



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS INSTITUCIONALES

*DIPLOMADO EN ENERGÍA*  
*MOD. V.*

## *SISTEMAS DE* *COGENERACIÓN*

Del 18 de Noviembre al 11 de Diciembre de 2002

### *APUNTES GENERALES* *PRIMERA PARTE*

CI-147

Instructor: Ing. Martiniano Aguilar  
SECRETARÍA DE ENERGÍA  
NOVIEMBRE DEL 2002

DIPLOMADO EN  
COGENERACIÓN  
MÓDULOS  
PRIMERA PARTE

1. ESQUEMAS Y APLICACIONES
2. ANÁLISIS TERMODINÁMICO
3. ASPECTOS AMBIENTALES Y NO TECNOLÓGICOS
4. ELECCIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN
5. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS Y ESTUDIO DE VIABILIDAD
6. COMO ELEGIR EL SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE CALOR
7. OPTIMIZACIÓN DEL RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO EN INSTALACIONES DE COGENERACIÓN.

Ing. Martiniano Aguilar  
Nov. Del 2002

## COGENERACIÓN

### 1.- ESQUEMAS Y APLICACIONES

La cogeneración es la producción combinada de electricidad y calor de proceso o energía mecánica útil. El calor puede ser en la forma de gases calientes, líquidos calientes o vapor de proceso.

La generación combinada de trabajo (eléctrico o mecánico) y calor de proceso provee una mejor utilización del combustible usado en una planta, p.e. si se tiene una planta que necesita simultáneamente electricidad y calor de baja temperatura, se podrían satisfacer estas necesidades en varias formas, como:

- Comprar o generar electricidad y usar una parte para satisfacer los requerimientos térmicos por medio de una resistencia de calentamiento
- Comprar o generar electricidad y usar aceite, gas, madera o carbón para satisfacer los requerimientos térmicos, o bien
- Generar electricidad y usar el calor rechazado para satisfacer requerimientos térmicos.

Si se elige la última opción, el consumo de combustible será menor que el de cualquiera de las primeras dos opciones, p.e., si la energía para calor es la misma en las tres opciones, el combustible incremental para la electricidad en la última opción es cerca del 50% menos que el que podría generarse en una planta de compañía eléctrica para generar la misma cantidad de electricidad.

Para que la última opción esté disponible, las necesidades de electricidad y calor de la planta deben aparejarse o equilibrarse; muchas industrias no tienen un buen equilibrio entre estas necesidades y por lo tanto no pueden cambiar su producción. La cogeneración incluye los siguientes esquemas o sistemas.

- Primero, superior o sobrepuesto (topping). En este, la energía primero se usa para producir electricidad y el calor rechazado se usa para satisfacer las necesidades de un proceso térmico de relativamente baja temperatura.
- Secundario, inferior o subpuesto (bottoming). En este esquema la energía se usa primero para satisfacer la demanda térmica de un proceso de alta temperatura y el calor rechazado se usa para producir potencia.

A corto plazo, el esquema primario, superior o sobrepuesto (topping) ofrece mas oportunidades para el ahorro de la energía debido da la disponibilidad de tecnologías apropiadas y debido a que los procesos de baja temperatura son la mayoría de las demandas totales térmicas. Las tecnologías normalmente disponibles para cogeneración incluyen las siguientes.

- Turbo-generador de vapor de extracción.- El vapor en la caldera se lleva a alta presión y alta temperatura, alimenta a un turbo generador y se extrae de la turbina a la temperatura y presión adecuada para las necesidades del proceso térmico. La mayor ventaja de este sistema es que se puede usar varios combustibles, incluyendo carbón y desechos. A presiones de vapor del proceso hasta de varias decenas de  $\text{kg/cm}^2$ , la generación de electricidad es de cerca de 200 a 300 kw-h por millón ( $10^6$ ) Kcal de energía enviada al proceso.
- Sistema de turbina de combustión con caldera de calor de desecho. En este sistema el escape de la turbina a alta temperatura ( $400^\circ\text{C}$ ) se usa para generar vapor en una caldera de calor de desecho; el escape caliente puede también usarse directamente en algún proceso industrial. En comparación con el método de turbina de vapor, la potencia generada por unidad de energía de proceso térmico es mas alto. La principal desventaja es la falta de flexibilidad de la tecnología normal de turbinas, que esta limitada a gas natural o destilados de petróleo. La mayor utilización de turbinas de gas para cogeneración podría causar un cambio de carbón y combustible nuclear en plantas de potencia a gas y destilados; el trabajo desarrollado está avanzando en el uso de aceites residuales y combustibles derivados de carbón, pero las mayores preocupaciones son de la confiabilidad y la mantenibilidad.
- Máquinas diesel con recuperación de calor de desecho. Este sistema implica un cambiador de calor de camisa de agua y una caldera de calor de escape para elevar el vapor de proceso usando el calor rechazado de la máquina de vapor. Similar al sistema gas-turbina, el sistema alcanza una muy alta generación de potencia por unidad de energía térmica enviada al proceso; la mayor desventaja del sistema diesel es la misma que el de la turbina: al presente, las máquinas diesel industriales solo queman gas natural o destilados, sin embargo, la adaptación de aceite residual pesado quemado en maquinas diesel marinas parece ser prometedora.

