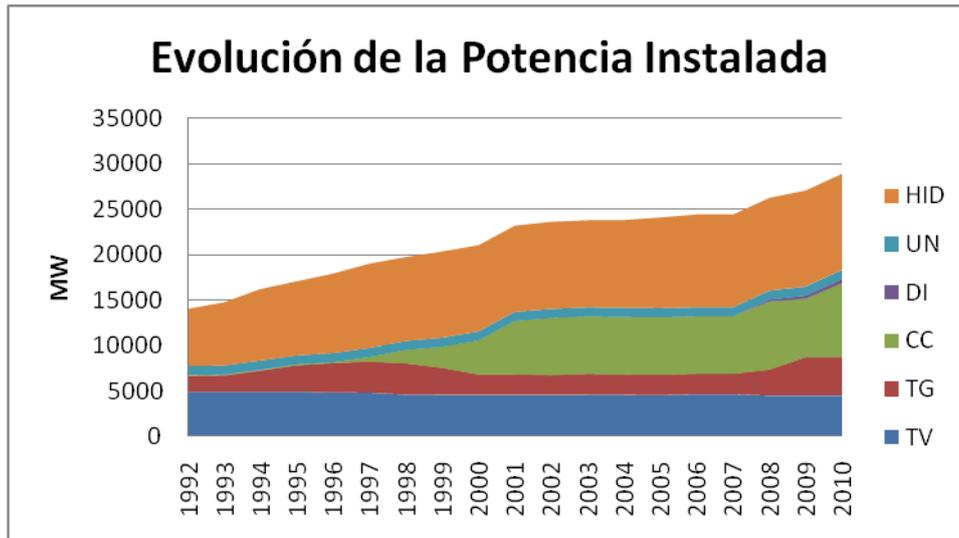


Figura 2.6. Evolución de la Potencia Instalada. Fuente: CAMMESA

Próximas obras

Plan energético 2004-2013

- La construcción de las Centrales Hidroeléctricas Barrancosa y Cóndor Cliff con el objetivo de aprovechar el Río Santa Cruz, que aportarán al sistema eléctrico argentino 750 MW en el 2012 y 1.400 MW más en el 2013.
- La construcción de la Central Carboeléctrica en Río Turbio que aportará 240 MW partir de 2011.
- La terminación de la Central Nuclear Atucha II, que aportará 735 MW.
- Terminación de la Central Hidroeléctrica Yacyretá a 83 metros sobre el nivel del mar a fines del 2011 (Actualmente la cota esta a 81,5 metros sobre el nivel del mar) que permitirá incrementar su generación a 760 MW.
- Ejecución de la Hidroeléctrica Chihuido I (480 MW).
- Ampliación de la Central Térmica 9 de julio (180 MW).

Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables

El Gobierno anunció la instalación de 32 proyectos de energías renovables en el marco de la licitación GENREN. Más del 80% del total de energía licitada (754 MW) tendrá como fuente la energía eólica, que hasta ahora contaba en el país con sólo 30MW instalados. El resto de los proyectos adjudicados serán centrales térmicas a biocombustibles (110 MW), proyectos de mini hidroeléctrica (10,6 MW) y de energía solar fotovoltaica (20 MW).

Nuevos anuncios

- La construcción de las centrales hidroeléctricas Los Blancos I y II, en Mendoza, que aportarán 485MW (tres años de construcción).
- Se lanzó el proceso licitatorio para la ampliación de la Central Térmica Ensenada de Barragán (Buenos Aires), que incrementará la generación en 260MW.

- Se lanzó el proceso licitatorio para la ampliación de la Central Térmica (a Ciclo Combinado) de Brigadier López (Santa Fe), que aumentará en 130MW su generación
- Licitación de la Central Térmica Manuel Belgrano II, de 820MW, en la localidad de Campana

2.5.1 Proyección de la oferta

Como se puede observar en la figura 2.7, la potencia instalada en Argentina ha tenido periodos de mucho crecimiento y otros de estancamiento acompañando a los ciclos económicos de nuestro país. La tasa promedio de crecimiento desde el año 1992 hasta el 2010 ha sido de aproximadamente del 4% anual. Sin embargo esta tasa se ve beneficiada por el fuerte proceso de inversión que hubo luego de la privatización del sector. No se observan grandes cambios en el mercado que den indicios de que se produzcan los niveles de inversión que hubo en ese periodo (alcanzando algunos años tasas de 9 y 10% anual).

Si se tiene en cuenta el periodo 2002-2010 la tasa anual promedio de crecimiento ha sido de aproximadamente de 3,3% (influenciada por el periodo 2007-2010 con una tasa promedio del 5,7% anual).

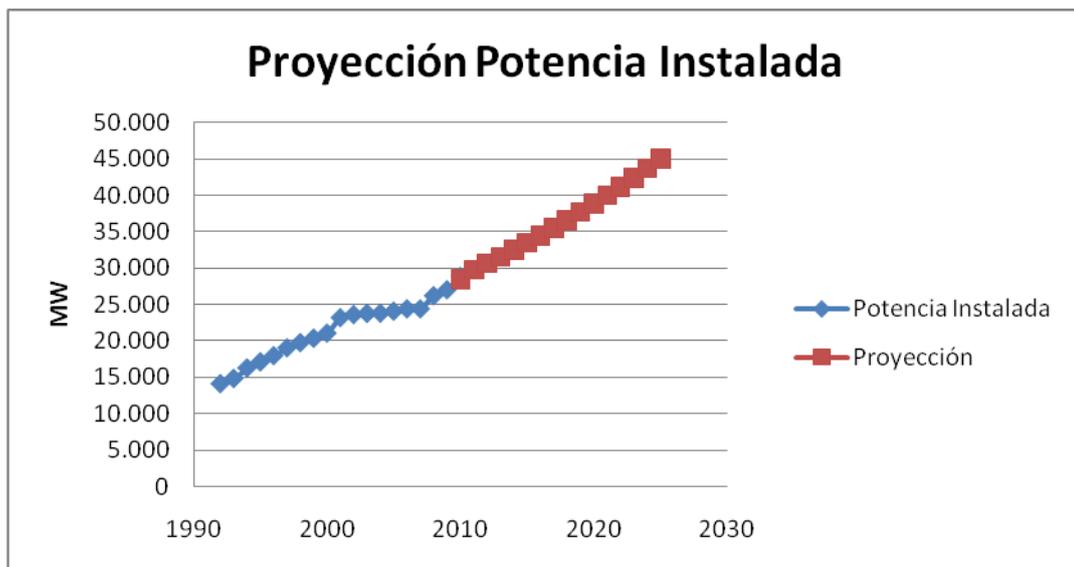


Figura 2.7. Proyección Potencia Instalada. Fuente: CAMMESA y Elaboración propia

Si tenemos en cuenta las obras de generación que están en proceso, más los nuevos anuncios realizados, en los próximos años la potencia instalada se incrementara en 6500MW aproximadamente. Suponiendo que estas obras se finalicen en el 2017, la tasa anual de crecimiento sería de aproximadamente un 3%. Como se dijo anteriormente no se observan cambios en el mercado que hagan cambiar esta tendencia, por lo tanto se tomará el 3% para estimar la proyección.

2.6. Precio de la energía eléctrica

El precio de la energía eléctrica es una de las variables más importantes del proyecto en lo que se refiere a la determinación de la rentabilidad del mismo,

ya que será fundamental (junto al precio del gas) para calcular el nivel de ahorro económico que se podría llegar a alcanzar.

Particularmente hay dos precios de especial interés para Cerámica Alberdi, el precio de compra (que actualmente lo adquiere como un Gran Usuario) y su evolución, y el precio de venta (en el caso de que la empresa cogenera electricidad) el cual sería a través del plan de Energía Plus, en el cual el precio estará determinado por los costos de generación.

El precio de la energía consiste en un valor denominado Precio Marginal del Sistema o Precio del Mercado, y representa al costo económico de generar el próximo KWh. Todos los generadores del sistema cobran su energía al precio marginal. Los generadores que obtengan la energía más barata lograrán, en concepto de venta de energía, un mayor beneficio.

La comercialización de la energía eléctrica en el MEM se realiza con las siguientes modalidades:

- **Mercado Spot:** los precios en este mercado varían en forma horaria de acuerdo a los equipos que estén proveyendo de energía en cada momento. El ingreso de cada máquina para abastecer la demanda se da en un orden de costos, entrando en servicio primero los más económicos hasta abastecer la demanda de ese momento, quedando sin operar aquellas que no son requeridas. En este el precio está definido en base al costo marginal.
- **Mercado Estacional:** Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1º de mayo y 1º de noviembre respectivamente, relacionados con los períodos de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Estos precios estabilizados poseen una actualización trimestral.
Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgen con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot se cargan en el trimestre siguiente.
Los períodos tarifarios duran diez años el primero, y cinco años los sucesivos. Durante estos períodos, las tarifas se ajustan únicamente conforme con las variaciones que experimentan los costos de compra de energía y potencia en el MEM, incluidos los costos asociados de transporte.
- **Mercado a Término:** Se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato.
En el contrato se determinan las condiciones de entrega de la energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.
- **Energía Plus:** los precios de la energía eléctrica contratada bajo la modalidad de Energía Plus deberán estar compuestos por los costos asociados (validados por el Organismo Encargado del Despacho OED) y un margen de utilidad definido por la Secretaría de Energía.

2.6.1. Situación después de la crisis del 2001

Luego de la crisis del 2001, con la devaluación de la moneda, el precio Estacional de la energía eléctrica fue congelado para mantener fija la tarifa de

distribución. A su vez los costos de generación de las centrales comenzaron a aumentar a medida que aumentaba la demanda (ya que maquinas más costosas se necesitaban para satisfacer dicha demanda). A partir de entonces la brecha entre ambos precios fue incrementándose, cuya diferencia monetaria debía ser afrontada con las sumas acumuladas en el Fondo Compensador administrado por CAMMESA. Luego del año 2003 dichos fondos se consumieron y para cubrir la diferencia entre el costo de obtener la energía y el precio cobrado a las distribuidoras se requirió de un financiamiento externo creciente (ver figura 2.8).

Costos, Precios y Subsidios

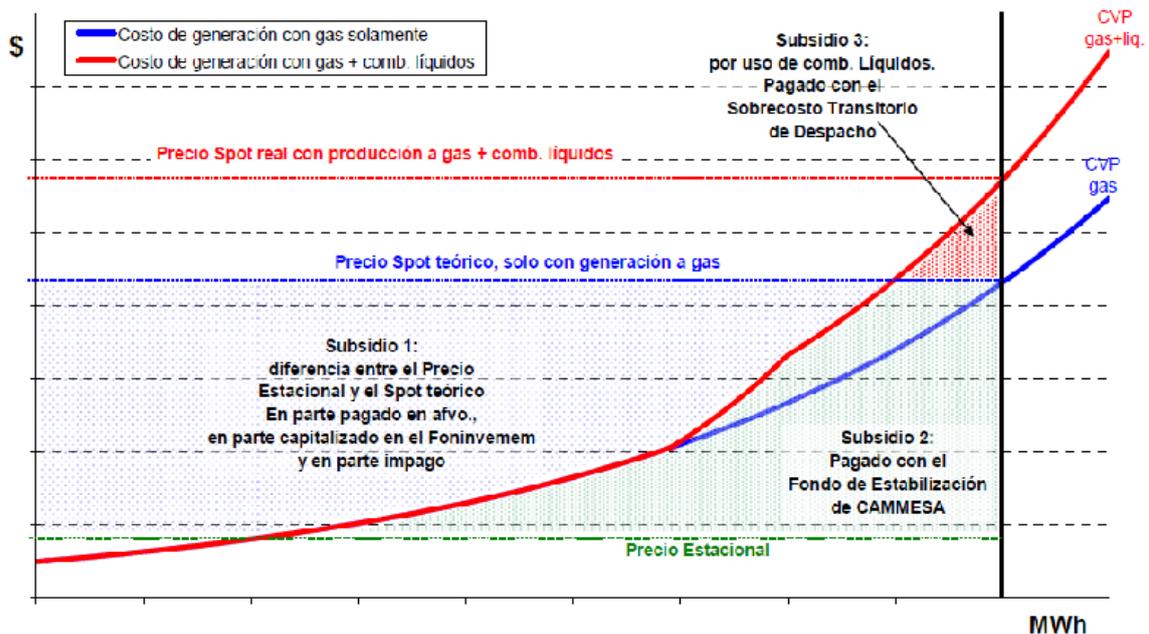


Figura 2.8. Costos, Precios y Subsidios. Fuente: Fundación para el cambio

Para tratar de disminuir la deuda de CAMMESA se recurrió a modificar el cálculo del precio Spot para lo cual se decide no tener en cuenta los costos de combustibles alternativos como fuel oil o gasoil (como si los generadores tuvieran libre disponibilidad de gas) independientemente del combustible que hubieran utilizado (este cálculo puede ser aplicado a aquellas maquinas que pueden utilizar los combustibles líquidos y gas indistintamente). Esta diferencia de costos se comenzó a pagar a través de la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho” del Fondo de Estabilización. Como la brecha entre el precio Spot y el Estacional seguía siendo muy grande se decidió solamente pagar a los generadores los costos variables de generación con gas. La acumulación de esos créditos por el MEM dio origen en julio de 2004 al Fondo de Inversiones Necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM (Foninvemem).

Si se toman los datos de operación de cualquier día se puede apreciar la gran diferencia entre los costos marginales y los precios Estacionales. Por ejemplo los datos del día 4 de Diciembre de 2010 (por tomar un día al azar) dicen que el costo marginal del día es de un promedio de 345\$ por MWh, mientras que el precio de estacional tiene un promedio de 120\$ por MWh aproximadamente. En invierno esta diferencia es aún mayor. Esa

sustancial diferencia la afronta CAMMESA, que es la encargada de comprar la energía a un precio mayor del que después la comercializa, como se comentó más arriba. Se hace un análisis sobre los subsidios más adelante en el trabajo.

La asimetría del precio Spot y el Estacional existente en el sector se puede observar en la siguiente figura, en la cual se muestra la evolución del precio monómico mayorista que es el precio que remunera a los generadores (en las cuales el precio spot es uno de los determinantes) y el precio pagado por las distribuidoras (precio estacional).

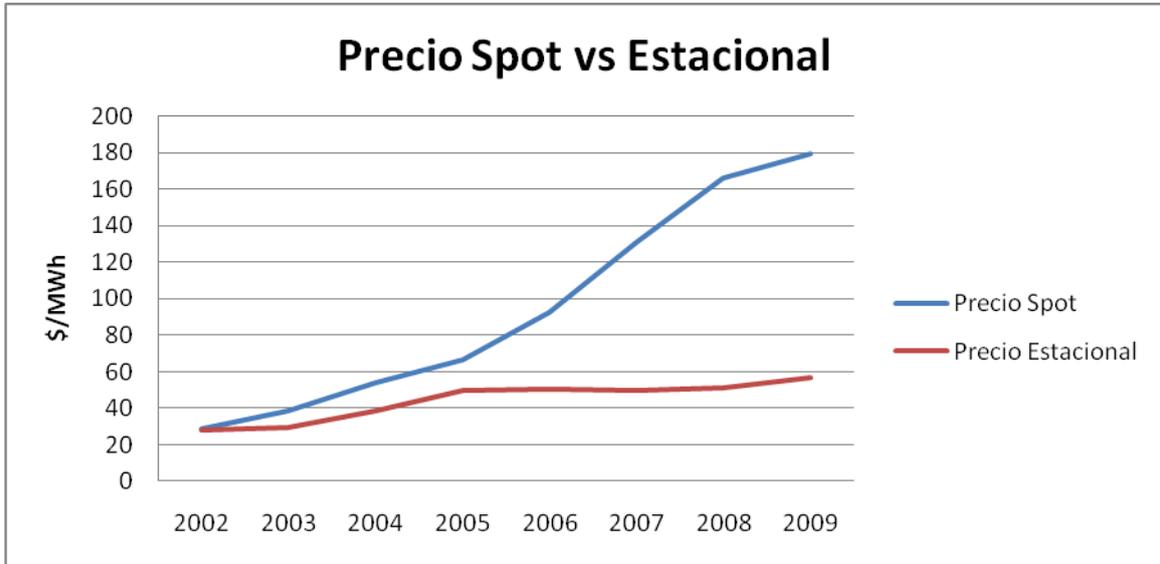


Figura 2.9. Mercado Spot vs Mercado Estacional (precios medios anuales) Fuente: CAMMESA

Como se observa en la figura 2.9, ambos precios se mantuvieron prácticamente iguales hasta el año 2002, luego de esa fecha, cuando tuvo lugar la salida de la Convertibilidad y se decide no ajustar las tarifas, se fue ampliando la brecha entre ambos precios.

2.6.2. Proyección del precio

En la evolución del precio spot de la figura 2.10 se observa una clara tendencia alcista del mismo. También se observa una estacionalidad con picos durante los inviernos por la falta de gas, cabe la pena destacar que el 60% de la generación eléctrica del país proviene de la generación térmica.

El hecho de que los precios estén controlados mediante subsidios hace que la demanda siga creciendo a tasas mayores que la oferta y esto a su vez provoca que el precio de la energía eléctrica siga creciendo (ver Anexo 6.8).

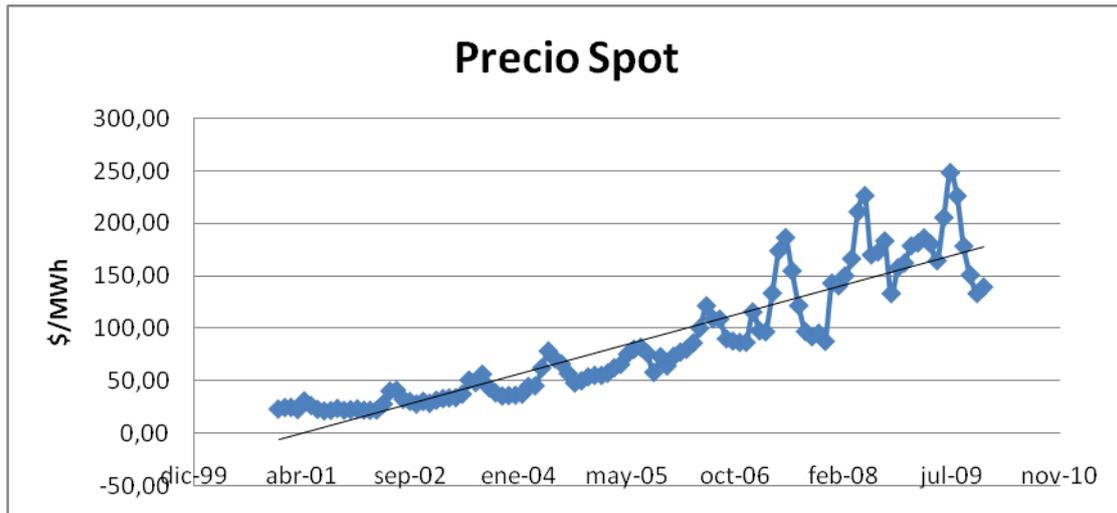


Figura 2.10. Precio Spot. Fuente: CAMMESA

Hoy en día el costo marginal de la energía eléctrica está muy relacionado al precio del gas natural debido a que la generación de ésta, depende en un casi 60% de este combustible. No se esperan cambios en la matriz de generación en el corto y mediano plazo. Por lo tanto para estimar el precio se tiene en cuenta la proyección del precio del gas natural, considerando que este último define el costo de la electricidad mayorista. Dada la particular situación de precios subsidiados en Argentina, se estima que la tasa de crecimiento del precio de la electricidad será un poco mayor a la del gas natural, asumiendo así un acercamiento del precio al costo marginal.

Los datos de la proyección del precio del gas natural fueron extraídos del NYMEX (New York Mercantile Exchange) que son los que se usaron para hacer la proyección del precio de la EE.

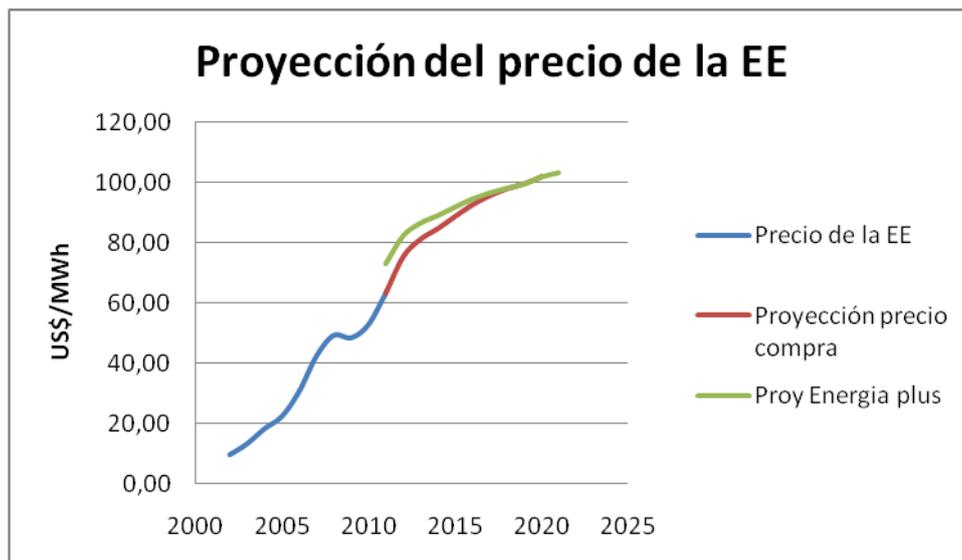


Figura 2.11. Proyección del precio de la EE. Fuente: CAMMESA y elaboración propia con datos del NYMEX

En la figura 2.11 se observa la diferencia entre los precios de la energía plus con los de la energía eléctrica que se sigue comercializando fuera de este programa. Se tomó como precio de referencia de la Energía Plus un precio conservador de acuerdo a algunos precios que se pueden ver investigando en la web. La tasa de crecimiento que se toma para el precio de Energía Plus se toma de acuerdo al crecimiento del precio del gas. Si bien ambos precios crecen a tasas levemente diferentes, cuando el precio de la EE alcance al de Energía Plus entonces seguirán creciendo a una misma tasa.