Los sistemas de cogeneración se pueden aplicar a tres de las mayores sectores del mercado de la economía:

- Industrial
- Residencial-comercial-institucional-
- Compañías eléctricas

Se pueden adoptar varios planteamiento al diseño del sistema a cada uno de los tres sectores, dependiendo de los requerimientos internos del usuario y de las variables externas. Los requerimientos internos mas importantes que influyen en la elección del sistema son:

- Demanda eléctrica
- Demanda térmica
- Ciclo operacional

Los factores externos que deben considerarse en la evaluación de las opciones del diseño incluyen:

- Costo y disponibilidad de varios combustibles y arquitectura
- Relaciones con la compañía eléctrica
- Las regularizaciones que afectan la instalación y operación
- La proximidad de la planta a los usuarios

Los tres planteamientos de cogeneración que son atractivos para los usuarios industriales son las siguientes.

- Primero. Diseño de un sistema que sea capaz de cambiar los requerimientos de carga pico de la planta, este conectado a la red de la Compañía eléctrica y venda el exceso de electricidad. El exceso de potencia es comprado por la Compañía eléctrica ya sea para reventa a clientes o transmitida vía la red a otro usuario; la Compañía eléctrica debe ser capaz de usar el exceso de potencia que compra de una cogeneración industrial para ayudar a cubrir su propia demanda que de otra forma tiene que cubrirse con equipo menos eficiente. Este planteamiento provee la mayor flexibilidad y ofrece el costo potencial de ahorros de combustible mayor de las tres opciones industriales si la Compañía eléctrica y la cogeneración industrial trabajan juntos.
- Segundo. Construcción de un sistema de cogeneración conectado a la red de la Compañía eléctrica para permitir la compra de electricidad suplementaria de la Compañía eléctrica cuando la necesita. En este planteamiento, el equipo es dimensionado para cubrir los requerimientos eléctricos de carga base normal del usuario y la electricidad se compra de la red para cubrir los requerimientos de carga pico. Puede requerirse energía térmica suplementaria y algo de redundancia en equipo de reserva de forma que los costos de capital pueden ser algo mas altos que la primera opción.
- Tercero. Diseño de un sistema que es independiente de la red de la Compañía eléctrica. A pesar de que este planteamiento elimina los problemas involucrados para lograr un acuerdo con la Compañía eléctrica, por otra parte requiere sobre capacidad o equipo redundante para asegurar la confiabilidad. Los sistemas independientes, tradicionalmente han sido sobredimensionados para cubrir los requerimientos de pico eléctrico, incluyendo equipo suplementario para cubrir la demanda térmica; este sistema tiende a ser el mas caro de las tres opciones, pero puede ser el mas efectivo para una planta particular.

En el sector residencial-comercial-institucional, los sistemas de red-independientemente y red conectado son los planteamientos de cogeneración mas atractivos. En ambos casos el diseño del sistema se basa en las mismas consideraciones técnicas y de dimensionado que en el sector industrial.

El principal planteamiento disponible para los sistemas de cogeneración de Compañías eléctricas es para la venta tanto de energía térmica como electricidad a facilidades en la industria o en el sector residencial-comercial-institucional. Probablemente la consideración térmica mas importante para la Compañía eléctrica es el costo y eficiencia del sistema de distribución de energía térmica; normalmente, para que sea económico, la operación de la cogeneración debe estar dentro de 15 Km. de una demanda sustancial para el proceso de calor. En el dimensionado y selección de las componentes de cogeneración, la Compañía eléctrica debe con frecuencia hacer negociaciones entre su principal negocio de producción de electricidad y la producción de calor.

Una Compañía eléctrica puede diseñar un sistema de cogeneración para maximizar la producción de energía eléctrica, maximizar la producción de calor, o balancear la producción de electricidad y calor para cubrir la demanda, dependiendo de lo que se prevé como mezcla de demanda.

En Europa y E.U.A se ha practicado la cogeneración desde a finales de los 1880'S, con las siguientes observaciones.

- A principios de 1900, el 58% de la electricidad era cogenerada.
- En E.U.A el % de electricidad cogenerada era mayor en 1950 que en la actualidad (15% en 1950 y 5% en 1974).

Cuando se construyeron las grandes plantas eléctricas y el costo de la electricidad bajó, muchas plantas industriales empezaron a comprar electricidad y pararon su propia producción (de electricidad). Otros factores que contribuyeron a la declinación de la cogeneración industrial fueron las siguientes.

- Incremento en la regulación para generar electricidad
- Bajos costos de la energía que representa un pequeño % del costo industrial.
- Cambio en las estructuras de ingresos corporativos
- Avance en la tecnología como las calderas paquete
- Mejoramiento de la confiabilidad de la red de la Compañía eléctrica
- Endurecimiento de las restricciones ambientales

Adicionalmente muchas Compañías decidieron que no deberían estar en el negocio de producción de potencia.

Conforme la cogeneración empezó a declinar, las industrias empezaron a olvidar las ventajas que da, puesto que para todo propósito práctico sus necesidades de energía podría cubrirse económicamente comprando la electricidad. En la actualidad la cogeneración está más extendida en Europa con los siguientes valores del total de electricidad:

- 10% en Holanda
- 16% en Francia y Alemania
- 18% en Italia
- Menos del 5% en E.U.A

El mercado de cogeneración residencial-comercial-institucional no es muy grande, principalmente por lo siguiente:

- Bajo % de la electricidad consumida
- Problemas de mantenimiento
- Costos de operación
- Comportamiento

En muchos casos los sistemas de cogeneración se aislaron de la red por altos cargos de respaldo y la confiabilidad se volvió un problema; otro problema fue la disponibilidad confiable continuada de combustible.

También el mercado de cogeneración de las Cías. eléctricas está limitada

## 2. - ANÁLISIS TERMODINÁMICO

No importa que tipo de instalación se haga, los requerimientos para el uso tanto térmico como eléctrico deben ser valorados. La demanda total así como la demanda cíclica de cada energía debe ser tratada, es decir, debe desarrollarse un perfil de la carga para el uso de la carga térmica y eléctrica con la aplicación específica. Estos perfiles de carga definen las cargas pico y promedio requeridos para cada tipo de energía con lo cual se podría dimensionar la planta. El tipo de sistema seleccionado depende principalmente de lo siguiente:

- Disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad del equipo
- Análisis riguroso para determinar a partir de la energía y costos ahorrados cuál es el mejor sistema.

Existen 3 sistemas disponibles para la cogeneración que son los siguientes.

- Turbinas de vapor de contra-presión o de extracción
- Turbinas de gas
- Máquinas diesel

En la Fig. , se muestra la comparación de los sistemas de cogeneración de turbina de vapor y turbina de gas con los sistemas de generación separada de vapor y energía térmica; el sistema diesel es similar en arreglo al sistema de turbina de gas.

En la turbina de vapor de contra-presión, el combustible se quema en una caldera que produce vapor a una presión de 60 a 100 kg/cm<sup>2</sup>; el vapor se usa para mover la turbina que a su vez impulsa un generador que produce electricidad. Por lo general, el vapor sale de la turbina a una presión de 4 a 20 kg/cm<sup>2</sup> y a una temperatura de varios cientos de grados centígrados; a pesar de que este sistema no produce tanta electricidad por unidad de vapor generada como un ciclo de vapor Rankine convencional usado en las plantas termoeléctricas, el consumo térmico (heat rate) incremental para la producción de electricidad es cerca de la mitad del sistema convencional, es decir, aproximadamente 1150 Kcal/kw-h, comparado con cerca de 2525 Kcal/kw-h para electricidad solamente.

En el sistema de turbina de gas, el combustible se quema a alta presión y es usado para impulsar la turbina, que a su vez mueve a un generador que produce electricidad; los gases de escape en este sistema por lo general se rechazan a una temperatura de 300°C a 600°C. Estos gases alimentan a una caldera de calor de desecho para producir vapor; a pesar de que este proceso tiene un consumo térmico (heat rate) incremental para producción eléctrica de 1260 a 1500 kcal/kw-h, en cambio produce de 4 a 6 veces más electricidad por unidad de vapor de proceso que el de turbina a contra-presión. En general, cerca del 25 al 35% del combustible usado en este sistema se convierte en electricidad.

Una variación de turbina de gas es la turbina con fuego indirecto; en este caso se coloca un cambiador de calor entre el combustor y la entrada de la turbina que aisle esta del combustible y por lo tanto permite el uso de una amplia variedad de combustibles, p.e. podría usarse como combustible o fuente de calor carbón quemado en un hecho fluidizado, lo cual permitiría gran flexibilidad de combustible. El consumo térmico de este sistema es algo más alto que el de la turbina de gas, pero las otras características son similares.

Las máquinas diesel tienen temperatura de escape de 300°C a 420°C y como en las turbinas de gas, los gases de escape pueden usarse en una caldera de calor de desecho. Este sistema convierte aproximadamente el 40% del combustible a electricidad, pero tiene un consumo térmico incremental de alrededor de 1650 a 1770 kcal/kw-h, sin embargo, este sistema puede producir de 5 a 8 veces más de electricidad por unidad de carga de vapor de proceso que el de la turbina de vapor.

La eficiencia del proceso puede ser expresada en términos de entalpías o en términos de disponibilidad termodinámica (llamada análisis de segunda ley): la eficiencia de segunda ley  $E$  está definida como:

$$E = \frac{W_{\min}}{W_{\text{real}}}, \text{ en donde}$$

$W_{\min}$  = Cantidad mínima de trabajo requerido para realizar una tarea  
 $W_{\text{real}}$  = Cantidad real de trabajo gastado en la realización de una tarea

Los valores de  $W_{\min}$  y  $W_{\text{real}}$  pueden ser calculados para cualquier proceso evaluando el cambio en la disponibilidad termodinámica que sufren todos los materiales en la tarea y el máximo trabajo que podría haberse obtenido del combustible, respectivamente.