2.7. Subsidios

De acuerdo a la definición adoptada en los Informes de la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP), el concepto de subsidios comprende a las transferencias que realiza la Administración Pública Nacional (APN) para financiar gastos corrientes y/o de capital de algunos agentes económicos. En el caso del sector energético el objeto es el de mantener fijo el precio del servicio.

En nuestro país luego de la crisis del 2001 y con la devaluación de la moneda, el sistema de subsidios ha cobrado una gran importancia en la economía y la política, dado principalmente por la creciente cantidad de recursos destinada a este propósito y la ampliación de los sectores beneficiarios. El establecimiento de un precio artificialmente bajo estimula la demanda y retrae la oferta, con la consecuente ampliación de la brecha entre ambas en el largo plazo generando la inviabilidad del sistema. Actualmente se está sufriendo este efecto principalmente debido a la falta de inversión en generación y el aumento sostenido de la demanda como se vio anteriormente. En los momentos de picos de demanda se llega a superar la capacidad de generación provocando la interrupción del servicio en muchas partes del país y sobre todo en las industrias. Por lo tanto, estas medidas no pueden persistir en el tiempo.

Subsidios a Sectores Económicos (millones de pesos corrientes)

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	Total	2009-2005
Sector Energético	2020,6	4031,8	8330,9	16208	15944,1	46535,4	689%
Sector Transporte	916,9	1875,8	4218,7	8746	11583,5	27340,9	1163%
Empresas Publicas	157,1	232,4	521,8	1413	2320,9	4645,2	1377%
Sector Agroalimentario			1181	3799	2314,9	7294,9	
Sector Rural y Forestal	135,8	222,7	328,9	680	1008,3	2375,7	642%
Sector Industrial	247,6	123,5	44,8	62	133,5	611,4	-46%
Total	3478	6486,2	14626,1	30908	33305,2	88803,5	858%

Tabla 2.1. Subsidios a sectores Económicos. Fuente: ASAP

En la tabla 2.1 se puede ver que el rubro con mayor crecimiento en la asignación de subsidios es el de transporte con un incremento del 1163% del 2005 al 2009. El sector energético es el tercer rubro con mayor crecimiento con

el 689%. Si se observa detenidamente la tabla 2.1 se puede apreciar que en los años 2006, 2007 y 2008 el crecimiento promedio de los subsidios totales ha incrementado en más de un 100% anual. En el año 2009 la tendencia ha sido una marcada desaceleración, en parte, como consecuencia de algunas medidas adoptadas por el Gobierno Nacional en su intento por reducir la carga financiera que implican dichas asignaciones.

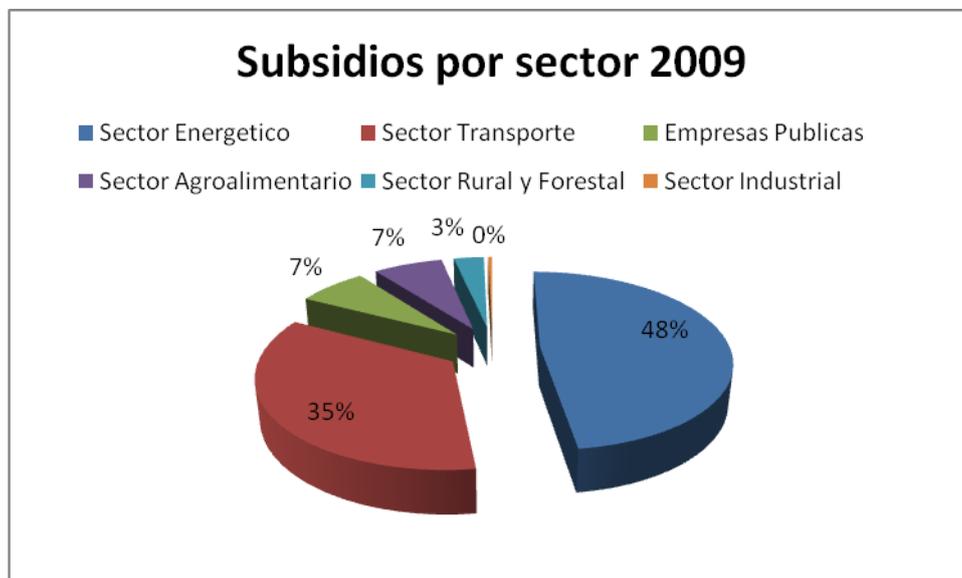


Figura 2.12. Subsidios por sector 2009. Fuente: ASAP

En términos de participación de subsidios, al sector energético se entregó un 48% del total, mientras que al sector de transporte el 35%, sumando entre los dos rubros un total de 83% de los subsidios. Cabe destacar que el sector energético ha disminuido su porcentaje de participación ya que en el 2007 se le asignaba un 57% y en el 2008 un 52%.

Los fondos destinados al sector energético en el 2009 están concentrados principalmente a CAMMESA (\$ 8.538 millones), que financia el abastecimiento de las centrales térmicas. Le siguen en importancia los fondos destinados al financiamiento de la empresa Energía Argentina S.A. o ENARSA (\$ 2.740 millones) y los destinados a empresas privadas (\$ 2.200 millones). Otros beneficiarios del sector son organismos provinciales (\$ 900 millones), el Ente Binacional Yaciretá (\$ 600 millones), y la empresa Yacimientos Carboníferos Fiscales (\$ 500 millones).

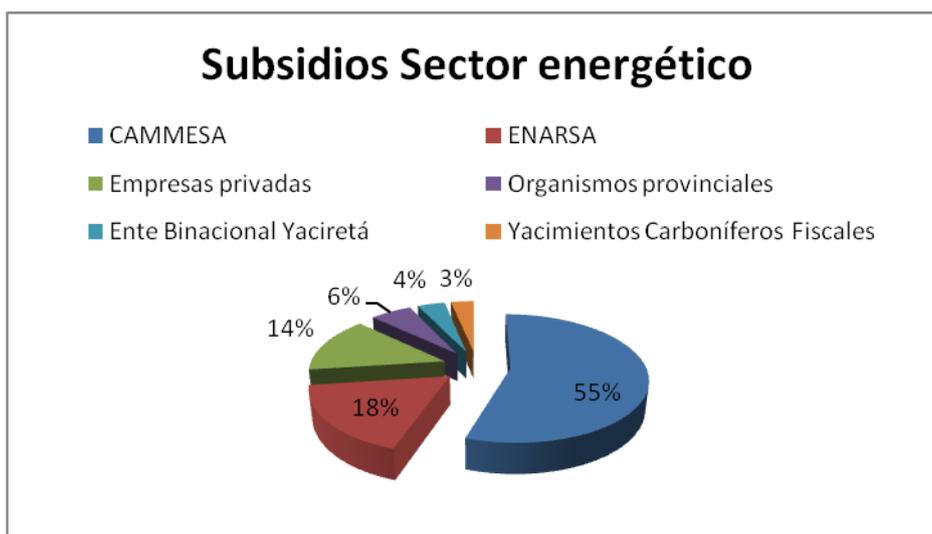


Figura 2.3. Subsidios sector energético. Fuente: ASAP

2.8. Energía Plus

El servicio de Energía Plus se establece con la resolución 1281/2006 (Octubre del 2006) en un contexto de crecimiento económico del país (aumento en la actividad industrial, aumento de demanda energética, etc.). A su vez, como se dijo anteriormente, hubo un estancamiento en las inversiones de generación de energía eléctrica, por lo que en ese momento se requería de una toma de decisiones que permitiera garantizar el abastecimiento de la misma.

El objetivo principal de esta resolución es fomentar una generación adicional por parte de generadores, autogeneradores y cogeneradores bajo las condiciones de la resolución.

Algunos conceptos importantes:

- **Abastecimiento:** la energía comercializada en el Mercado Spot tendrá como destino prioritario el abastecimiento de las demandas atendidas por los Agentes Distribuidores, es decir la demanda residencial. La energía eléctrica proveniente de generación hidroeléctrica o generación térmica sin combustible propio que no ha sido contratado hasta fecha de publicación de la resolución, deberá ser destinada a abastecer la demanda residencial. En caso de sobrantes, ésta podrá ser vendida a consumidores con demandas mayores a 300KW.
- **Demanda base:** es la demanda de potencia eléctrica abastecida durante el año 2005. A partir del 2006 los demandantes deberán cubrir el excedente de energía (de la demanda base) con contratos de “Energía Plus”, que solo pueden ser abastecidos por los agentes ya mencionados (generadores autogeneradores y cogeneradores), siempre y cuando no cuenten con subsidios del Estado, es decir que cuenten con combustible propio.
- **Precios:** los precios de la energía eléctrica contratada bajo la modalidad de Energía Plus deberán estar compuestos por los costos asociados (validados por el Organismo Encargado del Despacho OED) y un margen de utilidad definido por la Secretaría de Energía.

Cuando se estableció esta resolución, podría haberse pensado en un panorama favorable para los cogeneradores teniendo en cuenta que todas aquellas empresas que superen su demanda base deben pagar sobrecostos a aquellos que oferten Energía Plus. Sin embargo no ha habido en estos últimos

años nuevas empresas cogeneradoras, lo cual nos da la pauta que hay otros factores que impiden que este sector pueda desarrollarse.

2.9. Marco Regulatorio

Los principales documentos que regulan las instalaciones de cogeneración son:

• **Ley 24065/1992 sobre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):**

En esta ley se declara de jurisdicción Nacional la generación de energía eléctrica cualquiera sea su fuente, su transformación y su transmisión.

Algunos de los puntos que se consideran importantes se detallan a continuación:

- El transporte y la distribución son actividades que deberán licitarse a empresas privadas, en el caso de que no haya ofertantes empresas estatales deberán garantizar el servicio.
- Se establece el MEM, y se definen sus agentes (Generadores, Transportistas, distribuidores, cogeneradores, etc.)
- Los generadores pueden celebrar contratos de suministro directamente con grandes usuarios y distribuidores.
- Los transportistas y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado a terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas.
- Ningún generador, distribuidor ni gran usuario podrá ser transportista.
- Los transportistas no podrán comprar ni vender energía eléctrica.
- Se crea el ENRE (algunas de sus funciones más importantes fueron detalladas más arriba), etc.

• **Anexo 12 (Los Procedimientos): Autogeneradores y Cogeneradores**

En el marco de la ley 24065, el anexo 12 de los Procedimientos de CAMMESA define a los Cogeneradores como sigue:

- Se considera Cogenerador a aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.

A continuación se citan algunos puntos que se consideran importantes para los cogeneradores:

Incorporación como agente del MEM:

Debe presentar una solicitud ante la SE destacando la siguiente información

- Tipo de reconocimiento requerido (cogenerador o autogenerador)
- Cantidad de máquinas
- Tipo de máquinas
- Potencia
- Consumo específico para la producción de energía eléctrica, definido por el consumo total de la máquina menos el equivalente de la energía que se recupera bajo la forma de calor útil por cada kWh generado
- Tipo de combustibles que puede consumir, etc.

Aceptación como agente del MEM:

- Debe estar vinculado con un punto de intercambio del Sistema Argentino de Interconexión

T

- Debe contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW con una disponibilidad media anual no inferior al 50 %

Operación comercial dentro del MEM:

- Un Cogenerador puede vender en el MEM su producción de energía necesaria para la producción de vapor u otro tipo de energía que requiera para su proceso productivo
- Su oferta recibe un tratamiento similar a la de un Generador agente del MEM
- Un Cogenerador puede realizar contratos de Abastecimiento dentro del Mercado a Término con Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM. Las condiciones del contratos pueden ser pactadas libremente entre las partes, con la sola condición de encuadrarse en Los Procedimientos del MEM

2.9.1. Barreras del marco regulatorio

A pesar de que en el marco regulatorio se defina a la cogeneración, y esta sea considerada como una ayuda para el uso racional de la energía, no se está consiguiendo el objetivo de desarrollar este sector.

Una de las principales barreras que no se tienen en cuenta en el marco regulatorio es la económica, en donde los costos de inversión inicial son muy altos y a su vez los precios de la energía eléctrica son bajos debido a los subsidios recibidos. Esto genera que el retorno de la inversión sea poco atractivo para los potenciales inversores. En países como España se paga una prima especial a los cogeneradores que venden energía en la red, logrando así que la inversión en el sector sea interesante desde el punto de vista económico para los empresarios.

Por otra parte 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). De esta forma el cogenerador de alta eficiencia tiene que competir con generadores de electricidad que tienen sistemas mucho menos eficientes. En ninguna parte del marco regulatorio se le reconoce al cogenerador el ahorro de recursos no renovables en comparación con la generación convencional de energía.

Si se solicita un reconocimiento como cogenerador, la regulación no le da el acceso a la compra de energía, lo cual implica el desconocimiento de las necesidades básicas del mismo. Por ejemplo ante un desperfecto técnico en el que se tenga que reparar la planta cogeneradora, no se puede comprar energía a la red para suplir la demanda del proceso productivo (en nuestro caso el proceso de fabricación de baldosas cerámicas) teniendo que parar toda la producción. Pero no solamente el cogenerador necesitara de de energía cuando le ocurran averías imprevistas, sino también durante los mantenimientos programados de los equipos, o necesitará de energía suplementaria a la generada para abastecer su demanda en algún caso particular.

Claramente el marco regulatorio argentino no fomenta la cogeneración y se puede apreciar en la casi nula participación que tiene en el mercado de generación. Se pueden ver algunos puntos importantes de la regulación española y estadounidense en el anexo 6.3.

2.10. Conclusión capítulo 2

El mercado eléctrico argentino como se ha visto es un mercado fuertemente regulado, en el cual el Estado ha implementado en los últimos años una política de mantenimiento de precios con el fin de beneficiar a los consumidores en el corto plazo. Para esto último se han implementado varios subsidios que se han ido incrementando considerablemente con el pasar de los años. Algunos de estos han dejado de pagarse generando deudas millonarias con los generadores del sector. Seguramente estos no podrán sostenerse en el tiempo, por lo que se espera que en los próximos años el precio de la electricidad suba en busca del equilibrio. Esta política de congelamiento de precios ha provocado un incremento en el consumo y un estancamiento en nuevas inversiones de generación. La recuperación de la economía en estos últimos años ha generado también un aumento en la demanda de energía eléctrica por parte de la industria. Todo esto ha generado que el sistema haya colapsado provocando cortes de suministros a las industrias y a zonas residenciales en distintas partes del país.

Si bien se están haciendo nuevas inversiones en generación, la gran mayoría son provenientes del Estado. No se ven muchas inversiones privadas, lo cual se da por la falta de políticas a largo plazo.

Desde el punto de vista de la cogeneración, el marco regulatorio la tiene en cuenta, sin embargo las políticas existentes no fomentan esta forma de generación y en este último tiempo no han habido inversiones en este campo.

Capitulo 3: Estudio del Mercado del gas Argentino

3. ESTUDIO DEL MERCADO DEL GAS ARGENTINO

Así como es importante estudiar el mercado eléctrico, el mercado del gas es tanto o más importante aún en términos económicos. Cerámica Alberdi hace años que viene invirtiendo en nuevas tecnologías como ser hornos y atomizadores que funcionan con gas natural, hoy en día el combustible más limpio y económico de fabricar baldosas cerámicas.

Como se ha visto en el capítulo 1 el gas en esta industria es de vital importancia. Básicamente los consumos de gas natural se dan en los hornos, los atomizadores y en los secadores de las plantas. Una de las características de estas plantas es la fabricación en continuo, lo cual significa un continuo consumo de gas.

Es importante estudiar la evolución de las principales variables de este mercado para así analizar como estas repercutirán en los intereses de la empresa en cuestión.

Por otra parte será de interés estudiar la situación en la que se encuentran las reservas de gas y la capacidad de transporte del mismo y cuáles son las perspectivas a futuro con respecto a estos temas. Hoy en día Cerámica Alberdi sufre restricciones en el suministro del mismo en la época invernal provocando considerables mermas en la producción. Este punto será de mucha importancia a la hora de evaluar la inversión en una planta de cogeneración ya que, como se ha visto en el capítulo 1, utiliza gas natural para la generación de electricidad.

3.1. *Introducción*

La producción del gas natural en nuestro país empezó junto con la producción del petróleo en los yacimientos del sur de país. Sin embargo su consumo en los grandes centros tardó varias décadas por la incapacidad de transportar el mismo.

En aquel entonces la petrolera estatal YPF se encargaba de la producción de éste fluido, mientras que la empresa estatal Gas del Estado era la encargada del transporte y distribución del mismo. Este esquema de organización institucional se mantuvo casi sin modificaciones hasta principios de la década del 90 cuando se empieza un proceso de privatizaciones que culminó a fines de 1992 con la privatización de Gas del Estado y de YPF. Las Leyes de Reforma del Estado y de Emergencia Económica, como se dijo en el capítulo 2, tenían como objetivo desregular la economía y poner a la venta la mayoría de los activos del Estado. Mediante algunos decretos se aseguraba la libre disponibilidad del crudo para los nuevos Concesionarios, quienes obtendrían las áreas de explotación por 25 años, prorrogables por otros 10. Junto con la privatización se creó un ente de control llamado Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) que entre otras cosas se encarga del control de las tarifas del transporte y distribución del gas.

Durante la década del 90, con la gran cantidad de inversiones realizadas en el sector de energía eléctrica, la producción de gas se expandió principalmente porque la producción gasífera es una de las formas de energía más baratas para la generación de electricidad. Hacia 1998 se empezó a exportar gas al mercado chileno, y desde ese momento la producción para exportación fue en ascenso. Durante la crisis del 2001, el consumo de gas no bajo de forma considerable y la producción continuó expandiéndose sin freno. Hacia 2005 la

Argentina consumía el doble de gas que en 1990. Todo esto produjo que el nivel de reservas del gas cayera considerablemente pasando de 20 años de vida útil en el 2000 a 10 años a fines del 2008. Esta situación llevó a tener que reducir la exportación de gas a Chile y a tener que importar gas para cubrir los faltantes de este. Estas importaciones que provienen principalmente desde Bolivia a través de gasoductos y a través del puerto de Bahía Blanca en forma de gas licuado, entran a un precio mucho mayor que el precio de venta en el mercado interno. Esta diferencia ha sido compensada a través de subsidios del Estado. La situación a futuro prevé un aumento en los precios del gas por dos razones, la primera es el aumento de las importaciones por la limitación de la producción nacional, lo cual genera que los subsidios provenientes del Estado no se puedan mantener. La segunda razón es que la posibilidad de recuperación de reservas en la Argentina están ligadas al trabajo con reservas más costosas que pertenecen a lo que se denomina como tight gas.

La industria del gas en Argentina se encuentra dividida, desde el proceso de Reforma del Estado, en tres segmentos diferentes: la producción, el transporte y la distribución. La producción de gas natural está organizada como una actividad competitiva en el contexto de un mercado mayorista en el cual los productores, distribuidores y grandes usuarios realizan sus transacciones económicas con entera libertad para establecer sus precios y condiciones, cuya autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía de la Nación. En cambio, las etapas de transporte y distribución se encuentran reguladas, debido a que se tratan de actividades de monopolio natural.

Hoy en día el sector se encuentra regulado por dos leyes. La Ley 24.076 regula el transporte y distribución de gas natural mientras que la Ley 17.319 es la que regula la producción captación y tratamiento.

3.2. Principales Actores

A continuación se presenta una breve descripción de algunos entes nacionales del mercado del gas. La información se extrajo de sus respectivas páginas web.

- ✓ Energía Argentina SA. (ENARSA): El objeto de la empresa es la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural, a cuyo efecto podrá elaborarlos, procesarlos, refinarlos, comprarlos.
- ✓ Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS): es el organismo descentralizado creado por la Ley N° 24.076, con el objeto de regular, fiscalizar y resolver las controversias suscitadas en relación con el servicio público de gas. Sus principales objetivos son:
 - *Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores;*
 - *Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;*
 - *Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural;*

- Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;
 - Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural;
 - Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente;
 - Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.
- ✓ Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG): Genera, planifica y desarrolla estudios y análisis de todas las actividades vinculadas a estas industrias en sus aspectos técnicos, económicos, normativos, estadísticos y ambientales.

3.3. Demanda

La demanda de gas natural en Argentina se puede dividir en varios segmentos como ser Residencial, Industrial, Comercial, Centrales eléctricas, GNC y otros. Sin duda los consumidores más importantes son los residenciales, las Centrales y los Industriales ya que entre los tres consumen aproximadamente el 86% del total. Según se puede ver en el siguiente gráfico (Figura 3.1) el consumo de los sectores más importantes ha ido en incremento en los últimos años.