Los resultados de la aplicación de estos cálculos representativos de los sistemas de cogeneración se muestran en la tabla; el valor exacto de la eficiencia depende de la condición del calor generado (que difiere de sistema a sistema) así como de la configuración del sistema, sin embargo los valores dados en la tabla ilustran algunas diferencias generales importantes entre sistemas. La última columna de la tabla muestra la relación de ahorros de energía de combustible RAEC (fuel energy savings ratio, FESR) definido como:

$$\text{RAEC} = \frac{\text{NC} - \text{CC}}{\text{NC}} \text{ en donde,}$$

CC = energía de combustible de cogeneración (combustible requerido para generar la mezcla de vapor y electricidad)

NC = energía de combustible de No-cogeneración (combustible requerido para generar la misma mezcla separadamente)

Un valor de 0.20 RAEC significa que el proceso de cogeneración usa 20% menos energía que la generación separada de la misma mezcla de vapor-potencia. Las características importantes de los sistemas de cogeneración resumidas en la tabla son las siguientes.

**TABLA CARACTERISTICAS DE LA UTILIZACION DE COMBUSTIBLE DE LOS SISTEMAS DE COGENERACION**

NÚM	SISTEMA	PRESIÓN VAPOR PROCESO KG/CM2	REGIMEN PRODUCCION ELECTRICIDAD KW-h/10 Kcal DE VAPOR	FRACCION DE COMBUSTIBLE CONVERTIDA A ELECTRICIDAD	REGIMEN TERMICO KCAL/KW-h (a)	EFICIENCIA SEGUNDA LEY (b)	RAEC(FESR) (c)
1	Turbina de vapor	3.5	280	0.16	1150	0.40 (0.32)	0.21
2	Turbina de gas	3.5	600	0.30	1365	0.48 (0.34)	0.29
3	Turbina de vapor/gas	3.5	1270	0.36	1490	0.50 (0.35)	0.30
4	Diesel	3.5	1500	0.35	1450	0.47(0.35)	0.25
5	Turbina de vapor	10.5	200	0.13	1150	0.42 (0.35)	0.17
6	Turbina de gas	10.5	800	0.30	1440	0.50 (0.36)	0.27
7	Diesel	10.5	1600	0.35	1755	0.48 (0.37)	0.24

a Combustible requerido para producir electricidad en exceso del necesario para el proceso de generación de vapor solo, con 88% de eficiencia de la caldera suponiendo para el proceso de producción de vapor solo

b Valor para generación separada del proceso de vapor, y de planta termoelectrica se muestra en el parentesis.

c Combustible ahorrado por cogeneración dividido entre el combustible requerido para producir la misma mezcla de vapor y eléctrica separadamente, con consumo térmico para planta termoeléctrica suponiendo sea de 2525 kcal/kw-h y la eficiencia de la caldera para producción de vapor de 88%.

- Los sistemas de diesel y turbinas de gas tienen eficiencia termodinámica más alta que los sistemas de turbinas de vapor o generación separada de electricidad y vapor.
- Los sistemas de diesel y turbinas de gas requieren más energía por kw-h de electricidad generada que los sistemas de turbina de vapor, pero significativamente menos de los 2,600 Kcal/Kw-h que las plantas de potencia de generación eléctricas
- Los sistemas diesel generan más electricidad por unidad de calor de proceso que las turbinas de gas, mientras que estas son superiores en su relación en las turbinas de vapor

En última instancia la elección de un sistema debe hacerse sobre bases económicas completas entre los sistemas capaces de producir electricidad y vapor de proceso que pueda satisfacer la necesidad de la planta.

### 3.- ASPECTOS AMBIENTALES Y NO TECNOLÓGICOS

Típicamente la cogeneración se piensa como una técnica de conservación de energía y de ahorro de dinero, sin embargo su uso también da una reducción en las emisiones contaminantes.

Puesto que uno de los atributos de cogeneración es consumir menos combustible para la realización de dos funciones con el mismo equipo en lugar de dos diferentes piezas de equipo, parece lógico que hay una reducción en las emisiones totales.

Desafortunadamente la cogeneración concentra las emisiones totales en un solo lugar en lugar de dos como es el caso general, esta colocación de ambas fuentes puede ser un problema y ha disuadido a algunas industrias a instalar unidades de cogeneración. El suministro de combustible puede también ser un problema para las industrias.

Con objeto de aliviar el problema ambiental el usuario debe efectuar algunas de las siguientes acciones:

- Limpiar el combustible antes de que sea quemado
- Limpiar el combustible mientras es quemado
- Limpiar los gases de combustión
- Incrementar el trabajo y la salida térmica al mismo nivel de emisiones (esto lo realiza la cogeneración)

En un ciclo abierto de turbina de gas empleado en un esquema de cogeneración para producir electricidad y vapor de proceso de baja temperatura, se elimina la necesidad de una caldera de vapor de proceso por medio de una caldera recuperadora de calor de desecho; en la Fig. se muestra que la reducción de emisiones es por la eliminación de la caldera. De acuerdo con esta visión simplista, la aplicación de cogeneración no crea mas contaminación que los sistemas menos eficientes actualmente empleados.

Los resultados anteriores pueden ser generalizados como se muestra en la Fig. en donde se grafican las emisiones por salida útil. Sobrepuesta sobre la curva de la Fig. anterior están los rangos de máquinas que solo producen electricidad y las que producen electricidad y vapor de proceso (cogeneración). Esta gráfica muestra como el uso eficiente del combustible está ligado directamente a las emisiones.