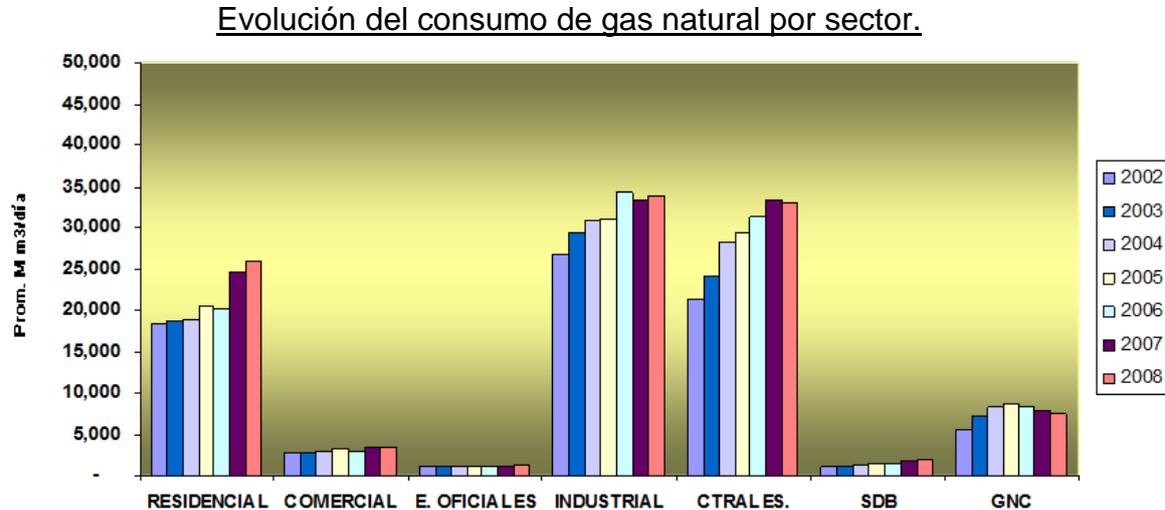


Figura 3.1. Evolución del consumo de gas natural por sector. Fuente: Enargas

Sin embargo si se observan los dos últimos años de consumo del sector Industrial y las Centrales Eléctricas, se puede ver que el consumo se ha mantenido. Esto probablemente sea por la saturación de la capacidad de transporte. Los cortes de suministro se han realizado justamente a estos dos sectores priorizando al sector Residencial.

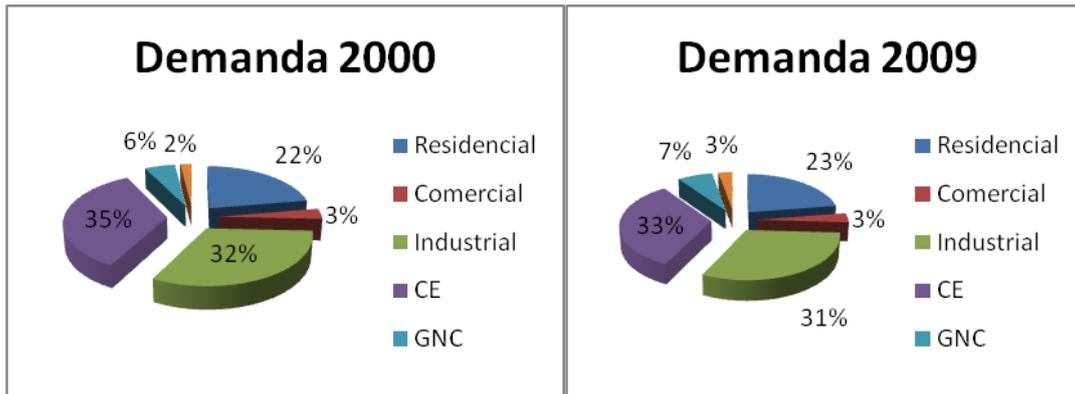


Figura 3.2. Demanda 2000-2009 por sector. Fuente: Enargas

Según se puede ver en la figura 3.2 la evolución en el consumo de gas natural ha sido parejo. En casi diez años los porcentajes consumidos se han mantenido prácticamente iguales.

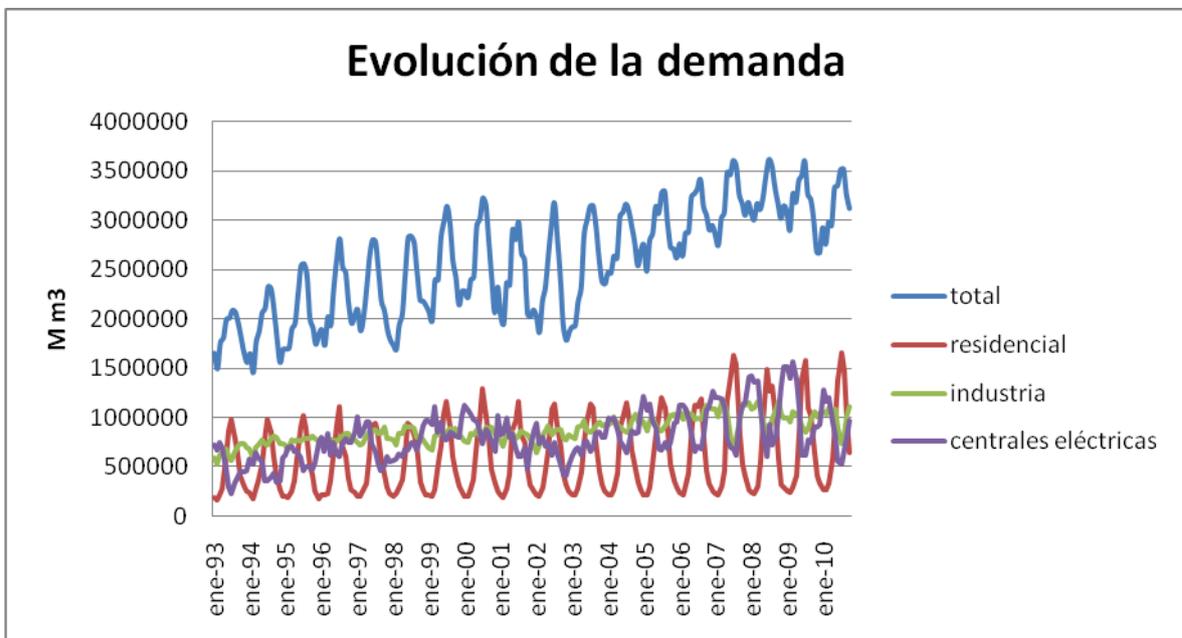


Figura 3.3. Evolución de la demanda. Fuente: Enargas

En la figura 3.3 se puede observar la estacionalidad de la demanda total del gas, que se da principalmente por la marcada estacionalidad de la demanda residencial, con picos durante la época invernal. No hay una estacionalidad tan marcada en la demanda industrial ni en la de las centrales eléctricas. Por otra parte es interesante observar como la estacionalidad de la demanda total a partir del 2004 disminuye. Claramente la demanda residencial no se ha visto perjudicada, ya que su estacionalidad se sigue manteniendo, pero no pasa lo mismo con los industriales y las centrales eléctricas, que justamente a partir del año 2004 durante la época invernal sufren valles en la demanda, lo que significa cortes en el suministro de gas.

3.3.1. Proyección de la demanda

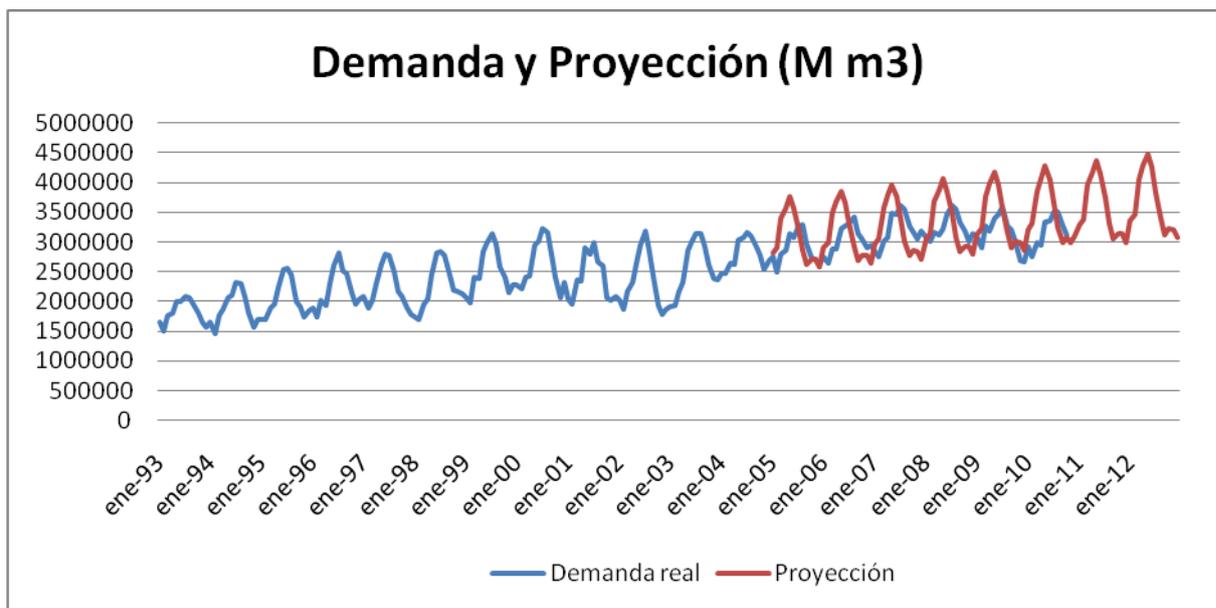


Figura 3.4. Proyección de la demanda. Fuente: Enargas

En los últimos años como se ha visto antes, el suministro de gas se ha reducido por la falta de capacidad en el transporte del mismo. Por lo tanto si no se realizan inversiones en nuevos gasoductos, la demanda se verá limitada a la capacidad del transporte de gas. Para hacer la proyección no se han tenido en cuenta los últimos años de demanda, para así tener una idea aproximada de cual tendría que haber sido la demanda en el caso de no estar limitados en el transporte. Cuando se realicen las obras necesarias la demanda tendría que seguir su tendencia y estacionalidad original.

3.4. Precio del gas

La tarifa del gas natural distribuido por redes está compuesto por varios componentes. Uno de ellos es el precio del gas en boca de pozo, el cual se pacta libremente entre los productores y los distribuidores o grandes usuarios. Esta actividad no está regulada por lo que el precio se determina por las fuerzas del mercado, es decir la oferta y la demanda. Otros de los costos que se incluyen en la tarifa del gas son el del transporte (mientras más alejado de la boca de pozo este el consumidor, más caro es) 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.

Históricamente el precio local del gas estuvo muy por debajo de los precios internacionales (Estados Unidos y Europa). Con la privatización del sector en los 90, el precio del gas sufrió una suba respecto de los precios pre privatización acortando la brecha. 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 pesifica el precio del gas (ver figura 3.5), lo cual provoca en el corto plazo desinterés en los empresarios del sector para invertir y hacer nuevas exploraciones para ampliar la oferta.

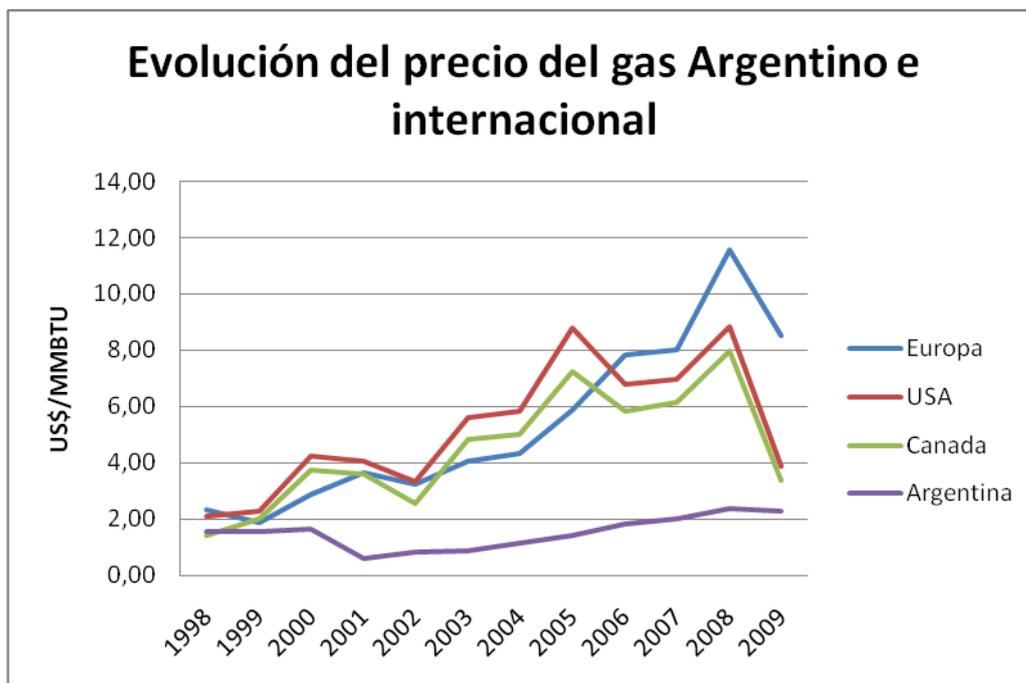


Figura 3.5. Fuente: Secretaria de Energía y British Petroleum

Durante la crisis el consumo de gas no disminuye considerablemente (ver figura 3.3), y aumenta con la recuperación económica del país luego del 2002. Esto produjo una caída muy importante en el nivel de reservas en los años posteriores. Así Argentina pasa de ser un país exportador a país importador de gas, importando principalmente gas desde Bolivia.

Esta caída en la producción de gas que se viene dando desde el año 2003 principalmente por faltas de políticas a largo plazo en materia energética, provoca la crisis actual por la que está atravesando el país. Para cubrir los baches que existen entre la demanda y la oferta de gas el gobierno ha tenido que tomar medidas de emergencia. Entre estas medidas esta la creciente importación de gas boliviano, una creciente demanda de gas natural licuado (GNL) que ingresa por el puerto de Bahía Blanca (11 buques en el 2009 a 14 en el 2010). Esta última medida había sido transitoria para pasar el invierno 2008, pero ya se ha transformado en algo permanente. Recientemente el gobierno ha firmado un acuerdo energético con Chile, en el cual se deja abierta la posibilidad de que Argentina pase a importar gas natural licuado de ese país. No hay que olvidar que Argentina durante varios años ha sido el principal abastecedor de gas del país vecino. Este aumento en las importaciones (ver anexo 6.10) de gas hace que los precios de referencia sean más internacionales. Los subsidios por parte del Estado para mantener los precios bajos se tornarán insostenibles, por lo que se espera que el precio del gas en nuestro país siga el comportamiento de los valores internacionales del mismo.

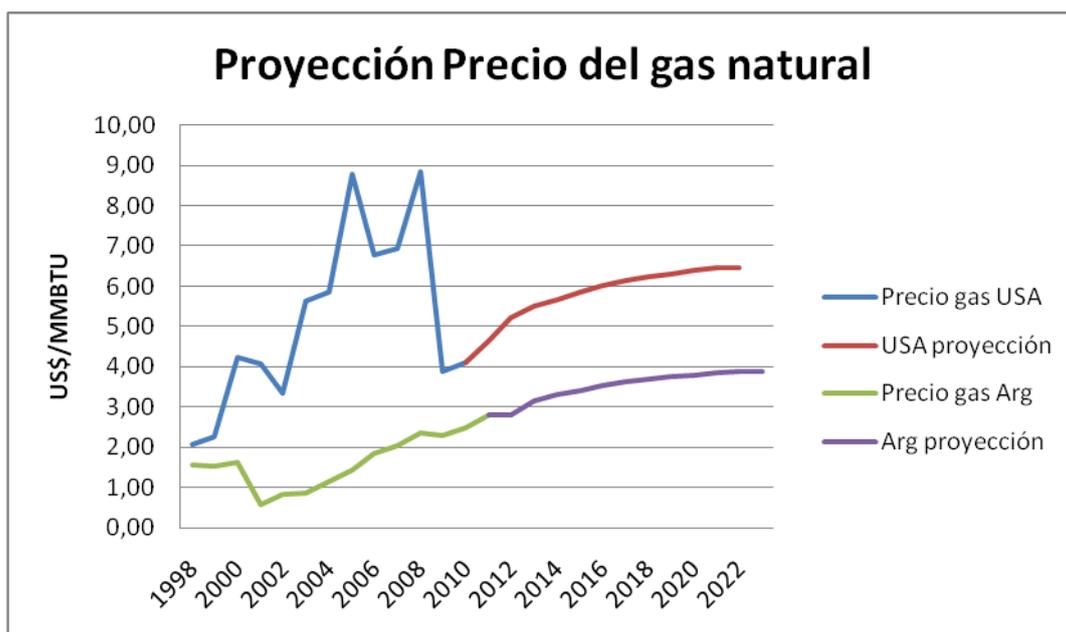


Figura 3.6. Proyección del precio del GN Fuente: SE, NYMEX, British Petroleum, elaboración propia.

Los datos de la proyección del precio del gas natural de USA fueron extraídos del NYMEX (New York Mercantile Exchange)

3.5. Reservas de gas

A fines del año 2009 las reservas comprobadas habían disminuido un 5% respecto del 2008, lo que significa menos de la mitad de las reservas disponibles a comienzos de la década, y un horizonte de reservas de aproximadamente 8 años. La producción de gas en la Argentina viene disminuyendo desde el año 2004 y en un contexto donde la demanda de gas y electricidad vienen en aumento sostenido. Esta situación como se comentó anteriormente ha hecho que el Estado Argentino tenga que importar cada vez más gas para abastecer a la demanda local.

Desde el 2005 al 2009 las reservas de las cuencas Noroeste, Austral y Neuquina cayeron un 16% aliviado por el aporte del 2% por parte de la cuenca Golfo San Jorge, lo que significó una caída del 14% para el país.

Sin embargo durante el 2010 YPF descubrió un megayacimiento de gas no convencional en la provincia de Neuquén. Este gas no convencional se trata de tight gas que proviene de arenas compactas de baja permeabilidad que necesitan fracturamiento masivos para ser producidos y de shale gas que consiste en extraer gas y petróleo de las rocas ricas en material orgánico con el que se generan. La explotación de este tipo de yacimientos es mucho más cara que aquellos de gas convencional. Para tener una idea hoy en día en los yacimientos de Salta, Neuquén, Santa Cruz y Cuyo se paga entre 2,05 y 2,20 dólares el millón de BTU, el gas importado desde Bolivia se lo paga a 7,35 US\$ el millón de BTU. El precio que se pagara por el gas del megayacimiento estará entre 4,5 y 7,5 US\$ el millón de BTU. Actualmente el abastecimiento con GNL es la más cara de las opciones.

Con este descubrimiento el horizonte de reservas se extiende a 16 años. La producción de este yacimiento seguramente será la solución a la demanda de

gas de corto y mediano plazo para nuestro país, pero evidentemente este es el final de una época de energía barata.

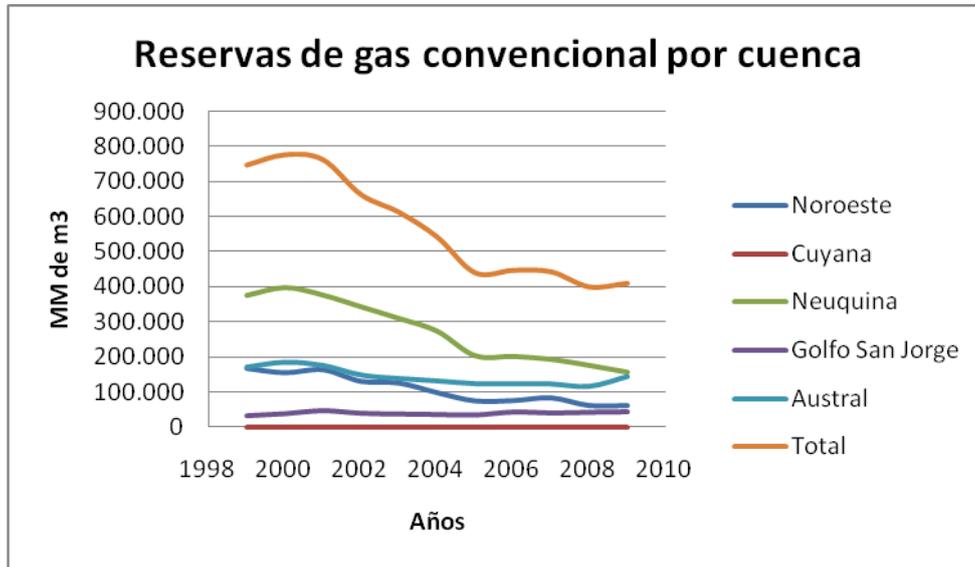


Figura 3.7. Reservas de gas convencional. Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)

3.6. Capacidad de transporte de gas



Figura 3.8

abastecimiento de gas quedó configurado en dos grandes sistemas regionales, el del norte del país y el del sur.

El del norte del país, abastecido desde las Cuenca Neuquina y la del noroeste (incluyendo el gas de Bolivia), corresponde al sistema de la TGN (ver figura 3.8), que alimenta a las distribuidoras Buenos Aires Norte (BAN), del Centro, Cuyana, Litoral y Noroeste. Este sistema en el inicio abastecía alrededor del 40% del mercado. En el caso del sistema sur del país abastecía aproximadamente el 60% del mercado interno. Este sistema vincula los yacimientos de las Cuencas Austral y Neuquina (ver Anexo 6.10) con la TGS, la cual abastece a Metrogas (y

Tras la privatización de Gas del Estado y de YPF el sistema de

parcialmente a BAN), y a Camuzzi gas Pampeana y del Sur.

La capacidad de transporte ha crecido en promedio desde el año 1993 (año post privatización) al 2000 a una tasa del 7% aproximadamente. Desde el año 2001 al 2008 el crecimiento ha sido aproximadamente a una tasa del 2,8%. Es decir que luego de la crisis del 2001 no ha habido inversiones al ritmo que se venían dando previo a este momento. Cabe la pena aclarar que las tarifas de transporte están reguladas por Enargas, y las inversiones que se requieren son muy elevadas.

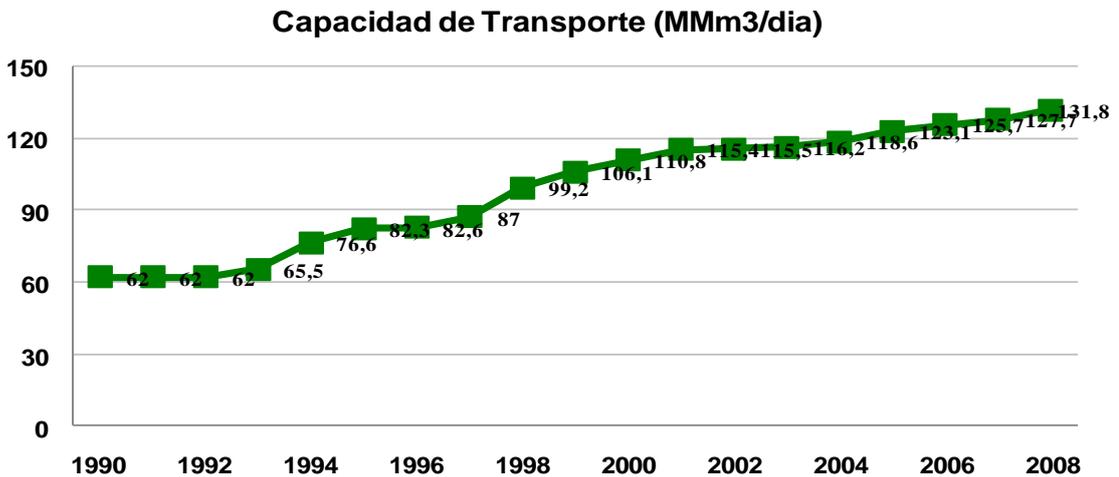
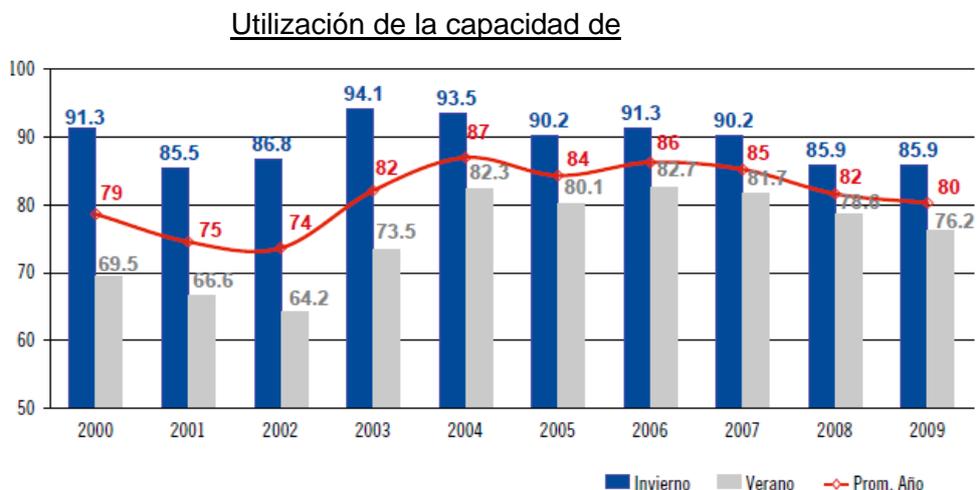


Figura 3.9. Capacidad de transporte de GN. Fuente: IAPG

Si se observa la figura 3.10 se ve que en los últimos años la capacidad de transporte ha trabajado al límite, sobre todo en la época invernal que es cuando la demanda sube principalmente por los consumidores residenciales. Además si se asume que la capacidad de transporte real sufre una merma sobre la teórica, se puede decir que la capacidad de transporte está colapsada. El resultado de esto lo sufren hoy en día las industrias y centrales eléctricas durante el invierno.



transporte.

Figura 3.10. Utilización de la capacidad de transporte de GN. Fuente: ENARGAS

3.7. Conclusión capítulo 3

Evidentemente hoy en día el gas es un limitante importante para la instalación de una planta de cogeneración. Los cortes en el suministro durante la época invernal son cada vez más frecuentes en el ámbito industrial. 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.

Por otra parte hemos visto que el nivel de reservas de nuestro país se encuentra al límite del agotamiento de gas natural convencional. Esta situación se da por la falta de políticas energéticas a largo plazo, lo que ha generado entre otras cosas la exportación descontrolada, el uso del recurso no renovable sin control (ineficiencia en la producción de energía eléctrica), falta de inversiones en exploración de nuevos yacimientos, etc.

Con el aumento de las importaciones, el agotamiento de 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 necesario nuevas políticas energéticas en nuestro país en el cual se fomenten fuentes de energía renovables, mayor eficiencia en la generación de electricidad, etc., entre las cuales la cogeneración sería una forma de cuidar nuestros recursos naturales.

Capítulo 4: Estudio de factibilidad de la planta de cogeneración

4. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA PLANTA DE COGENERACION

4.1. Introducción

En este capítulo se hará un estudio de factibilidad para analizar la conveniencia para Cerámica Alberdi de invertir en una planta de cogeneración. Se analizarán dos situaciones distintas con respecto a la configuración de la planta. La primera será cubrir la demanda energética cogenerable de la cerámica con la venta de energía eléctrica sobrante, mientras que la segunda se planteará cubrir solamente la demanda eléctrica. Para ello antes se hará un estudio de las posibles tecnologías a utilizar. También se harán algunos cálculos de eficiencia de las distintas opciones para observar los beneficios que una planta de cogeneración puede tener frente a las plantas de generación ordinarias.

4.2. Requerimientos energéticos de la planta cerámica

Los requerimientos básicos de la planta cerámica para poder cumplir con su producción son, la energía eléctrica y la energía térmica.

La energía eléctrica, como se dijo en el Capítulo 1, se usa en la mayor parte de las máquinas entre las cuales se pueden incluir sistemas de transporte, sistemas de paletizado, bombas, motores, compresores, sistemas electrónicos de control, etc.

En cambio las necesidades de energía térmica son para los hornos, los atomizadores y los secaderos. Actualmente Cerámica Alberdi utiliza la combustión del gas natural como fuente de energía térmica.

4.2.1. Demanda de energía eléctrica

Hoy en día la planta de cerámica compra la totalidad de la energía eléctrica a la distribuidora local. El promedio de consumo específico del último año es de aproximadamente 2,53 KWh/m² de producto terminado. Éste no varía durante el transcurso del año, es decir que el consumo de energía eléctrica se puede considerar constante. Aparte hay que considerar que no está previsto invertir en el crecimiento de la planta cerámica de la planta de José C. Paz en los próximos años.

El promedio diario de consumo es aproximadamente 72000 KWh/día o lo que es lo mismo 72 MWh/día. Según ingenieros encargados del mantenimiento eléctrico de la planta, esta tiene aproximadamente 3,25 MW de potencia instalada.

4.2.2. Demanda de energía térmica de la planta

Desde el cambio de dueños en Cerámica Alberdi ha habido una constante inversión en tecnologías que trabajan con gas natural, el combustible más limpio hoy en día para la fabricación de baldosas cerámicas. Actualmente es el único combustible que se usa para el proceso industrial. Cabe la pena destacar que se usa gas oil para el uso de autoelevadores, tractores y otras máquinas pero el costo y cantidad es despreciable frente a los de gas natural.

Según los datos recopilados el consumo específico de gas natural es aproximadamente de 2,24m³/m². Este último número se ve afectado durante los meses más fríos en los cuales se restringe el uso del gas. Como se mencionó anteriormente el consumo de gas se da en las siguientes partes:

- **Hornos:** las dos plantas cuentan con tres hornos industriales, los cuales no se apagan en ningún momento del año, al menos que requieran de algún mantenimiento específico que requiera su apagado. Estos trabajan con temperaturas muy altas (aproximadamente 1200°C en sus zonas más calientes) y por lo tanto los materiales que lo componen trabajan muy dilatados. Cuando se requiere de su apagado esto se tiene que hacer gradualmente (para no dañar por diferencia de temperatura a los materiales que se encuentran dilatados), lo que puede tardar muchos días. Lo mismo pasa cuando estos se prenden. Por lo tanto si se apagan los hornos se pierde entre medio mes y un mes de producción, esta es la razón principal por la cual estos siempre necesitan estar prendidos al menos en stand by. Según la información recibida los hornos de la planta consumen aproximadamente 380m³/h cada uno y tienen un consumo específico de 0,97m³/m² entre los tres hornos. Cabe la pena destacar que cuando se encuentran en stand by estos consumen un tercio de lo que consumen normalmente. Entre los tres hornos se consume aproximadamente entre 650.000 y 750.000 m³ de gas natural por mes.
- **Atomizadores:** la demanda térmica de los atomizadores es la única cogenerable por sus características. Las dos plantas cuentan con 2 atomizadores (uno cada planta) de marca SACMI, y algunas especificaciones importantes se detallan en la siguiente tabla:

ATM	unidades	Atomizadores	
		65	90
Agua evaporativa máxima	l/h	6500	9000
Potencia térmica instalada	Kcal/h	5.500.000 (6,4 MW)	7.500.000 (7,6 MW)
Caudal aire consumido	m ³ /h	63000	87000
Temperatura de aire a la entrada	°C	500 a 600	500 a 600
Temperatura del aire a la salida	°C	70 a 120	70 a 120

Tabla 4.1: Características atomizadores. Fuente: SACMI

Según los datos reales de producción el consumo específico de los dos atomizadores es de 0,82 m³/m² de gas natural, lo cual significa unos 23.000m³ de gas natural por día aproximadamente.

El calor útil cogenerado tiene que cubrir la demanda de los atomizadores, para ello se calcula el calor útil necesario por estos usando los datos presentados en la tabla 4.1.

El calor útil o V se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$V = \dot{m} (h_1 - h_2) = \dot{m} C_p \Delta T \quad (4.1)$$

Donde

\dot{m} = caudal de gases calientes entregados al atomizador.

h_1 = entalpia de gases calientes de entrada al atomizador.

h_2 = entalpia de gases calientes de salida del atomizador.

C_p = calor específico de un gas con gran proporción de aire

ΔT = diferencia de temperaturas de los gases calientes entre la entrada y la salida del atomizador.

Para calcular el h_1 y h_2 se usara la siguiente ecuación que relaciona el calor específico (C_p) de un gas con gran proporción de aire con su temperatura (expresión válida entre 0 °C y 1500 °C)

$$C_p = (0,9952 + 92,1 \cdot 10^{-6} \cdot T) \cdot T \quad (4.2)$$

Donde C_p viene expresado en kJ/(kg·°C) y T se introduce en °C. Así, aplicada esta expresión, la ecuación del calor útil sería la siguiente:

$$V = \dot{m} ((0,9952 + 92,1 \cdot 10^{-6} \cdot T_1) \cdot T_1 - (0,9952 + 92,1 \cdot 10^{-6} \cdot T_2) \cdot T_2)$$

Siendo T_1 y T_2 las temperaturas de entrada y salida respectivamente de los gases del atomizador.

Coeficientes extraídos de H.D. Baehr et al.

Se asume que la temperatura del gas a la salida del atomizador en promedio es de 110°C y de aproximadamente 530°C a la entrada.

Usando (4.1) y (4.2):

$$h_1 = 553 \text{ KJ/Kg}$$

$$h_2 = 110,6 \text{ KJ/Kg}$$

$$\dot{m} = 150.000 \text{ m}^3/\text{h} = 34,72 \text{ Kg/s}$$

V necesario = 15.372 KW

que es el calor aproximado que debe ser remplazado por la cogeneración.

- Secadores: en ambas plantas hay 6 secaderos, uno para cada prensa. El consumo específico aproximado de los 6 secadores es de 0,26 m³/m².

El consumo promedio mensual de gas natural del conjunto de las maquinas es aproximadamente de 1.700.000 m³. Los números de los consumos son aproximados ya que dependen de la cantidad de metros cuadrados producidos en el mes.

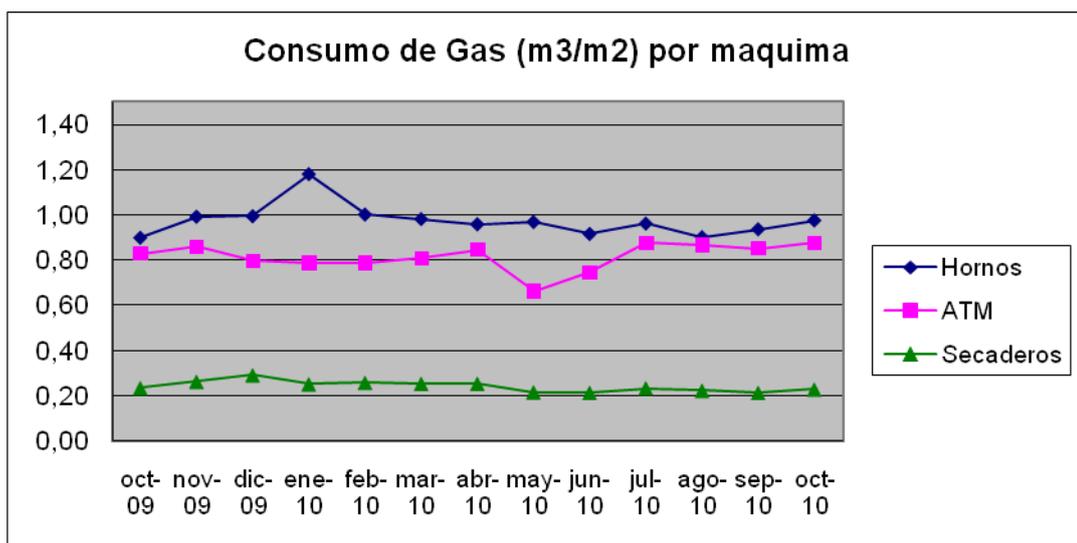


Figura 4.1. Consumo de gas por maquina. Fuente: Cerámica Alberdi

4.3. Datos operacionales de la planta

A continuación se detalla cuál es el funcionamiento de la planta actualmente, cuántas horas funciona la planta cerámica por año, determinar cuáles son las necesidades eléctricas, cuál es el funcionamiento de los atomizadores para así determinar cuál será la demanda térmica cogenerable. Y por último el número de horas de funcionamiento de la planta de cogeneración estimado, para poder calcular la generación térmica y eléctrica anual.

- Horas de funcionamiento de la fabrica: 8000 h/año
- Horas funcionamiento de la cogeneración: 8000 h/año (se contempla el tiempo de reparación.)
- Horas de funcionamiento de los atomizadores: los atomizadores trabajan con barbotina que si recordamos su composición es agua, arcillas y defloculante. Esa composición barrosa de la barbotina hace que con cierta frecuencia se tengan que parar los mismos para la limpieza de las coronas y picos del mismo. El tiempo de paradas totales es de aproximadamente el 2% del total, por lo cual el funcionamiento de los mismos sería de 7840 hs anuales aproximadamente. Los gases de escape de las turbinas se podrán aprovechar el tiempo en que los atomizadores funcionen, por lo tanto cualquiera sea la turbina que se use se desaprovechará por lo menos el 2% de los gases calientes que se podrían utilizar para generar calor.

4.4. Primer alternativa: satisfacer demanda térmica

4.4.1. Selección de la tecnología

Las plantas más modernas de cerámicas en Europa cogeneran supliendo la demanda térmica de los secaderos de barbotina (atomizadores) por la temperatura del calor que estos necesitan. Como se vio más arriba la temperatura del aire de entrada de los gases es de entre 500 y 600°C, y justamente los gases de escape de las turbinas rondan estas últimas temperaturas mencionadas.

Como primera alternativa se toma la opción de satisfacer completamente la demanda térmica de los atomizadores de ambas plantas, lo cual significa que habrá un exceso de energía eléctrica generada (con respecto al autoconsumo) que será vendido por completo inyectándola a la red. Este exceso de energía eléctrica se da por las características del tipo de fábrica en cuestión, con una demanda térmica bastante más alta que la eléctrica. Volviendo hacia los datos brindados más arriba se puede decir que con la demanda térmica de los atomizadores (8 KWh/m²) se obtiene una relación calor/electricidad de aproximadamente 3,16 (E= 2,53 KWh/m²).

Si se observa en la siguiente figura se puede apreciar que las turbinas de gas son bastante más eficientes en su funcionamiento a los motores a gas en fábricas que tienen demandas térmicas del nivel de Cerámica Alberdi. Aparte generalmente para una misma potencia eléctrica, los caudales de gases de escape de las turbinas son considerablemente mayores que la de los motores, entonces para poder cubrir la demanda térmica de los atomizadores con un motor a gas habría que invertir más que para una turbina. Es por estas razones que no tendremos en cuenta a los motores a gas entre las opciones de tecnología.

Aparte si se ve la figura del anexo 6.11 en general las características de las turbinas de gas son un poco mejores que la de los motores a gas, como ser temperatura aprovechable, niveles de contaminación, costos de instalación, etc.

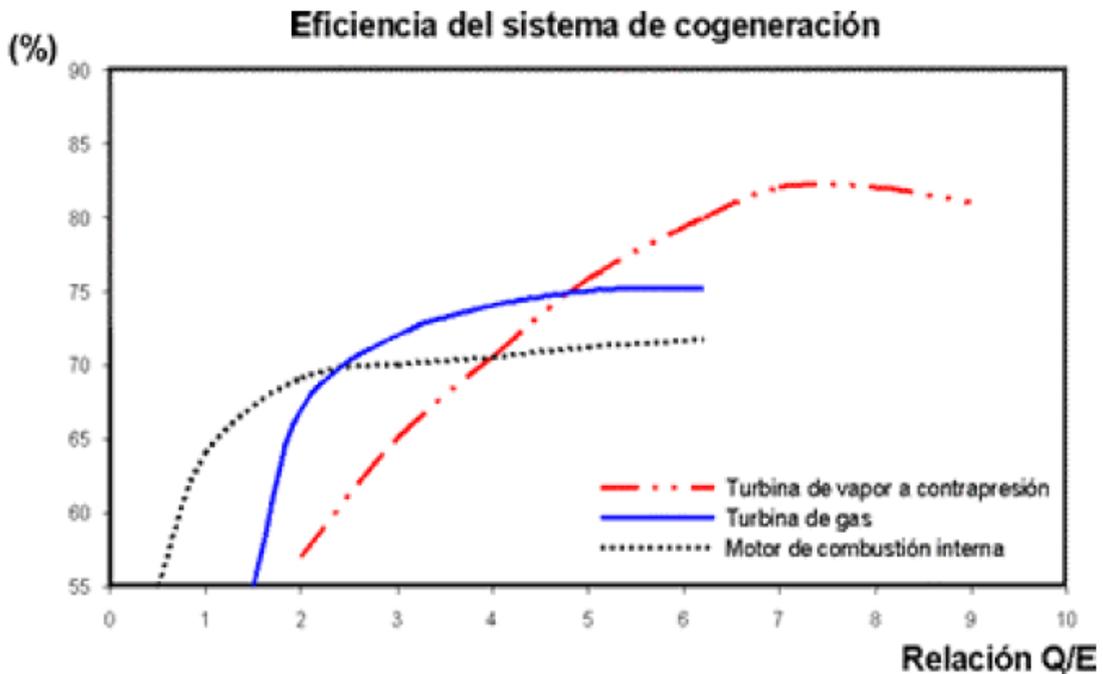


Figura 4.2. Eficiencia del sistema de cogeneración.

Para la selección de las distintas turbinas se tiene en cuenta justamente la potencia térmica que pueden entregar las turbinas de acuerdo a sus especificaciones. Las opciones que se tuvieron en cuenta son las siguientes:

Características de las turbinas de gas

	Potencia	Consumo Esp.	Rendimiento	Caudal gases	Temperatura	Cantidad
<i>Turbogrupo</i>	<i>Kw</i>	<i>KJ/KWh</i>	<i>%</i>	<i>Kg/s</i>	<i>°C</i>	<i>Un</i>
Centaur Type H	3888	12870	27,98	17,74	515,6	2
MAN GHH THM1205	5600	15000	24	34,6	498	1
EGT typhoon	4743	12039	29,91	19,5	519	2
Allison 501 KB5	3693	12680	28,4	15,69	532	2

Tabla 4.2. Características de las turbinas de gas. Fuente: Siemens, Caterpillar, NTC

Es importante destacar que las turbinas no pueden armarse a gusto del consumidor, sino que estas tienen que ser elegidas tal cual están en el mercado buscando la forma que mejor satisfagan las necesidades de la planta.

4.4.2. Cálculo del calor útil generado por turbina

A continuación se hace el cálculo del calor útil generado por turbina. De este cálculo se obtendrán el calor útil cogenerado por la turbina (V_c), el calor útil generado por postcombustión si es que este fuese necesario (V_{pc}), es decir cuando la temperatura de salida de los gases de combustión no alcancen la temperatura necesaria en el atomizador. Estos cálculos a su vez permitirán obtener el exceso de calor cogenerado cuando este exceda el calor útil necesario (V_n) calculado en la sección anterior, y el calor cogenerado útil (V_{cu}) que es el calor cogenerado que realmente se utiliza para el atomizado. A su vez los resultados obtenidos en esta sección permitirán hacer algunos cálculos de eficiencia que se realizarán en la siguiente sección.