Muchos de los sistemas de cogeneración comerciales tienen ahora buenos registros de confiabilidad y mantenimiento, sin embargo, cuando se instala un sistema de cogeneración siempre llegan inevitablemente consideraciones de confiabilidad. La razón de esta preocupación es que una firma industrial por lo general es un negocio que convierte un cierto producto y cualquier "paro" de la planta por cualquier razón afecta el cuadro de utilidades al menos por ese periodo.

Cuando una planta depende de una sola máquina la confiabilidad de esa máquina define la confiabilidad total. Si los requerimientos son suficientemente grandes, máquinas múltiples pueden mejorar grandemente la confiabilidad del sistema.

La preocupación por la confiabilidad ha llevado a los usuarios de cogeneración a intentar interconectarse con la red eléctrica con el propósito de mejorar la confiabilidad. Esta práctica puede no funcionar en el futuro si las Cías. Eléctricas tratan de cortar el uso a los grandes consumidores durante los periodos de alta demanda.

Aun cuando puede ser ventajoso usar la red eléctrica como sistema de respaldo en caso de una emergencia, los cargos son aún altos si la industria requiere un respaldo durante los periodos de demanda pico de la Cía. Eléctrica. Estos requerimientos forzan a ésta Compañía a mantener equipo de generación extra que probablemente use solo una parte pequeña de tiempo.

En muchos casos puede parecer atractivo vender electricidad cogeneradora a la red eléctrica; por lo general el pago por esta energía es muy baja, debido a que se considera "energía de dumping", con la que, la Cía. Eléctrica no puede contar.

Si la firma industrial esta dispuesta a vender lo que se conoce como "potencia firme", puede hacer arreglos contractuales por muchos años con el objetivo de permitir a la Cía. eléctrica integrar esta potencia en sus planes de generación y distribución. Muchos industriales consideran que predecir cuanta potencia pueden contratar para vender en los siguientes 10 años es imposible debido a las incertidumbres en sus propias necesidades y por lo tanto no quieren firmar contratos escritos.

Debido a las políticas de larga permanencia mantenidas por las Cías eléctricas, la generación de electricidad por firmas industriales se ha desalentado. Las tarifas para usuarios industriales tienen estímulos para el uso constante de grandes bloques de electricidad y han desalentado el uso como respaldo.

Históricamente las Cías. Eléctricas no han estado dispuestas a vender electricidad de firmas industriales que producen electricidad en exceso. Una de las razones para éstas políticas es el hecho que las Cías eléctricas basan sus utilidades en una tasa de retorno sobre el capital invertido; ésta tasa está dictada por las varias instancias reguladoras a las cuales reportan las Cías eléctrica. Así, estas Cías parecen no tener que ganar para alentar la cogeneración industrial, puesto que no incrementan su tasa base.

Por la razón anterior y otras, como la disponibilidad de capital, hay algunas preguntas como si la firma industrial o la Cía. eléctrica deben tener su propia unidad de cogeneración. Los siguientes puntos se han hecho en favor de la Cía. Eléctrica:

- Con unidades de cogeneración en la tasa base, las Cías. Eléctricas deben tener una actitud mas pasiva hacia la cogeneración.
- Las Cías eléctricas comprenden mejor como operar y mantener sistemas de generación de potencia, de forma que los "problemas de aprendizaje" industriales con relación a la operación de plantas de potencia deben evitarse.
- Con sus propias plantas, las Cías. Eléctricas pueden mas fácilmente controlar su potencia de salida y con ello un mejor balance del suministro y demanda del sistema eléctrico.
- Debido a que las Cías. Eléctricas reguladas tienen asegurada una buena tasa de retorno de sus inversiones, están dispuestas a aceptar una tasa mas baja de retorno que la industria privada.
- Una firma industrial puede ser disuadida de su propia unidad de cogeneración capaz de exportar potencia por la posibilidad de ser afectada por las regularizaciones de la Cía. Eléctrica.

A favor de los propietarios industriales e han ofrecido los siguientes puntos.

- Los problemas de coordinación de las actividades industriales y la Cía. Eléctrica podrian ser menores.
- El incremento de las negociaciones de tarifas entre la Cía. eléctrica y muchos productores industriales deberán dar una mejor base de datos para establecer las tarifas para todos los consumidores.

En la actualidad las regulaciones sobre la cogeneración no están muy claras, tanto si el sistema está o no esta conectado a la red eléctrica pública. Las perspectivas de la cogeneración son favorables y las regulaciones deben estimular los nuevos proyectos en lugar de estorbarlos.

#### **4.- ELECCIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN**

En la elección de un sistema de cogeneración para una planta particular se deben considerar un número de factores; primeramente es necesario definir los parámetros de la planta como:

- Carga de electricidad
- Carga de calor
- Temperatura del proceso
- Factor de carga

En las Figs. Se muestran valores representativos para un número de industrias.

Cuando se considera la relación potencia-calor, se debe seleccionar el sistema de conversión de energía (SCE) óptimo para la planta particular. En el dimensionado de un SCE, típicamente se selecciona ya sea equiparar la potencia o el calor.