A modo de ejemplo se hacen los cálculos para la turbina Centaur Type H y luego se presentan los resultados de todas las turbinas juntas en una tabla de modo de poder comparar unas con otras.

Turbina Centaur Type H

El calor útil de cogeneración (V_c) se calcula como se vio anteriormente con las formulas (4.1) y (4.2):

$$\checkmark V = \dot{m} (h_1 - h_2) = \dot{m} C_p \Delta T$$

$$\checkmark V = \dot{m} ((0,9952 + 92,1 \cdot 10^{-6}) \cdot T_1) \cdot T_1 - (0,9952 + 92,1 \cdot 10^{-6}) \cdot T_2 \cdot T_2$$

De la tabla 4.2 sabemos que la T_1 (de entrada al atomizador o salida de la turbina) es de 515,6 °C y la temperatura de salida del atomizador o T_2 es de 110°C como se dijo anteriormente.

Usando las formulas se obtienen los siguientes resultados

$$h_1 = 537,6 \text{ KJ/Kg}$$

$$h_2 = 110,6 \text{ KJ/Kg}$$

$$\dot{m} = 17,74 \text{ Kg/s}$$

$V_c = 15.151 \text{ KW (2)}$

El problema de esta turbina es que la temperatura de los gases escape salen un poco más fríos que los que se necesitan en el atomizador (530°). Para poder alcanzar dicha temperatura habría que hacer una postcombustión como se ve en la siguiente figura:

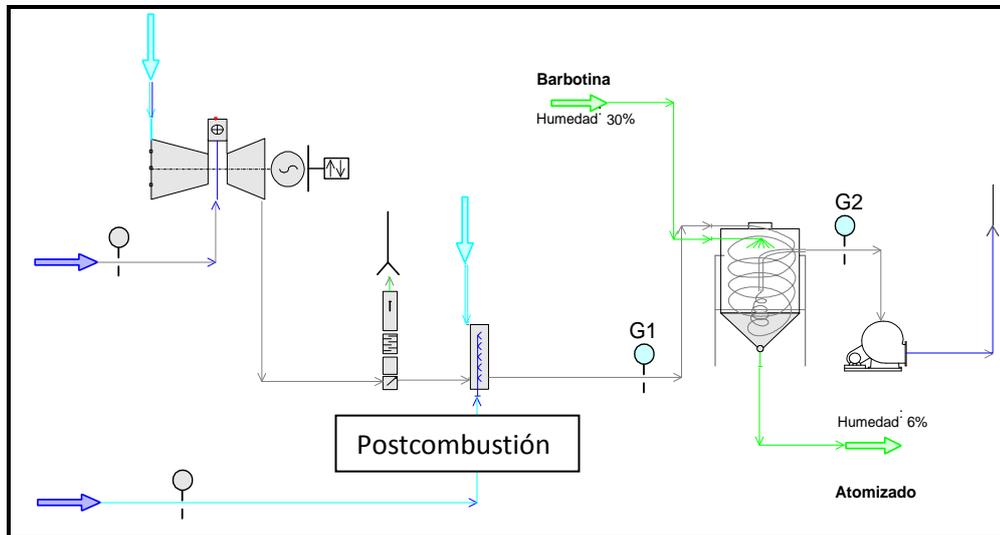


Figura 4.3. Postcombustión

Para la postcombustión se utiliza gas natural de la red, y para calcular el calor adicional generado usamos las mismas formulas anteriores (4.1) y (4.2), con la diferencia que las temperaturas T1 y T2 ahora son antes de la postcombustión y después de esta, es decir que el delta de temperatura sería de 14,4 °C (530°C – 515,6%). El caudal de gases sería el mismo, es decir de 17, 74 Kg/s por turbina.

$$\mathbf{V_{pc} = 557,6 \text{ KW}}$$

El $V_{pc} + V_c$ superaría al V_n (15.372 KW) en 336 KW.

Como se mencionó anteriormente los atomizadores funcionan durante el 98% del tiempo, por lo tanto el calor útil de cogeneración que realmente se utiliza por año sería el siguiente:

$$V_n = (15.372 \text{ KW}) \times (8000\text{hs}) \times (0,98) = \mathbf{120.516 \text{ MWh}}$$

$$V_c = (15.151 \text{ KW}) \times (8000\text{hs}) = \mathbf{121.208 \text{ MWh}} \quad (*)$$

$$V_{pc} = (557,6 \text{ KW}) \times (8000 \text{ hs}) \times (0,98) = \mathbf{4371,6 \text{ MWh}}$$

De esta forma se estarían cogenerando 5.063,6 MWh de calor en exceso. Por lo tanto el calor cogenerado que realmente se utiliza (V_{cu}) sería de 116.144 MWh.

$$\mathbf{V_{cu} = 116.144 \text{ MWh}}$$

(*) Cabe aclarar que el V_c no se multiplica por 0,98 ya que la planta de cogeneración tiene que funcionar mientras la planta cerámica funcione para así poder abastecerla de electricidad. Hay que recordar que los atomizadores funcionan el 98% del tiempo pero de forma intermitente, la planta de

cogeneración no puede pararse al ritmo de los atomizadores por dos razones, en primer lugar porque se dañaría la turbina y en segundo lugar porque según el marco regulatorio el cogenerador solo puede vender electricidad pero no puede abastecerse de ella a través de la red.

Es importante resaltar que cualquiera sea la turbina que se use y cualquiera sea la configuración (cubrir demanda térmica o eléctrica) va a existir un 2% del calor cogenerado que se desecharía por el tipo de funcionamiento que tienen los atomizadores.

A continuación se presentan los resultados para los cuatro turbogrupos que se eligieron como opción. Los cálculos son similares a los realizados para la turbina Centaur Type H.

Tabla de Calor útil

	Vc	Vpc	total exceso	Vcu	Vn
<i>Turbogrupo</i>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Centaur Type H	121.206	4.372	5.062	116.144	120.516
MAN GHH THM1205	112.897	9.461	2.258	110.639	120.516
EGT typhoon	134.388	3.672	17.544	116.844	120.516
Allison 501 KB5	111.694	0	2.234	109.460	120.516

Tabla 4.3: calor útil

A la turbina MAN GHH THM1205, le faltaría 417 MWh para cubrir el calor necesario (Vn). A la turbina Allison 501 KB5 le faltaría 11.056 MWh para cubrir el calor necesario. Ese calor faltante se lo generaría de la forma habitual que tienen los atomizadores de trabajar.

4.4.3. Cálculos de eficiencia

Cálculos de eficiencia

Usando las formulas detalladas en el capítulo 1 y 4 (1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 1.7, 4.1, 4.2), se calcularan algunos números de interés. Se hará el cálculo para la primera turbina y luego se presentaran los resultados de las demás turbinas en una tabla a modo comparativo.

Turbina 1 (se usarían 2 turbinas)

Los resultados que se detallan a continuación son anuales

- Rendimiento eléctrico (RE) $RE = \frac{E}{Q}$
De la tabla 4.2 tenemos el dato de la potencia nominal y el consumo específico de cada turbina, con los que se calcula la generación eléctrica anual y el consumo de gas natural de cogeneración. Se supone que la potencia real de la turbina es un 97% de la nominal.

$$E = (3,888 \text{ MW}) \times 2 \times (8000 \text{ hs}) \times 0,97$$

$$E = \mathbf{60.342 \text{ MWh}}$$

$$Q = (12870 \text{ KJ/KWh}) \times 2 \times (3888 \text{ KW}) \times 0,97 = 97.074.806 \text{ KJ/h}$$

$$Q = [(97.074.806 \text{ KJ/h}) \times (8000 \text{ hs})] / (3600 \text{ KWh/KJ}) = 215.721.791 \text{ KWh}$$

$$Q = (215.721.791 \text{ KWh}) / 10000 = 215.722 \text{ MWh}$$

$$Q = \mathbf{215.722 \text{ MWh}}$$

$$RE = (60.342 \text{ MWh}) / (215.722 \text{ MWh}) = 0,2798$$

RE = 27, 98%

- Rendimiento Térmico (RV) $RV = \frac{V}{Q}$
En la sección anterior calculamos el Calor útil cogenerado por la turbina

y

el valor de Q. con esos valores obtenemos el rendimiento térmico de la planta.

$$RV = (116.144 \text{ MWh}) / (215.722 \text{ MWh}) = 0,538$$

RV = 53,8 %

- Rendimiento Global $RG = \frac{V + E}{Q}$

$$RG = (116.144 \text{ MWh} + 60.342 \text{ MWh}) / (215.722 \text{ MWh}) = 0,818$$

RG = 81,8%

- Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) $REE = \frac{E}{\left(Q - \frac{V}{Ref H}\right)}$

Primero se calculará el termino $\frac{V}{Ref H}$ que representa el consumo de combustible por una planta térmica tipo con una eficiencia del 82% para generar el calor útil necesario (Vn) de los atomizadores. El Q en este caso sería el combustible total consumido para generar el calor útil necesario. Por esa razón al Q consumido durante la cogeneración habrá que sumarle en este caso el Q consumido en la postcombustión.

$$\frac{V}{Ref H} = (120.516 \text{ MWh}) / 0,82 = 146.970 \text{ MWh}$$

$$REE = (60.342 \text{ MWh}) / (215.722 \text{ MWh} + 3.210 \text{ MWh} - 146.970 \text{ MWh}) = 0,838$$

REE= 83,8 %

- Consumo de energía primaria (EP)

$$EP = \frac{E}{Ref E} + \frac{V}{Ref H}$$

$$EP = (60.342 \text{ MWh} / 0,486) + (146.970 \text{ MWh})$$

$$EP = 124.160 \text{ MWh} + 146.970 \text{ MWh}$$

EP= 271.130,5 MWh

Esta ecuación lo que refleja es el consumo de energía primaria para generar por separado la energía eléctrica y energía térmica que se necesita para satisfacer a la planta cerámica en este caso.

Por ejemplo para que una planta termoeléctrica de una eficiencia Ref E (48,6%) pueda generar 60.342 MWh (que es la energía eléctrica que genera la turbina), tendría que consumir 124.160 MWh de energía primaria (gas natural).

Lo mismo pasa con el segundo término, para que una planta con el 82% de eficiencia genere 120.516 MWh de calor, tendrá que consumir 146.970 MWh de energía primaria.

- Ahorro de energía primaria (AEP)

$$AEP = \frac{E}{Ref E} + \frac{V}{Ref H} - Q$$

$$AEP = 271.130,5 \text{ MWh} - 215.722 \text{ MWh} - 3.210 \text{ MWh}$$

AEP= 52.198,5 MWh

Como bien lo dice la fórmula el AEP es el ahorro de energía primaria anual que significaría el uso de la turbina para cogenerar energía térmica y eléctrica simultáneamente.

- Ahorro porcentual de energía primaria (PES)

$$PES (\%) = \frac{AEP}{EP}$$

$$PES = (52.198,5 \text{ MWh}) / (271.130,5 \text{ MWh}) \times 100$$

PES= 19,25 %

Un 19,25 % de ahorro en gas natural no es poca cosa, mas hoy en día que las reservas de nuestro país se están agotando. Esto demuestra la importancia de rever políticas para el sector que incentiven la inversión en el mismo. Si tanta cantidad de ahorro en energía primaria puede generar una empresa, cuanto mayor sea el uso de este tipo de generación en diferentes empresas, mayor importancia significará el ahorro.

Resultados de eficiencias por turbina

Los resultados obtenidos con todas las turbinas se presentan en la siguiente tabla:

Eficiencias de turbinas

	RE	RV	RG	REE	EP	AEP	PES
<i>Turbogrupo</i>	%	%	%	%	MWh	MWh	%
Centaur Type H	27,97	53,84	81,81	83,85	271.131	52.199	19,25
MAN GHH THM1205	24,00	61,10	85,10	84,23	236.386	47.963	20,29
EGT typhoon	29,90	47,46	77,37	72,24	298.435	49.569	16,61
Allison 501 KB5	28,39	54,22	82,61	87,12	264.904	52.141	19,68

Tabla 4.4: eficiencias de turbinas

4.4.4. Emisiones de CO2

Con respecto a las emisiones de dióxido de carbono, las plantas de cogeneración en general presentan un caso particular ya que si bien disminuyen las emisiones a nivel global, las aumentan a nivel industrial o local.

Con la adaptación de la nueva planta de cogeneración a la planta cerámica, en conjunto se emitiría más cantidad de CO2 que antes ya que la cantidad de gas natural que se consumiría en conjunto es mucho mayor que en la situación original. Por otro lado la central eléctrica disminuye las emisiones de su planta en la cantidad de energía eléctrica que la planta de cogeneración genera y que la central eléctrica dejaría de producir. En conjunto la cantidad de emisiones de CO2 sería menor.

En resumen el cálculo de ahorro en emisiones puede hacerse con el ahorro de energía primaria debido a la mejora en la eficiencia energética de las planta de cogeneración con respecto a la generación individual de calor y de electricidad calculada en la sección anterior (AEP). Esta energía primaria de la que se habla es en este caso gas natural, un combustible fósil que es utilizado por la mayoría de las plantas de generación en la argentina. La combustión de este combustible fósil genera gran parte de las emisiones de CO2, por lo tanto un menor consumo de este tipo de combustible implica una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, así como otros gases y partículas contaminantes.

Tomando como ejemplo la misma turbina con los que se hicieron los cálculos de eficiencias, es decir la Centaur Type H, sabemos que el ahorro en energía primaria (AEP) es de 52.198,5 MWh. Teniendo en cuenta un Factor de emisión para el Gas Natural de 56,1 tco2/TJPCI y un Factor de Oxidación de 0,995 para el Gas Natural, el ahorro en emisiones de CO2 sería el siguiente:

$$\text{Ahorro en emisiones de CO2} = (0,0521985 \text{ TWh/año}) \times (860 \text{ Kcal/KWh}) \times (4,187\text{KJ/Kcal}) \times (56,1 \text{ tco2/TJ}) \times 0,995$$

Ahorro en emisiones de CO2 = 10.500 tco2/año

Los resultados para todas las turbinas se presentan en la siguiente tabla:

Ahorro en emisiones de CO2	
Turbogruppo	Toneladas/año
Centaur Type H	10.492
MAN GHH THM1205	9.640
EGT typhoon	9.963
Allison 501 KB5	10.480

Tabla 4.5: ahorro en emisiones de CO2

4.5. Análisis de factibilidad de la planta

4.5.1. Localización de la planta

Para que la cogeneración se justifique, una de las condiciones necesarias que tiene que existir es la demanda simultánea de calor y electricidad. Esta condición como ya se ha mencionado con anterioridad, en Cerámica Alberdi se da, por lo tanto esta demás decir que la planta de cogeneración tiene que estar instalada en el mismo predio. Actualmente el predio cuenta con espacio adicional para su instalación, por lo cual no sería necesario entrar en costos adicionales con compras de terrenos aledaños.

Por otra parte hay que destacar que ambas plantas se encuentran una al lado de la otra, y ambos atomizadores se encuentran cerca uno de otro por lo que no sería muy complicada su instalación.

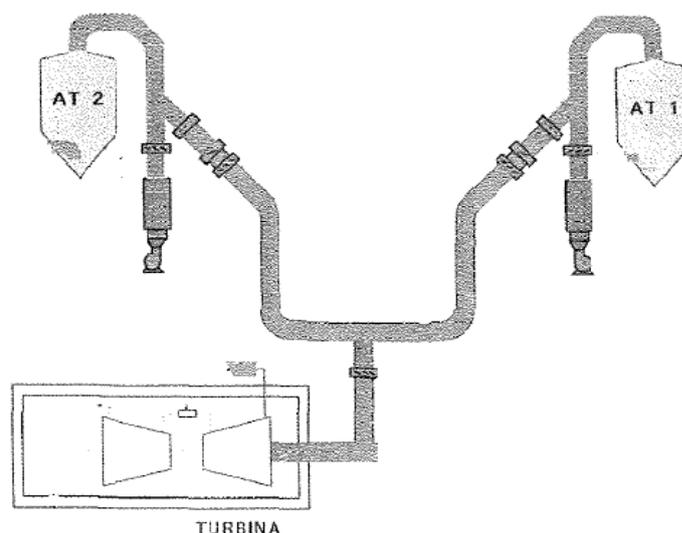


Figura 4.4

4.5.2. Inversiones requeridas

Para poder determinar el monto de las inversiones requeridas como primera medida se debe tener en cuenta la tecnología que se selecciono para poder abastecer a la planta cerámica de la energía térmica necesaria. La instalación

de esta tecnología trae consigo la necesidad de otras inversiones necesarias que se detallan a continuación. Hay que destacar que por falta de disponibilidad de datos muchos de los montos de inversión fueron estimados como un porcentaje del monto principal de las turbinas.

Inversiones en bienes de uso

- Terrenos: como se dijo anteriormente la empresa no deberá entrar en gastos en inversión de terrenos porque posee espacio suficiente en el predio para su instalación
- Obra civil y complementaria: dentro de lo que son los gastos de obra civil se incluirán costos del hormigón para la planta, costos de instalación eléctrica, gastos en conductos de gases calientes a los atomizadores y otras instalaciones necesarias.
- Maquinarias y/o equipos: aquí se tendrán en cuenta el precio FOB de las turbinas.
- Materiales complementarios
- Flete y Seguro: costos de transporte y seguro (CIF).
- 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.
- Imprevistos: se asume que el gasto por imprevistos es de un 2% de la inversión en bienes de uso.

Inversiones en cargos diferidos

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

IVA inversión

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

Los precios FOB de las turbinas seleccionadas se muestran en la tabla 4.6 que se puede apreciar a continuación. A estos precios hay que sumarle los demás costos para estimar la suma total estimada en inversiones.

	Potencia	Inversión Maq FOB
<i>Turbogrupo</i>	<i>Kw</i>	<i>US\$/KW</i>
Centaur Type H	3888	570,00
MAN GHH THM1205	5600	500,00
EGT typhoon	4743	543,00

Allison 501 KB5	3693	541,57
-----------------	------	--------

Tabla 4.6. Precios FOB de turbinas de gas. Fuente: GTW handbook 2010

A continuación se muestra la tabla de inversiones para la turbina EGT typhoon. Adelantándonos un poco a los resultados solamente se mostraran los resultados de esta turbina ya que es la única que muestra resultados positivos.

Cuadro de inversiones

Inversiones	2011	2017
	EGT	EGT
<u>Bienes de uso</u>		
Obra civil y complementaria	259.442	
Maquinarias y/o equipos (FOB)	5.188.842	1.556.653
Materiales complementarios	415.107	0
Flete, seguro (CIF)	518.884	155.665
Transporte y montaje de maquinarias y equipos	306.142	77.833
Imprevistos	128.580	35.803
Total bienes de uso	6.816.997	1.825.953
<u>Cargos diferidos o rubros asimilables</u>	0	0
Investigaciones y estudios	20.000	0
Gastos de administración e ingeniería en instalación	200.000	0
Gastos de puesta en marcha	415.107	0
Imprevistos	25.404	0
Total cargos diferidos	660.512	0
Total inversiones sin IVA	7.477.508	1.825.953
<u>IVA sobre las inversiones</u>	0	0
Obra civil y complementarias	54.483	0
Maquinarias y/o equipos	1.089.657	326.897
Transporte y montaje de maquinarias y equipos	64.290	16.345
Imprevistos (Bienes de uso)	27.002	7.519
Investigaciones y estudios	4.200	0
Gastos de administración e ingeniería en instalación	42.000	0
Gastos de puesta en marcha	87.173	0
Imprevistos (Rubros asimilables)	5.335	0
Total IVA	1.374.139	350.761
	0	0
Total	8.851.647	2.176.714

Tabla 4.7. Cuadro de inversiones. Fuente: elaboración propia

Como se puede ver en la tabla 4.7 hay una inversión el año 0 (cero) del proyecto, es decir el año 2011, y una en el año 2017. Esta última inversión del año 2017 se hace teniendo en cuenta el mantenimiento preventivo de la planta de cogeneración. Como se comento en el Capitulo 1 las turbinas cada 30000 a

60000 hs de uso necesitan de una operación llamada Overhaul, que consiste en la sustitución de algunos elementos de la turbina para que estas puedan completar otro ciclo de vida útil. En este proyecto se ha considerado un monto del 30% del precio FOB.

4.5.3. Financiación

El precio FOB de la turbina será pagado por el comprador al vendedor de la siguiente forma:

- a) El 20% equivalente del precio se paga por adelantado.
- b) El 80% del precio se pagará en 10 cuotas anuales, iguales y consecutivas, la primera de las cuales con vencimiento a 12 meses después del primer envío. Las cuotas será incrementadas con los intereses, calculados a partir de 12 meses de la fecha del primer envío, sobre la deuda residual a un tipo de interés del 7,5% anual.

Hay que tener en cuenta que la deuda es sobre el precio FOB de la turbina, es decir que sobre el total del dinero a pagar como inversión se financiaría casi el 50% del total. El resto (el otro 50%) se pagaría al contado.

Hay que destacar que no se considero una financiación en la inversión del año 2017.

Este tipo de financiación se extrajo como ejemplo de otras compras realizadas en el extranjero por la empresa, de sumas de dinero similares.

4.5.4. Cuadro de Resultados

Con los costos de la Energía Eléctrica y de Gas obtenidos en los capítulos 2 y 3 se confeccionó el cuadro de resultados hasta el año 2021. En el mismo se detallaron los siguientes ítems:

- **Ingresos:**
 - Venta de Energía Eléctrica: la venta de EE se calcula multiplicando el precio proyectado de Energía Plus por el sobrante de energía eléctrica generado por la/s turbinas.
 - Ahorro de Energía Eléctrica: el ahorro de EE se calcula multiplicando la energía eléctrica que se consume en la planta cerámica (la cual se considera constante) por el precio de compra de EE proyectado.
 - 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 Gas Natural: se calcula la cantidad de gas natural necesario para la generación de electricidad de la turbina, mas lo necesario para la postcombustión (si esta fuera necesaria) y el gas necesario en caso de tener que usar el atomizador de la forma tradicional en aquellos casos que la turbina no llegue a satisfacer la

demanda térmica de los mismos. Estas cantidades son multiplicadas por el precio del gas natural proyectado en el capítulo 3.

- Operación y mantenimiento: en la operación y mantenimiento de las turbinas se estima un costo aproximado de 3US\$/MW mas un 6% del stock de repuestos necesarios.
 - Mano de Obra: para calcular los costos de mano de obra, se tienen en cuenta los salarios de referencia de la Federación Obrera Ceramista de la Republica Argentina (FOCRA). Se asume que trabajan dos personas por turno, con un total de 4 turnos (mañana, tarde, noche y uno de franco).
 - 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 Fujo de IVA.
 - Intereses: resultan de la financiación del monto FOB de las turbinas.
 - Impuesto a las ganancias: tasa del 35%.

El cuadro de resultados más detallado se lo muestra en la tabla 4.8.

4.5.5. Flujo de Fondos

El flujo de fondos del proyecto se calcula como la suma del flujo de fondos del inversor más el flujo de fondos del prestamista.

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%.

El flujo de Fondos obtenido con el repago simple del proyecto y el repago con actualización de fondos se lo muestra en la figura 4.5, mientras que el cuadro más detallado del flujo de fondos se puede apreciar en la tabla 4.9.

Cuadro de Resultados

EGT										
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ingresos	US\$									
EE vendida	4.082.023	4.292.871	4.417.892	4.558.292	4.690.754	4.792.457	4.870.347	4.939.307	5.056.886	5.127.830
Ahorro EE	1517520	1806960	1946880	2031840	2128800	2221680	2293920	2349840	2389440	2446320
Venta de CERs	181.956	181.956	181.956	181.956	181.956	181.956	181.956	181.956	181.956	181.956
total ingresos	5.781.499	6.281.787	6.546.728	6.772.088	7.001.510	7.196.093	7.346.223	7.471.103	7.628.282	7.756.106
Egresos										
compra de GN cogeneración	2.647.357	2.781.825	2.865.868	2.958.316	3.042.359	3.109.593	3.160.019	3.193.636	3.244.062	3.277.679
compra de gas post combustión	32.095	33.725	34.744	35.865	36.884	37.699	38.310	38.718	39.329	39.736
compra de gas por faltantes de calor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y mantenimiento	370.487	378.445	386.665	394.982	403.514	403.514	403.514	403.514	403.514	403.514
Mano de Obra	131.638	144.401	158.411	173.777	191.155	210.270	231.297	254.427	279.869	307.856
Certificación de emisiones	54.587	54.587	54.587	54.587	54.587	54.587	54.587	54.587	54.587	54.587
Total egresos	3.236.163	3.392.983	3.500.275	3.617.526	3.728.497	3.815.662	3.887.727	3.944.881	4.021.361	4.083.373
Utilidad Bruta	2.545.336	2.888.804	3.046.453	3.154.562	3.273.013	3.380.431	3.458.497	3.526.222	3.606.921	3.672.734
Amortizaciones, Impuestos y Tasas										
Amortizaciones	746.914	746.914	746.914	746.914	746.914	806.488	806.488	806.488	806.488	806.488
Ingresos Brutos	142.871	150.250	154.626	159.540	164.176	167.736	170.462	172.876	176.991	179.474
IVA	0	0	0	0	216.148	0	345.848	358.460	372.434	380.187
Intereses	0	280.197	249.064	217.931	186.798	155.665	124.532	93.399	62.266	31.133
Utilidad antes IG	1.655.551	1.711.441	1.895.848	2.030.176	1.958.976	2.250.542	2.011.166	2.094.999	2.188.742	2.275.451
Impuesto a las ganancias	579.443	599.004	663.547	710.562	685.641	787.690	703.908	733.250	766.060	796.408
Utilidad neta	1.076.108	1.112.437	1.232.301	1.319.614	1.273.334	1.462.852	1.307.258	1.361.749	1.422.682	1.479.043

Tabla 4.8: Cuadro de Resultados Turbina EGT

Flujo de Fondos

Flujo de Fondos EGT											
Flujo Prestamista											
	nov-11	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Aportes de capital	-4.151.074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago amort. Deuda	0	415.107	415.107	415.107	415.107	415.107	415.107	415.107	415.107	415.107	415.107
Pago intereses	0	0	280.197	249.064	217.931	186.798	155.665	124.532	93.399	62.266	31.133
Flujo neto	-4.151.074	415.107	695.305	664.172	633.039	601.906	570.773	539.640	508.507	477.373	446.240

Flujo Inversor											
	nov-11	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Aportes de capital	-4.700.573	0	0	0	0	0	-2.176.714	0	0	0	0
Utilidad neta	0	1.076.108	1.112.437	1.232.301	1.319.614	1.273.334	1.462.852	1.307.258	1.361.749	1.422.682	1.479.043
Pago amortización deuda	0	-830.215	-830.215	-830.215	-830.215	-830.215	-830.215	-830.215	-830.215	-830.215	-830.215
Amort inversiones	0	746.914	746.914	746.914	746.914	746.914	746.914	806.488	806.488	806.488	806.488
Flujo neto	-4.700.573	992.808	1.029.136	1.149.001	1.236.314	1.190.034	-797.162	1.283.531	1.338.023	1.398.956	1.455.317
Flujo Proyecto	-8.851.647	1.407.915	1.724.441	1.813.172	1.869.353	1.791.939	-226.390	1.823.171	1.846.529	1.876.329	1.901.557

Tabla 4.9: Flujo de Fondos de la Turbina EGT.

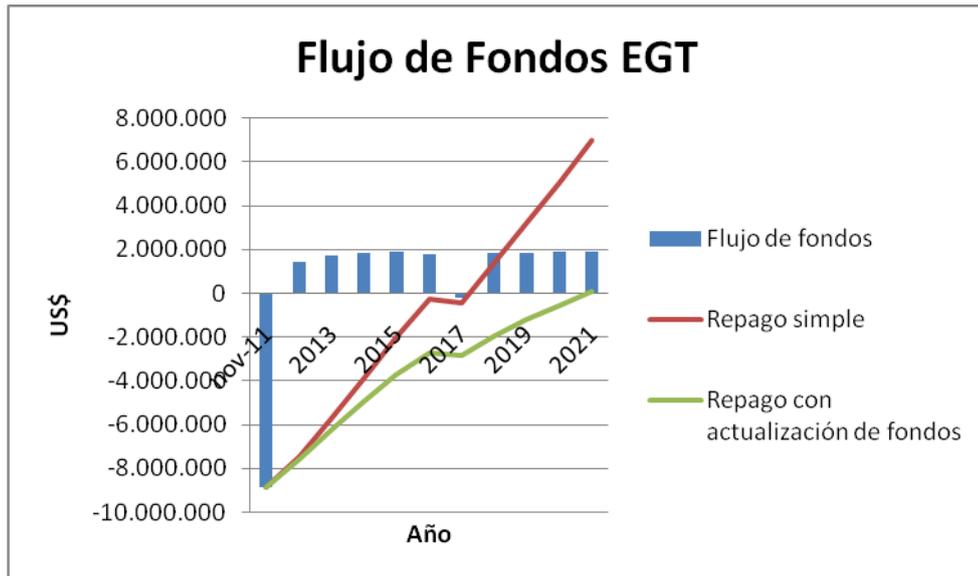


Figura 4.5. Flujo de Fondos, Repago simple, Repago con actualización de fondos

4.5.6. Resultados Obtenidos para las distintas turbinas

Los resultados obtenidos de las diferentes alternativas se pueden ver en la siguiente tabla.

Tabla de resultados

Resultados				
	VAN	TIR	Repago Simple	Repago Actualizado
<i>Turbogrupo</i>	US\$	%	años	años
Centaur Type H	-907.605	9%	7	> 10
MAN GHH THM1205	-1.458.396	4%	9	> 10
EGT typhoon	79.743	12%	7	10
Allison 501 KB5	-536.361	10%	7	> 10

Tabla 4.10: resultados obtenidos

Claramente se puede apreciar que la única turbina que presenta un VAN positivo es el EGT Typhoon. Si se observa el periodo de repago simple no parecería ser un proyecto despreciable. Más allá de esto, Cerámica Alberdi toma como válido el repago con actualización de fondos el cual da una cantidad de 10 años.

Resulta necesario más allá de los resultados del proyecto hacer un estudio de riesgos para estudiar como algunas variables impactan en el VAN del proyecto para finalmente tener una mayor certeza de la factibilidad del proyecto.

4.6. Estudio de riesgos

Mediante el estudio de riesgos lo que se pretende es analizar y entender como las diferentes variables del proyecto afectan a la rentabilidad del mismo. Cada variable de entrada tiene una variabilidad que viene dada por cierta distribución

de probabilidades. A través de un programa de simulación (Crystal Ball de Oracle) se estudia la variabilidad de la rentabilidad del proyecto, el cual puede verse en la figura 4.6.

Cabe la pena destacar que el estudio de riesgos se realiza sobre el proyecto de la turbina EGT typhoon que es la tecnología más favorable económicamente, ya que es la que es la única turbina que obtiene un VAN positivo, la mayor TIR y un periodo de repago menor al resto.

Distribución de probabilidad del VAN

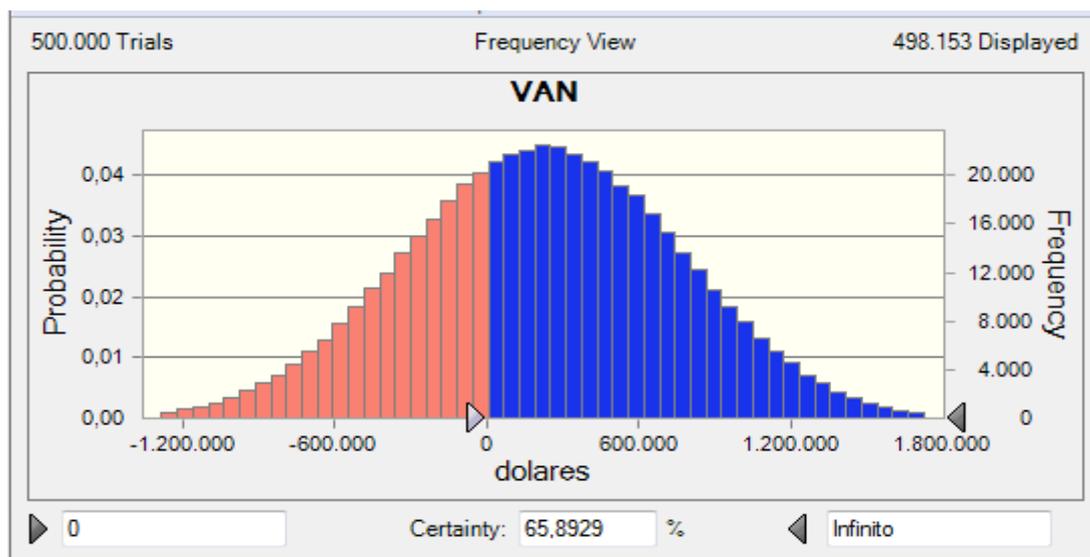


Figura 4.6. Distribución de probabilidad del VAN

Los resultados nos muestran que la probabilidad de que el VAN sea mayor que 0 no son muy altas (66%) contemplando la variabilidad de las distintas categorías tomadas como variables de entrada. Aparte no hay que olvidar que el retorno de la inversión es de 10 años, lo cual demuestra de que el proyecto no sería tan atractivo para el grupo inversor, ya que presenta un riesgo muy alto.

Es importante destacar que si bien el programa de simulación da un idea del riesgo que se corre ante diferentes escenarios, este no tiene en cuenta muchos otros riesgos. Como se ha visto en los capítulos anteriores, el mercado del gas y la electricidad son mercados fuertemente regulados con enormes subsidios. A esto se le suma que el marco regulatorio de los agentes cogeneradores no incentiva la inversión en el sector por ejemplo pagando primas en la venta de EE como ocurre en España. Aparte hay que agregar que el marco regulatorio no reconoce algunas necesidades básicas del cogenerador como por ejemplo no permitir la compra de energía eléctrica de la red. Todo esto genera que, a pesar de los esfuerzos realizados por tener la mayor certeza posible del proyecto a largo plazo, el riesgo por la falta de previsibilidad del mercado es mucho mayor que los riesgos que se tomaron en cuenta en el programa.

En la figura 4.7 se muestran las diferentes variables tenidas en cuenta, y cuál es el impacto de cada una de ellas en el VAN.

Grafico Tornado

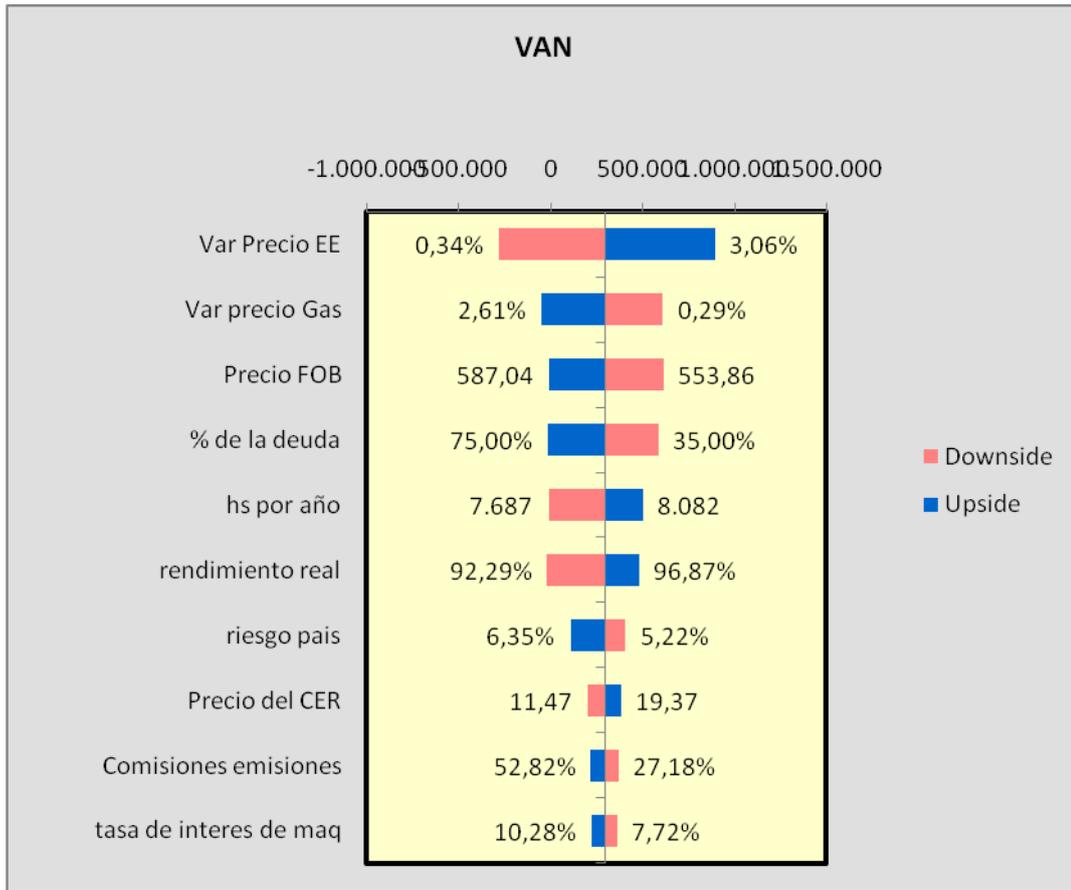


Figura 4.7. Grafico Tornado (impacto de variables en el VAN)

Las variables de mayor peso como se puede ver son el precio de la Energía Eléctrica y el del gas, dos de los puntos críticos a lo que se hizo referencia en el párrafo anterior. Les sigue en importancia el precio FOB de la turbina y el porcentaje de la deuda financiada, variable a la que la empresa puede llegar a tener mayor poder de negociación con el fin de lograr mayores beneficios.

4.7. Conclusiones

De los resultados obtenidos en el proyecto y observando la potencia eléctrica de cada turbina, se llega a la conclusión de que el negocio hoy en día tal cual está planteado el mercado es hacer inversiones a gran escala para la generación eléctrica. La turbina con mayor potencia eléctrica (considerando las 2) es la que mayor VAN obtiene. Los ingresos en el proyecto están muy relacionados con los precios de la electricidad y del gas como se pudo ver en la figura 4.9 (Grafico Tornado), por lo cual mientras más electricidad se venda más ingresos generará. Pero eso escapa al concepto de cogeneración en el cual se intenta aprovechar la energía los gases de escape al máximo con sus correspondientes beneficios ambientales.

En Europa se reciben beneficios adicionales por la venta de energía eléctrica si se verifica que la planta de cogeneración cumple con ciertos requisitos de eficiencia. Es decir que se premia a aquel que cogenere eficientemente. En nuestro país no solo no se da tal situación sino que tampoco se reconoce las

necesidades básicas de un cogenerador, como la compra de energía eléctrica de la red ante cualquier eventualidad que pueda tener una turbina en este caso.

Como se dijo anteriormente los ingresos están muy relacionados a los precios del gas y de la electricidad, dos puntos que generan gran incertidumbre en Argentina. Recordemos que ambos mercados están fuertemente regulados con enormes cantidades de dinero en subsidios para ambos sectores, con precios congelados, grandes deudas con generadores por parte del Estado, etc. Si bien se puede prever que los precios subirán en un futuro, la incertidumbre es demasiado grande ante estos mercados tan regulados por el Estado.

Por otro lado no hay que olvidar el riesgo que implica los cada vez más frecuentes cortes en el suministro de Gas Natural, que no se han tenido en cuenta entre los riesgos del proyecto.

Todos estos riesgos que se han expuesto son muchos y son importantes, es por esto que se concluye que hoy en día es demasiado riesgoso invertir en el sector.

4.8. Segunda alternativa: cubrir la demanda eléctrica

4.8.1. Selección de la tecnología

La segunda alternativa que se presenta es la de cubrir la demanda eléctrica de la planta, aprovechando el aporte térmico que las distintas opciones de tecnologías puedan aportar.

Al igual que en la primera alternativa los motores a gas no se tendrán en cuenta por las características de la planta cerámica. Hay que recordar que las turbinas de gas tienen un comportamiento más eficiente en plantas donde la demanda térmica es mayor a la demanda eléctrica (ver figura 4.2)

En este caso para la selección de las turbinas se tendrá en cuenta la potencia eléctrica de estas, teniendo presente que la demanda eléctrica de la planta es de aproximadamente 3 MW. Se supone que la energía eléctrica cogenerada se consume toda in situ y no queda remanente para la venta a la red eléctrica.

En la siguiente tabla se presentan algunas opciones de turbinas

:

Turbinas de gas para cubrir demanda eléctrica

	<i>Potencia</i>	<i>Consumos Esp</i>	<i>Rendimiento</i>	<i>Caudal gases</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Cantidad</i>
<i>Turbogrupo</i>	<i>KW</i>	<i>KJ/KWh</i>	<i>%</i>	<i>Kg/s</i>	<i>°C</i>	<i>un</i>
Centaur 40	3515	12910	27,90%	19	445	1
VPS3	3152	13251	27,20%	12,8	599	1
VPS4	3522	12561	28,70%	13,8	580	1
Solar Centaur	3130	13655	26,37%	17,81	449	1

Tabla 4.11: Turbinas de gas para cubrir demanda eléctrica

De manera similar a los cálculos realizados para las turbinas de la primera alternativa, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla de calor útil 2da alternativa

	Vc	Vpc	total exceso	Vcu	Vn
Turbogruppo	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Centaur 40	53.278	13.738	1.066	52.213	120.516
VPS3	53.103	0	1.062	52.041	120.516
VPS4	54.936	0	1.099	53.838	120.516
Solar Centaur	50.556	12.276	1.011	49.544	120.516

Tabla 4.12. Tabla de calor útil

Es importante recordar que todas las turbinas tienen exceso en el calor útil cogenerado ya que el funcionamiento de los atomizadores (como se explicó anteriormente) no dejan otra opción. Para poder alcanzar el calor necesario por los atomizadores se utilizan éstos complementando el uso de los gases de la turbina.

4.8.2. Resultados Obtenidos

Los resultados obtenidos en la segunda alternativa no son favorables. Ninguna de las alternativas presenta un VAN positivo. A continuación se presenta el flujo de fondos de la mejor de las alternativas tenidas en cuenta para esta segunda parte que es la turbina VPS4.

El VAN obtenido para esta turbina es de -2.776.350 US\$, la menos negativa de las opciones. Esto refuerza la conclusión de la opción anterior que el negocio está en la venta de EE a la red. En algunas de las alternativas los ahorros en EE no llegan a cubrir los costos de la compra de gas natural.