Idealmente los requerimientos de calor y potencia deberían estar en el mismo punto de igualdad para un SCE particular pero este casi nunca es el caso; por esta razón, se debe decidir si se usa caldera de calor auxiliar o vender electricidad (Fig.) o vende exceso de calor o comprar electricidad (Fig.). En la realidad, la venta de exceso de calor raramente se considera debido a las dificultades asociadas con las pérdidas de calor en las tuberías y con la igualdad con los requerimientos de carga de otras plantas.

En la Fig. se grafican los valores de la relación de ahorro de energía de combustible (RAEC) para varios sistemas de cogeneración contra la relación de

potencia-calor obtenible. También esta mostrado la máxima RAEC que puede ser lograda por un sistema de cogeneración con un consumo térmico de 860Kcal/KW-h. Esta cifra es útil en la elección de sistemas de cogeneración postulado para satisfacer las necesidades específicas de la planta, p.e., considerando que la relación potencia-calor para una planta es 0.2 (cerca de 240 KW-h/10<sup>6</sup> Kcal de calor proceso).

La Fig. muestra que un sistema de turbina-vapor puede producir esta relación a una RAEC de 17% aproximadamente. Alternativamente un ciclo-cerrado de turbina podría seleccionar y vender el exceso de electricidad; puesto que este ciclo opera con una relación de potencia-calor de 0.4-1.4, la cantidad de electricidad que debe ser vendida, podría ser al menos el doble que la consumida en este sitio si el sistema fuera dimensionado para satisfacer las necesidades de calor-proceso.

Como otro ejemplo considérese que la relación potencia-calor fue de 1.5 (cerca de 1750 KW-h/10<sup>6</sup> Kcal de vapor de proceso). La Fig. 10 muestra que esta relación es demasiado alta para turbinas de gas pero dentro del rango para diesels; se podría usar una turbina si se comprara electricidad adicional.

La Fig. 10 por lo general solamente es estimativa; los sistemas que funcionan fuera de los límites mostradas pueden estar disponibles. El uso de la Fig. 10 da alguna idea de que clase de sistema es de interés para una aplicación, entonces contactar a vendedores de equipos para más detalles sobre la capacidad del sistema. El procedimiento para la selección de un sistema de cogeneración puede resumirse como sigue:

- Determinar los requerimientos de la carga de calor de la planta.
- Determinar los requerimientos de carga de electricidad de la planta
- Seleccionar un juego de generador que satisfaga los requerimientos de carga de calor, de acuerdo a la Fig. 10.
- Asegurarse que la capacidad en KW del generador esta cerca de la demanda eléctrica requerida por la planta.
- Continuar el proceso de selección hasta que el juego o juegos se iguala muy cercanamente a las necesidades de calor y electricidad.
- Si una igualación total es imposible, determinar si la planta debe comprar o vender potencia, o bien comprar o vender calor.
- Seleccionar el juego o conjunto de cogenerador final.

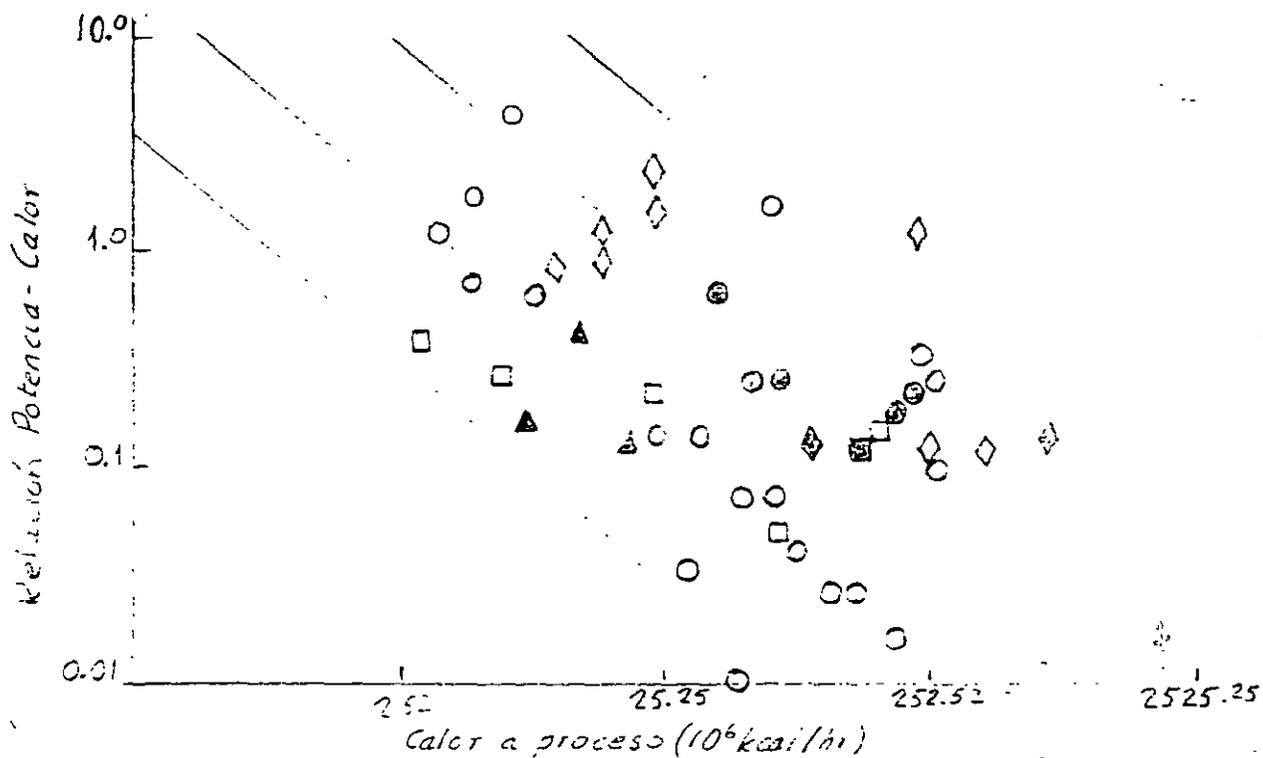


FIG. 1 - CARACTERÍSTICAS DE PROCESOS INDUSTRIALES. - (▲) madera; (■) textiles; (⊙) papel; (◊) alimentos (◇) metales primarios; (○) química; (△) cemento y vidrio.