Flujo de Fondos VPS4											
Flujo Prestamista											
	nov-11	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Aportes de capital	-1.560.950	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago amort. Deuda	0	156.095	156.095	156.095	156.095	156.095	156.095	156.095	156.095	156.095	156.095
Pago intereses	0	0	105.364	93.657	81.950	70.243	58.536	46.829	35.121	23.414	11.707
Flujo neto	-1.560.950	156.095	261.459	249.752	238.045	226.338	214.631	202.924	191.216	179.509	167.802

Flujo Inversor											
	nov-11	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Aportes de capital	-1.940.325	0	0	0	0	0	-2.176.714	0	0	0	0
Utilidad neta	0	-253.566	-150.187	-56.687	-23.455	15.653	49.947	74.966	94.021	96.625	113.230
Pago amortizacion deuda	0	-156.095	-156.095	-156.095	-156.095	-156.095	-156.095	-156.095	-156.095	-156.095	-156.095
Amort inversiones	0	306.449	306.449	306.449	306.449	306.449	306.449	306.449	306.449	306.449	306.449
Flujo neto	-1.940.325	-103.213	166	93.667	126.898	166.007	-1.976.413	225.320	244.375	246.979	263.584

Flujo Proyecto	-3.501.276	52.882	261.625	343.419	364.943	392.345	-1.761.782	428.244	435.591	426.488	431.386
-----------------------	-------------------	---------------	----------------	----------------	----------------	----------------	-------------------	----------------	----------------	----------------	----------------

Tabla 4.13. Flujo de Fondos Turbina VPS4

4.9. Conclusiones finales

Los resultados de este informe muestran lo riesgoso que es hoy en día invertir en una planta de cogeneración. Hay varias razones que demuestran esto. Las principales variables que afectan a este tipo de proyectos son los precios de la Energía Eléctrica y del Gas Natural. Ambos mercados hoy en día están fuertemente regulados por el Estado Nacional con precios congelados desde hace varios años, con enormes sumas de dinero en subsidios que incluso no alcanzan para cubrir los costos de los generadores privados con los cuales el Estado aumenta su deuda día a día. Esto hace suponer que los precios, sobre todo de la EE tendrían que empezar a subir (es uno de los supuestos del proyecto) hasta alcanzar el precio de equilibrio del mercado. Sin embargo es mucha la incertidumbre que genera la intervención del Estado en estos mercados.

El consumo imprudente y descontrolado de Gas Natural en nuestro país durante las últimas décadas ha generado que el nivel de reservas de este combustible llegue a niveles muy bajos. Las consecuencias de esto se pueden apreciar con los frecuentes cortes de suministro a las industrias que han sufrido durante los últimos inviernos. La instalación de una planta de cogeneración implicaría un considerable aumento en el consumo de este combustible fósil, sumando así un nuevo riesgo, ya que sin gas natural la planta no funciona y no se genera electricidad, o se tiene que recurrir a otros combustibles muchos más caros. Por si esto pareciera poco hay que sumar que el marco regulatorio no permite a un agente cogenerador la compra de EE de la red por ejemplo para poder hacer frente a algunas situaciones como pueden ser paradas por reparaciones, por falta de gas, etc.

Por otra parte en este trabajo se ha demostrado la importancia que la cogeneración tiene desde el punto de vista energético y ambiental. Esta tecnología produce un ahorro importante en el consumo de energía primaria con sus consecuentes reducciones en las emisiones de gases contaminantes. Si se incentivara la inversión de este tipo de plantas en nuestro país podría traer muchos beneficios, como ser en el ahorro en energía primaria, y por otro lado ayudaría a descomprimir la creciente demanda de EE (por los precios tan bajos) que hoy en día muchas veces no puede ser satisfecha por la falta de oferta.

Esta tecnología no es nueva ni es rebuscada. Muchos países han apostado a la cogeneración obteniendo grandes beneficios. Por citar un ejemplo Dinamarca cuenta con más del 50% de la producción eléctrica de cogeneración.

La cogeneración no va a solucionar el problema ambiental ni energético en nuestro país, pero si va a ayudar y tiene que venir de la mano de otras políticas energéticas y ambientales a largo plazo. Recordemos que un punto en común entre los países que han apostado a la cogeneración entre otras cosas, es la intervención del Estado con políticas que fomenten su uso.

5. 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
- Renovetec
www.renovetec.com
- Revista Dyna
www.revistadyna.com
- 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
- Iberdrola
www.iberdrola.es
- Instituto de tecnología cerámica
www.itc.uji.es
- María Isabel Sosa, Alberto Fushimi
El rol de la regulación en el desarrollo de la cogeneración
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata

- María Isabel Sosa, M. J. Gómez
La cogeneración y la energía plus
Facultad de Ingeniería Facultad Nacional de La Plata
- Ceramic Industry
www.ceramicindustry.com
- Boletín de la sociedad española de cerámica y vidrio
www.boletines.secv.es
- Secretaria de Energía
www.energia.mecon.gov.ar
- Tech4cdm
www.tech4cdm.com
- 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
- Diario Clarín
www.clarin.com.ar
- Diario La nación
www.lanacion.com
- Diario Página 12
www.pagina12.com.ar
- Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)
www.enargas.gov.ar
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)
www.iapg.org.ar
- British Petroleum

www.bp.com

- 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

6. ANEXOS

6.1. Otras configuraciones de la cogeneración

Cogeneración con turbina de vapor

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. El uso de esta turbina fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa subproductos residuales que se generan en la industria principal a la que está asociada la planta de cogeneración.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador. En ambos caso se puede disponer de salidas intermedias, extracciones, haciendo posible la utilización en proceso a diferentes niveles de presión.

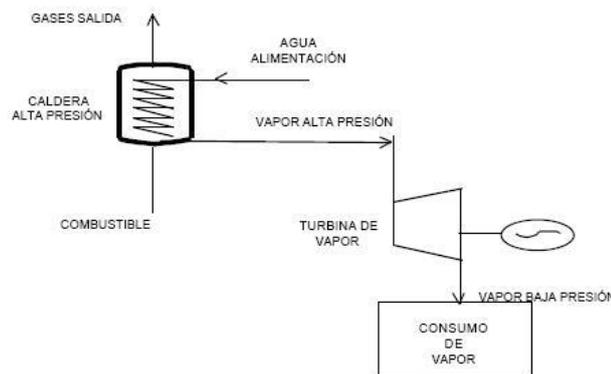


Figura 6.1. Cogeneración con turbina de vapor. Fuente: Renovetec

Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas y vapor

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina "Ciclo Combinado".

Ciclo a contrapresión

En esta configuración se utiliza gas natural como combustible de la turbina de gas, la cual genera electricidad como se explicó anteriormente. Los gases de escape de esta se utilizan en una caldera de recuperación donde se produce vapor de alta presión. Este vapor puede expandirse en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional. La salida de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, dependiendo de cuales sean las necesidades de la industria en cuestión. Si la demanda de vapor es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad de vapor adicional utilizando un quemador de postcombustión. Dependiendo de las necesidades del proceso industrial y con criterios de eficiencia y economía se seleccionan las turbinas de

gas y vapor, las cuales darán una determinada presión y temperatura de trabajo.

Ciclo a condensación

Es una variante del ciclo combinado expuesto en el que el aprovechamiento del calor se realiza antes de la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible.

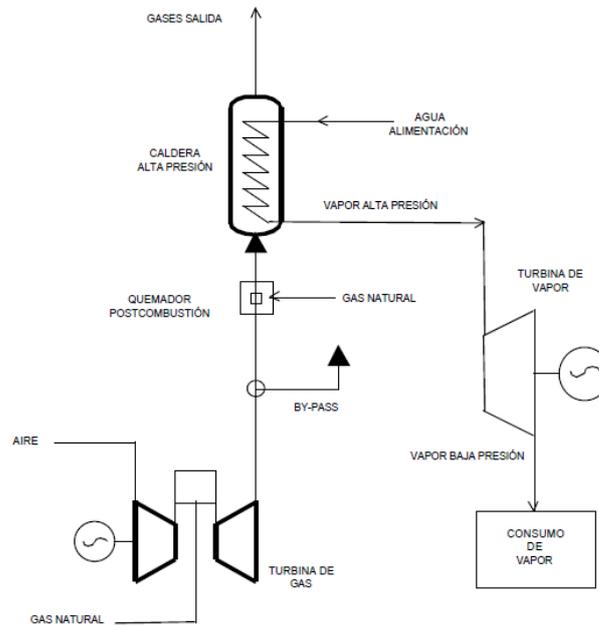


Figura 6.2. Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas y vapor .Fuente: Renovetec

Cogeneración con motor de gas y turbina de vapor

Consiste en un ciclo basado en motores alternativos de gas natural y turbina de vapor.

Por un lado, los gases de escape de los motores son conducidos a una caldera de recuperación para la producción de vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración.

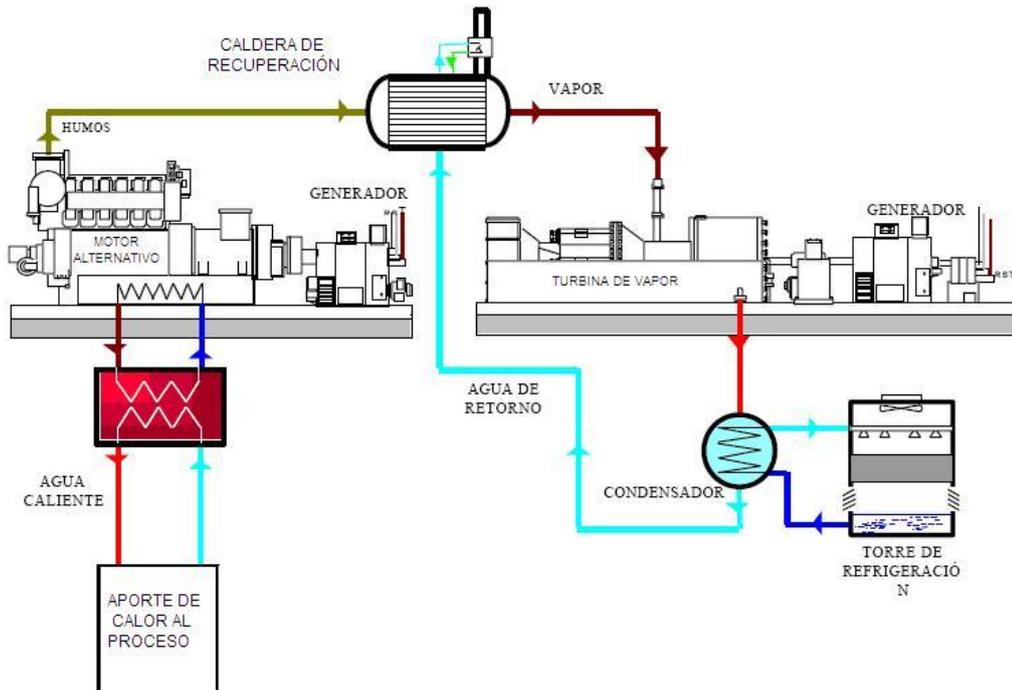


Figura 6.3. Cogeneración con motor de gas y turbina de vapor. Fuente: Renovetec

6.2. Ciclo Otto teórico

El Ciclo Otto teórico es el ciclo ideal del motor de encendido por chispa, y está representado gráficamente en la figura, tanto en coordenadas P-V como en coordenadas T-S.

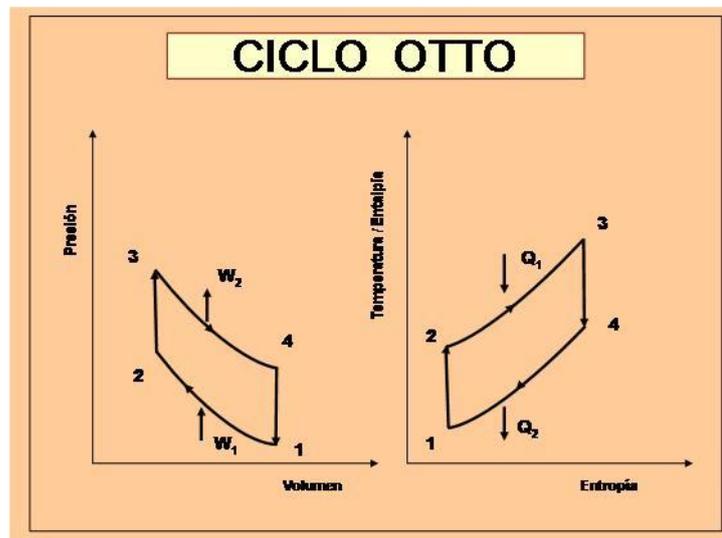


Figura 6.4. Fuente: Renovetec

Las transformaciones termodinámicas que se verifican durante el ciclo son:
 Como el calor Q_1 se introduce a volumen constante, el trabajo L_{2-3} realizado durante esa transformación es nulo, y la ecuación de conservación de la energía del fluido sin flujo se transforma en:

$$Q_1 = U_3 - U_2$$

Como se trata de un ciclo ideal y, por tanto, el fluido operante es un gas perfecto, la variación de la energía interna durante su transformación a volumen constante vale:

$$U_3 - U_2 = C_v (T_3 - T_2) \quad \text{De donde resulta:} \quad Q_1 = C_v (T_3 - T_2)$$

Análogamente, como el calor Q_2 es sustraído también a volumen constante, y en tales condiciones que $W_{4-1}=0$, podemos escribir:

$$Q_2 = U_4 - U_1 \quad \text{y por ser el fluido un gas perfecto:} \quad Q_2 = C_v (T_4 - T_1)$$

Por consiguiente, el rendimiento térmico ideal para el ciclo Otto teórico resulta:
 $\eta_e = (\text{calor suministrado} - \text{calor sustraído}) / \text{calor suministrado}$

$$\eta_e = (C_v (T_3 - T_2) - C_v (T_4 - T_1)) / C_v (T_3 - T_2) = 1 - (T_4 - T_1) / (T_3 - T_2) =$$
$$\eta_e = 1 - (T_1(T_4/T_1 - 1)) / (T_2(T_3/T_2 - 1))$$

Para las transformaciones adiabáticas de compresión 1-2 y de expansión 3-4 obtenemos, respectivamente:

$$\begin{aligned} T_2/T_1 &= (V_1/V_2)^{K-1} & \text{y como es } V_1=V_4 \text{ y } V_2=V_3, & T_2/T_1 = T_3/T_4 \\ T_3/T_4 &= (V_4/V_3)^{K-1} & \text{podemos escribir:} & T_4/T_1 = T_3/T_2 \end{aligned}$$

Introduciendo esta relación en la expresión del rendimiento η_e (así como la que existe entre las temperaturas T_1 y T_2 de la fase 1-2 de compresión adiabática), resulta:

$$\eta_e = 1 - (V_2/V_1)^{K-1}$$

Indicando con ρ la relación entre los respectivos volúmenes V_1 y V_2 del principio y final de la carrera de compresión se obtiene la expresión final del rendimiento térmico ideal del ciclo Otto.

$$\eta_e = 1 - 1/\rho^{K-1}$$

El rendimiento térmico del ciclo Otto es, por tanto, función de la relación de compresión y exponente k , relación de los calores específicos de fluido operante.

6.3. Otros marcos regulatorios de la cogeneración

Antecedentes legislativos y situación normativa actual de España

La primera regulación normativa de las plantas de cogeneración se produjo en 1980 con la Ley 82/80 sobre “Conservación de la Energía”. Con esta ley se obliga a las compañías eléctricas a adquirir la energía vertida en la red por los cogeneradores (a quienes se los incluye en una categoría más general, la de autogenerador), derecho que no tenían hasta entonces. A partir de 1986 gracias a la expansión de la red de gasoductos, al desarrollo de la tecnología, y a la ley antes nombrada empieza a verse un crecimiento en las inversiones de nuevas plantas cogeneradoras.

En 1990 el “Plan de Ahorro y Eficiencia Energética” fija objetivos de nuevas plantas de cogeneración para el periodo 1991-2000. En el marco de este plan se publica la “Ley de Ordenación del Sector Eléctrico” y el “Real Decreto 2366/1994” sobre producción eléctrica en régimen especial, siendo ya catalogadas las cogeneraciones en un grupo diferenciado.

Actualmente los cogeneradores españoles se encuentran bajo el marco de la Ley 54/1997 (la cual fue modificada posteriormente varias veces), la cual incluye a las plantas de cogeneración en el denominado régimen especial siempre que no supere 50 MWe, regulando, entre otros, los siguientes aspectos:

- Derecho a los productores a incorporar su producción al sistema eléctrico.
- Régimen retributivo de la energía vertida a la red regulado, y complementado con la percepción de una prima.

Esta última ley fue desarrollada en lo que refiere al régimen especial por los ya derogados Real Decreto 2818 y Real Decreto 436/2004. El vigente es el Real Decreto 661/2007. Esta norma cataloga a los sistemas de cogeneración en distintos grupos y subgrupos. Por ejemplo diferencia a los cogeneradores que utilizan gas natural, de los que utilizan gasoil o fuel oil, o de aquellos que utilizan biomasa o biogás, etc. Hay que tener en cuenta que esta es una muy buena iniciativa ya que los cogeneradores tienen distintas necesidades de acuerdo los combustibles que estos utilicen y esto es muy importante que sea tenido en cuenta por la ley.

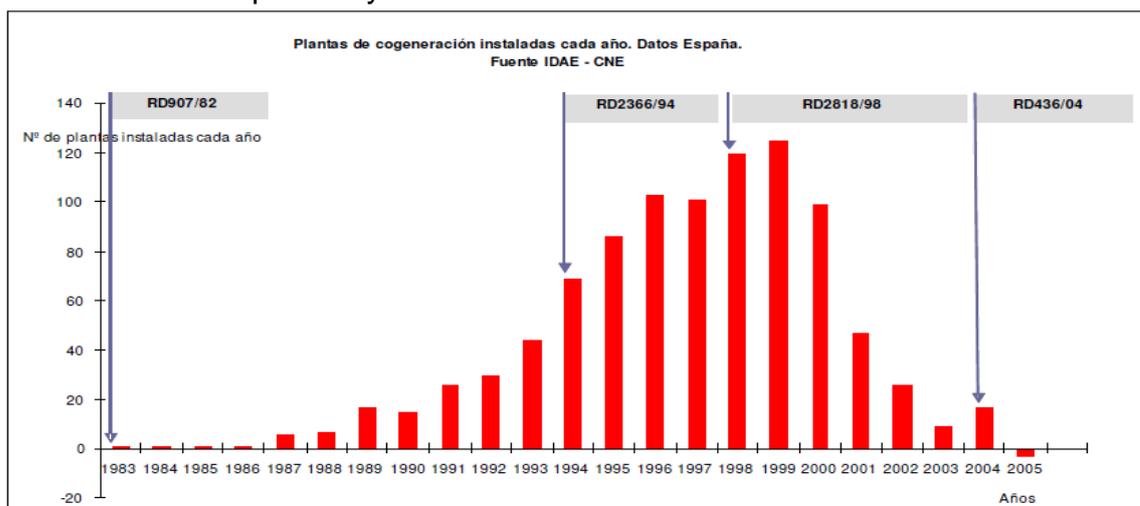


Figura 6.5. Evolución de la instalación anual de plantas de cogeneración en España. Fuente: IDAE-CNE

La legislación Norte Americana

La Ley de Nacional de Energía (NEA) es un paquete de legislativo de cinco partes, firmado en 1978, y ha representado un fuerte esfuerzo por parte del Gobierno Federal para fundamentar sólidamente una Política Nacional de Energía.

Se espera que las previsiones del NEA resulten en una reducción de las necesidades de importación de petróleo, y un aumento del uso de combustibles no fósiles, y un uso más eficaz y más justo de energía en los Estados Unidos. El *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) en particular establece incentivos significativos a la tecnología de la cogeneración. Los rasgos principales de PURPA respecto a la cogeneración son las siguientes:

- a) Se eximen a los cogeneradores calificados de las estrictas regulaciones estatales y federales que se aplican a las Empresas de Servicios Eléctricos.
- b) Los cogeneradores calificados tienen el derecho de conexión a la red de una compañía de servicios eléctricos.
- c) Las Empresas de Servicios Eléctricos deben suministrar electricidad "stand by" o "back up" a los cogeneradores calificados bajo tarifas y políticas no discriminatorias.
- d) Se obligan a las Compañías de Servicios Eléctricos a comprar o vender electricidad del cogenerador calificado a tarifas justas y razonables. En el caso de compra, bajo el concepto de "costo evitado".
- e) La Comisión Regulatoria Federal de la Energía (FERC) y las Comisiones Regulatorias Estatales emitirán en el término de un año las normas de aplicación de la Ley.

La Ley fue aprobada por el Congreso, fundamentalmente en consideración al "interés público". Muchas otras iniciativas estatales y federales también otorgan varios incentivos a la cogeneración. La ley de Cogeneración del Estado de Nueva York de 1980 establece: "está en el interés público alentar el desarrollo de instalaciones de cogeneración a efecto de conservar nuestros recursos de energía finitos y caros y tender a su utilización más eficiente".

6.4. Algunos valores de referencia

Valores de referencia para la producción separada de calor

En la tabla siguiente se indican los valores de referencia aplicables a los distintos tipos de combustibles, distinguiendo entre la generación de vapor y/o agua caliente y el uso directo de gases de escape, si su temperatura es superior a 250 °C.

Tipo de combustible		Vapor / agua caliente	Uso directo de gases de escape
Combustibles sólidos	Hulla/coque	88%	80%
	Lignito/briquetas de lignito	86%	78%
	Turba/briquetas de turba	86%	78%
	Combustibles de madera	86%	78%
	Biomasa agrícola	80%	72%
	Residuos biodegradables (municipales)	80%	72%
	Residuos no renovables (municipales e industriales)	80%	72%
Esquisto bituminoso	86%	78%	
Combustibles líquidos	Hidrocarburos (gasóleo + fueloil residual), GLP	89%	81%
	Biocombustibles	89%	81%
	Residuos biodegradables	80%	72%
	Residuos no renovables	80%	72%
Combustibles gaseosos	Gas natural	90%	82%
	Gas refinería/ hidrógeno	89%	81%
	Biogás	70%	62%
	Gas de horno de coque, gas de alto horno, otros gases residuales	80%	72%

Figura 6.6. Valores de referencia para la producción separada de calor. Fuente: IDEA

Valores básicos de referencia para la generación eléctrica separada

Año de construcción : Tipo de combustible		1996 y años anteriores	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2011
Combustibles sólidos	Hulla/coque	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Lignito/briquetas de lignito	37,3 %	38,1 %	38,8 %	39,4 %	39,9 %	40,3 %	40,7 %	41,1 %	41,4 %	41,6 %	41,8 %
	Turba/briquetas de turba	36,5 %	36,9 %	37,2 %	37,5 %	37,8 %	38,1 %	38,4 %	38,6 %	38,8 %	38,9 %	39,0 %
	Combustibles de madera	25,0 %	26,3 %	27,5 %	28,5 %	29,6 %	30,4 %	31,1 %	31,7 %	32,2 %	32,6 %	33,0 %
	Biomasa agrícola	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Residuos biodegradables (municipales)	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Residuos no renovables (municipales e industriales)	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
Esquisto bituminoso	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	39,0 %
Combustibles líquidos	Hidrocarburos (gasóleo+fueloil residual), GLP	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Biocombustibles	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Residuos biodegradables	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Residuos no renovables	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
Combustibles gaseosos	Gas natural	50,0 %	50,4 %	50,8 %	51,1 %	51,4 %	51,7 %	51,9 %	52,1 %	52,3 %	52,4 %	52,5 %
	Gas de refinería/hidrógeno	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Biogás	36,7 %	37,5 %	38,3 %	39,0 %	39,6 %	40,1 %	40,6 %	41,0 %	41,4 %	41,7 %	42,0 %
	Gas de horno de coque, gas de alto horno, otros gases residuales, calor residual recuperado	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %

Figura 6.7. Valores básicos de referencia para la generación eléctrica separada. Fuente: IDAE

En la tabla adjunta se reproducen los valores básicos de la generación separada de electricidad en función del combustible utilizado y el año. Dichos valores se indican en condiciones estándar, es decir, a condiciones normales definidas de acuerdo a normas ISO: 15°C de temperatura ambiente, 1"013 bar y 60% de humedad relativa, para el aire.

6.5. Tabla de Demanda proyectada y resultados de la regresión

Año	DEMANDA REAL	PBI	Población	Proyección Demanda
1992	49.715	218,57	33.475.005	47.446,04
1993	52.660	236,51	33.917.440	51.857,02
1994	55.995	250,31	34.353.066	55.964,37
1995	58.012	243,19	34.779.096	58.720,48
1996	62.018	256,63	35.195.575	62.662,20
1997	66.031	277,44	35.604.362	66.997,19
1998	69.103	288,12	36.005.387	70.654,51
1999	71.689	278,37	36.398.577	73.003,69
2000	75.592	276,17	36.783.859	75.755,72
2001	78.103	263,997	37.156.195	77.800,58
2002	76.486	234,676	37.515.632	78.700,58
2003	82.260	256,02	37.869.730	82.658,23
2004	87.494	279,14	38.226.051	86.741,11
2005	92.387	304,76	38.592.150	91.050,09
2006	97.593	330,57	38.970.611	95.463,30
2007	102.960	359,19	39.356.383	100.103,08
2008	105.935	384,15	39.745.613	104.544,99
2009	104.605	401,44	40.134.425	108.514,83
2010		413,48	40.518.951	112.131,58
2011		425,89	40.900.496	115.748,61
2012		438,66	41.281.631	119.384,59
2013		451,82	41.660.417	123.026,81
2014		465,38	42.034.884	126.661,14
2015		479,34	42.403.087	130.272,99
2016		493,72	42.774.515	133.934,69
2017		508,53	43.149.197	137.647,05
2018		523,79	43.527.161	141.411,51
2019		539,5	43.908.435	145.228,27
2020		555,69	44.293.049	149.099,41
2021		572,36	44.681.033	153.025,14
2022		589,53	45.072.414	157.006,89
2023		607,21	45.467.224	161.045,51
2024		625,43	45.865.493	165.143,05
2025		644,19	46.267.250	169.299,74

Tabla 6.1

Resultados de la regresión

Resumen	
<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,995632813
Coefficiente de determinación R ²	0,991284698
R ² ajustado	0,990122657
Error típico	1811,663707
Observaciones	18

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	5599669288	2799834644	853,055357	3,56548E-16
Residuos	15	49231880,82	3282125,388		
Total	17	5648901168			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-216690,873	10734,01996	-20,18729923	2,7565E-12	-239569,8948	193811,8511	-239569,8948	193811,85
PBI	61,13969679	15,04672207	4,063323327	0,00101935	29,06836801	93,21102556	29,06836801	93,2110256
Población	0,007491369	0,000379582	19,73583612	3,8252E-12	0,006682309	0,008300429	0,006682309	0,00830043

Tabla 6.2

6.6. Tabla de la Proyección de la Potencia Instalada

Proyección Potencia Instalada		
Año	Proyección	Tasa crecimiento
1992	14061,00	
1993	14623,44	5,14%
1994	15208,38	9,85%
1995	15816,71	5,18%
1996	16449,38	4,99%
1997	17107,36	6,04%
1998	17791,65	3,80%
1999	18503,32	3,09%
2000	19243,45	3,40%
2001	20013,19	10,17%
2002	20813,71	1,85%
2003	21646,26	0,71%
2004	22512,11	0,12%
2005	23412,60	1,16%
2006	24349,10	1,35%
2007	25323,07	0,00%
2008	26335,99	7,45%
2009	27389,43	3,13%
2010	28485,01	3,00%
2011	29728,89	3,00%
2012	30620,76	3,00%
2013	31539,38	3,00%
2014	32485,56	3,00%
2015	33460,13	3,00%
2016	34463,93	3,00%
2017	35497,85	3,00%
2018	36562,78	3,00%
2019	37659,67	3,00%
2020	38789,46	3,00%
2021	39953,14	3,00%
2022	41151,74	3,00%
2023	42386,29	3,00%
2024	43657,88	3,00%
2025	44967,61	3,00%

Tabla 6.3

6.7. Plan energético de Energía Eléctrica 2004-2013

- La terminación de la Central Hidroeléctrica Yacretá a 83 metros sobre el nivel del mar.
- La terminación de la Central Nuclear Atucha II, que aportará 735 MW
- La construcción, a partir del Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM), de dos centrales de ciclo combinado localizadas en Rosario y Campana que aportan 1.600 MW de potencia, inauguradas entre 2009 y 2010.
- La construcción de las Centrales Hidroeléctricas Barrancosa y Cóndor Cliff con el objetivo de aprovechar el Río Santa Cruz, que aportarán al sistema eléctrico argentino 750 MW en el 2012 y 1.400 MW más en el 2013.
- La Central Hidroeléctrica Caracoles en la provincia de San Juan de 120 MW inaugurada en 2010.
- La construcción de la Central Carboeléctrica en Río Turbio que aportará 240 MW partir de 2011.

Nuevas centrales 2007-2009

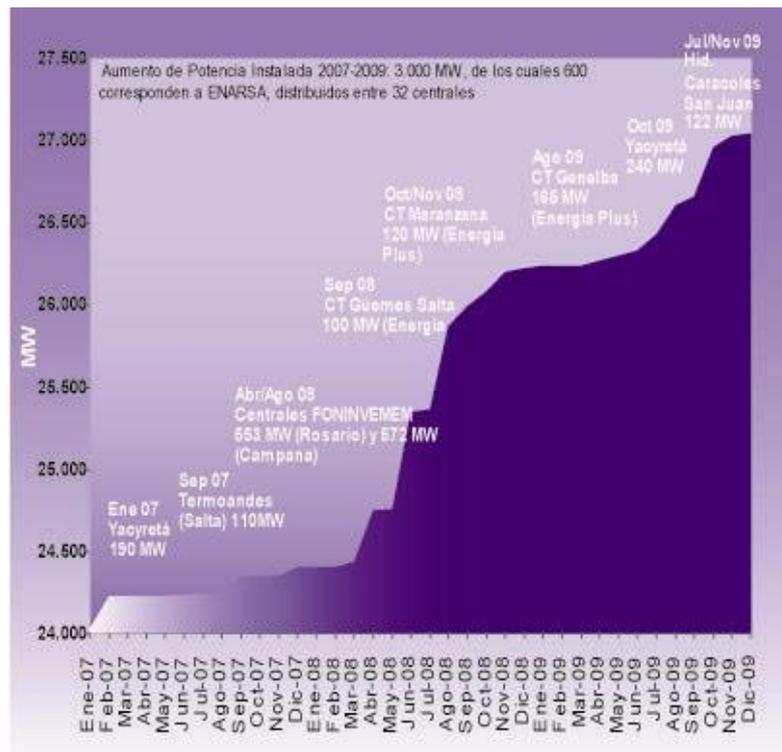


Figura 6.8

También se destaca el plan de desarrollo de la empresa estatal Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), que ha instalado 600 MW de potencia en 27 pequeñas centrales térmicas distribuidas a lo largo del interior del país, en zonas donde la demanda superaba la oferta del sistema interconectado y provocaba cortes.

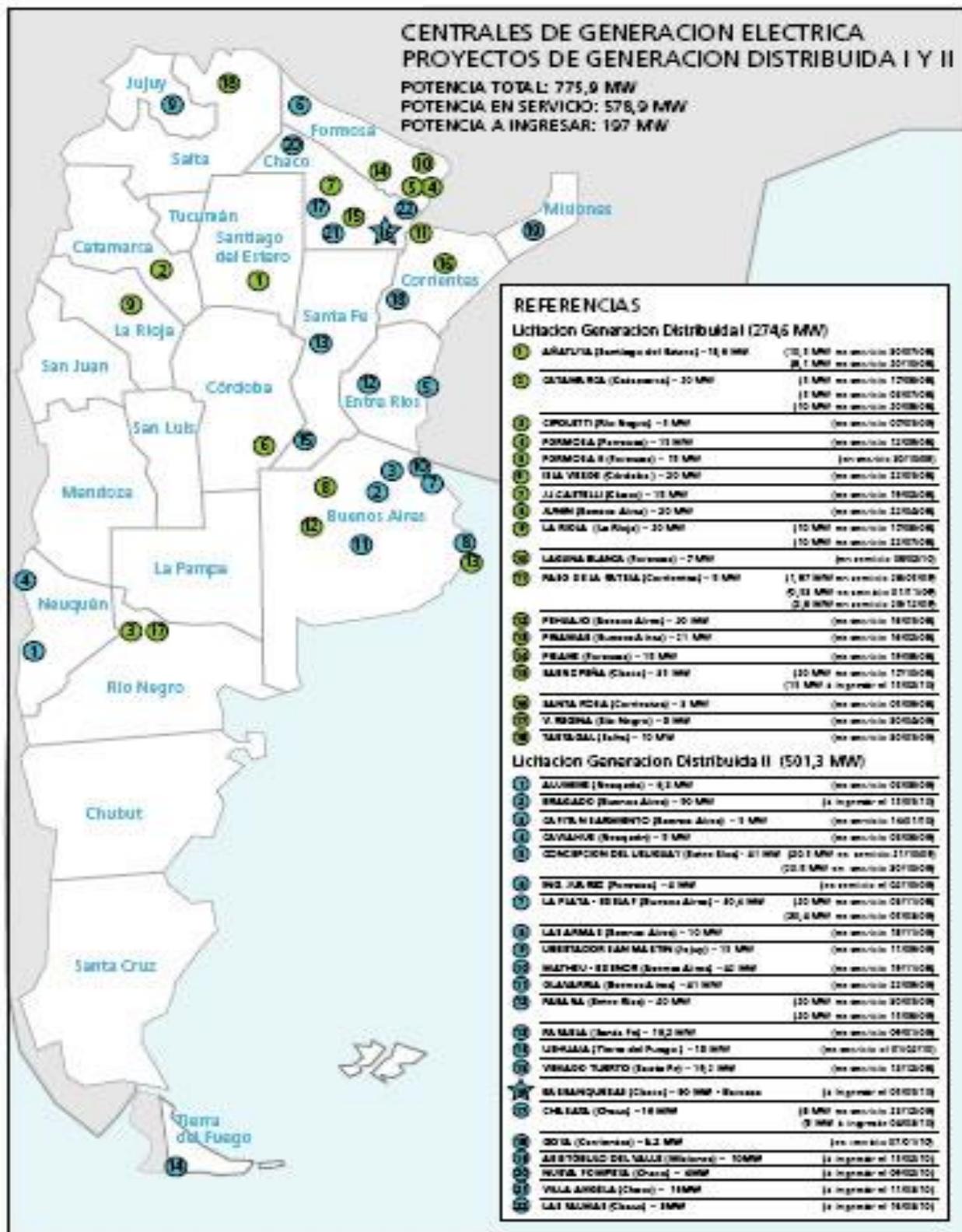


Figura 6.9. Proyectos de generación distribuida I y II.

6.8. Gráfico exceso de demanda

Esta interacción ocurre cuando la demanda en el mercado excede a la oferta. Es decir, al precio de mercado los individuos demandan más de lo que la oferta está dispuesta a producir a ese precio (precios subsidiados). Esto genera una

tendencia ascendente en el precio que hace que el mismo suba hasta alcanzar el equilibrio.

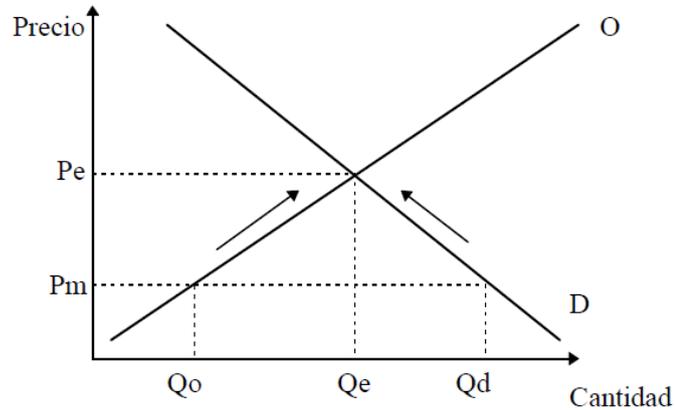


Figura 6.11.

Pm: precio de mercado
 Qo: cantidad ofertada a Pm
 Qd: cantidad demanda a Pm

6.9. Tabla de la proyección del precio de la energía eléctrica

Proyección del precio de la EE					
Año	US\$/MMBTU	tasa de crecimiento gas	tasa de crec eléctrico	Precio (US\$/MWh)	Precio Energia plus
2002				9,63	
2003				13,28	
2004				18,27	
2005				22,35	
2006				30,63	
2007				42,35	
2008				49,26	
2009				48,43	
2010	4,10			52,80	73
2011	4,64	13,17	19,76	63,23	82,28
2012	5,23	12,72	19,07	75,29	86,53
2013	5,50	5,16	7,74	81,12	89,05
2014	5,66	2,91	4,36	84,66	91,88
2015	5,84	3,18	4,77	88,70	94,55
2016	6,01	2,91	4,37	92,57	96,60

Tabla 6.4

6.10. Producción de gas Natural

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

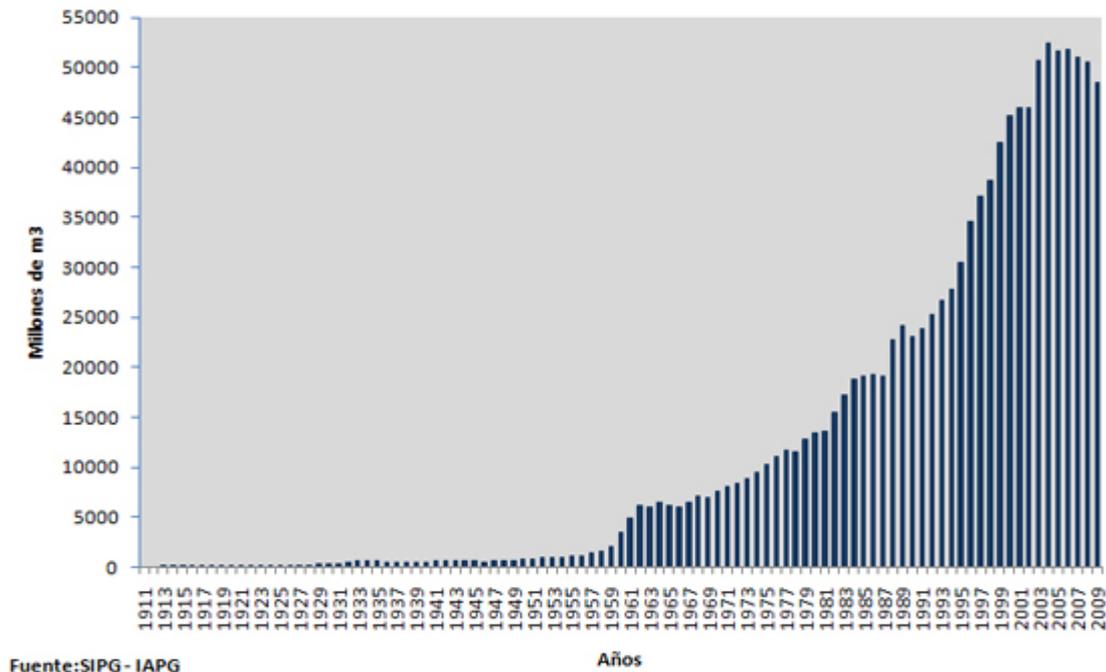


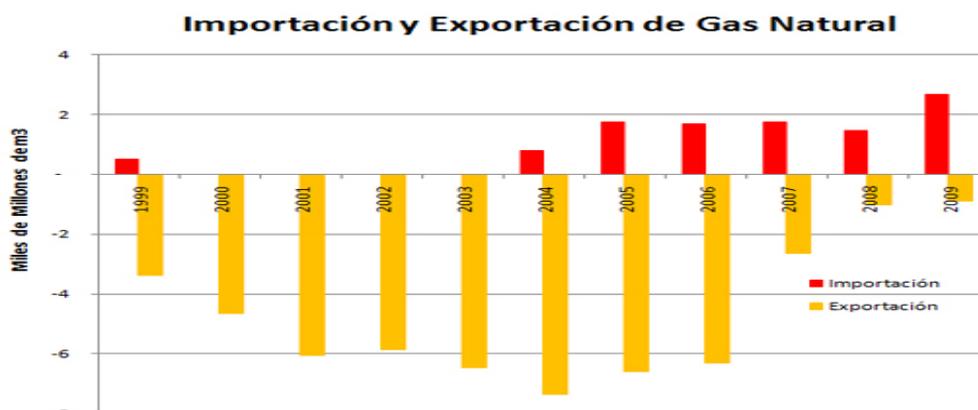
Figura 6.11. Producción de Gas Natural. Fuente: SIGP, IAPG

Cuenas de Gas Natural convencional



Figura 6.12. Cuenas de Gas Natural convencional. Fuente IAPG

Importación y exportación de gas natural



Fuente: SIPG - IAPG

Figura 6.14. Importación y exportación de Gas Natural. Fuente: SIGP, IAPG

6.11. Algunas especificaciones de Turbinas a gas y motores a gas

	MACI C.DIESEL	MACI C.OTTO	TURBINA DE VAPOR	TURBINA DE GAS		MICRO-TURBINA	PILA DE COMBUSTIBLE
				CICLO SIMPLE	CICLO COMBINADO		
η eléctrico (PCI)	30-50%	25-45%	30-42%	25-40%	40-60%	20-30%	40-70%
Rango P (MW)	0,01-30	0,15-5	---	3-200		0,025-0,25	0,2-2
Espacio requerido (m ² /kW)	0,02	0,02-0,03	<0,01	0,002-0,06		0,014-0,14	0,06-0,4
Coste instalación (€/kWe)	780-1480		780-950	670-860		480-1240	>2850
Coste OM* (€/kWh)	0,005-0,008	0,007-0,015	0,004	0,002-0,008		0,002-0,01	0,003-0,015
Disponibilidad	90-95%	92-97%	≈100%	90-98%		90-98%	>95%
h entre puestas pto.	Anual	Anual	>50000	30000-50000		5000-40000	10000-40000
t arranque	10s	10s	1h-1día	10min-1h		60s	3h-2días
Presión combustible (bar)	<0,35	0,07-3	---	8,5-35		3-7	0,04-3
Combustible	Gasoil, aceites residuales	GN, biogás, propano	Todos	GN, biogás, propano, aceites destilados		GN, biogás, propano, aceites destilados	H ₂ , GN, propano
Ruido	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Alto (requiere edificio cerrado)		Moderado (requiere edificio cerrado)	Bajo (no requiere aislamiento)
NOx (Kg/MWh)	1,36-15	1-12,7	0,82	0,14-1,82		0,18-1	0,009
Uso para calor recuperado	AC, vapor BP, "district heating"	AC, vapor BP, "district heating"	Vapor BP-AP, "district heating"	Calor directo, AC, vapor BP-AP, "district heating"		Calor directo, AC, vapor BP	AC, vapor BP
Temperatura aprovechable (°C)	82-480	150-260	---	260-595		205-345	60-370

Figura 6.15. Fuente: Review of Combined Heat and Power Technologies