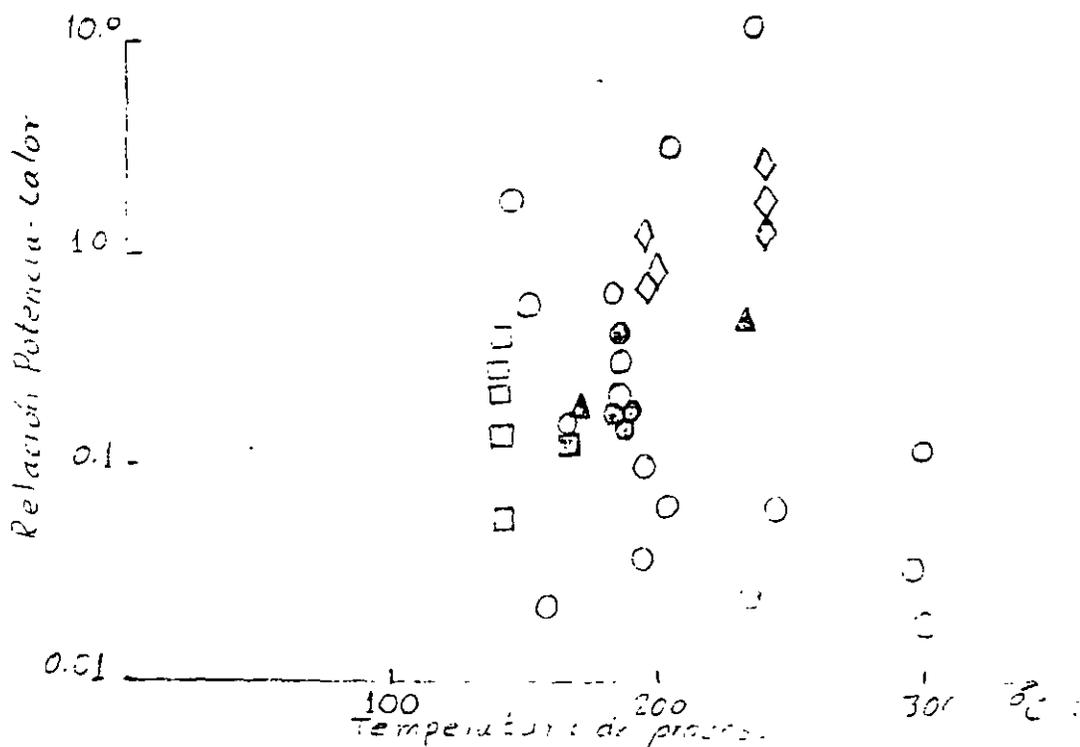


FIG. 2 - CARACTERÍSTICAS DE PROCESOS INDUSTRIALES

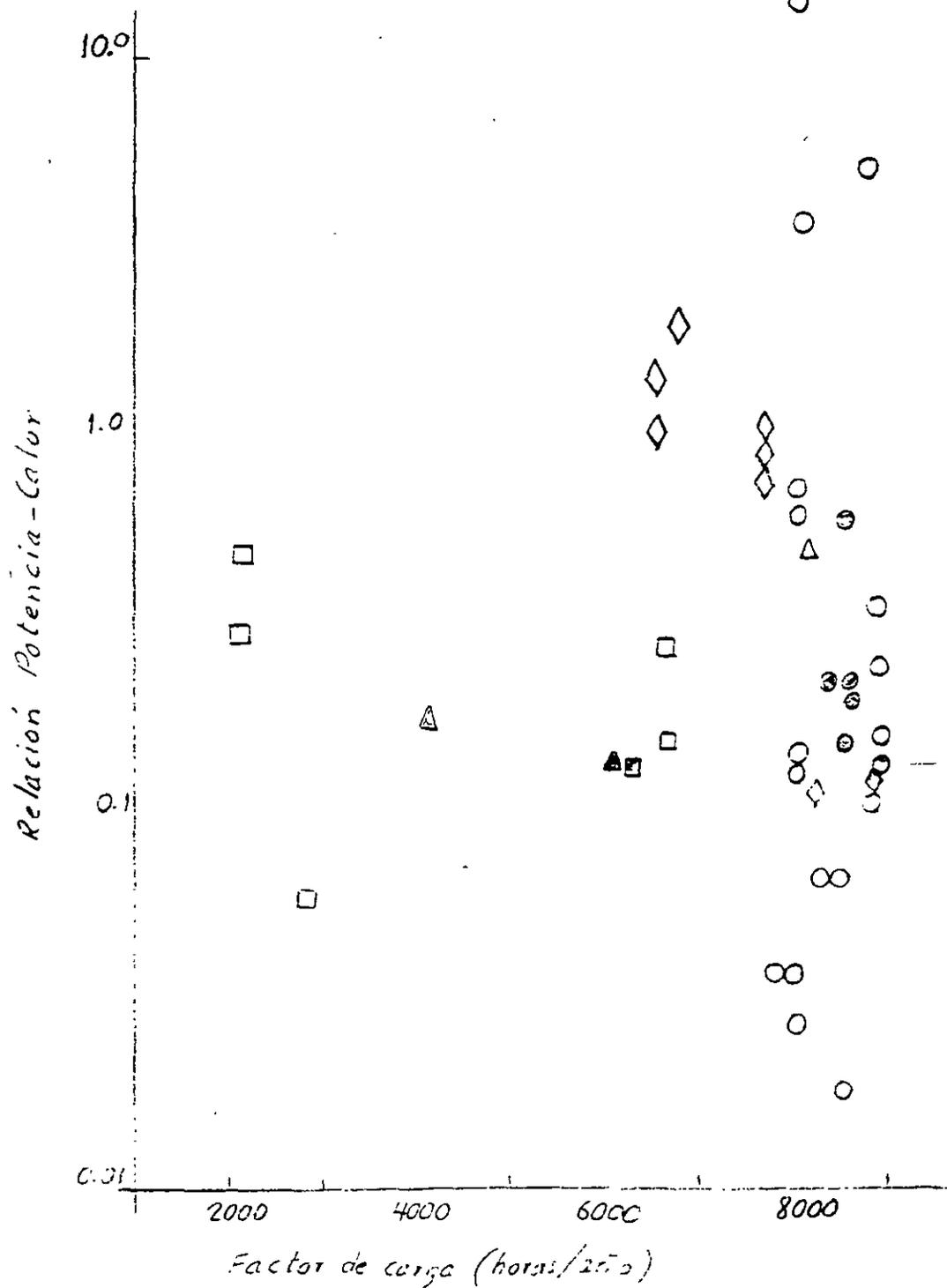


FIG 3.- CARACTERÍSTICAS DE PROCESOS INDUSTRIALES

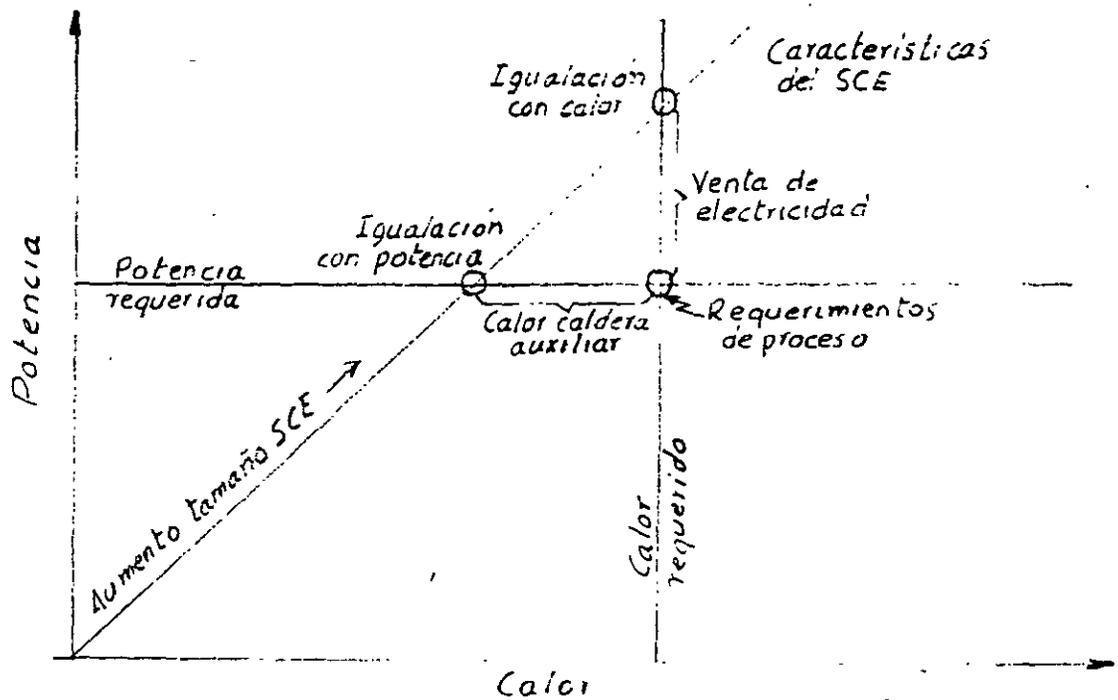


FIG. 4.- IGUALACION ENTRE PROCESO Y SISTEMA DE CONVERSION DE ENERGIA (SCE) CUANDO LA RELACION POTENCIA-CALOR DEL SCE ES MAS GRANDE QUE LA REQUERIDA

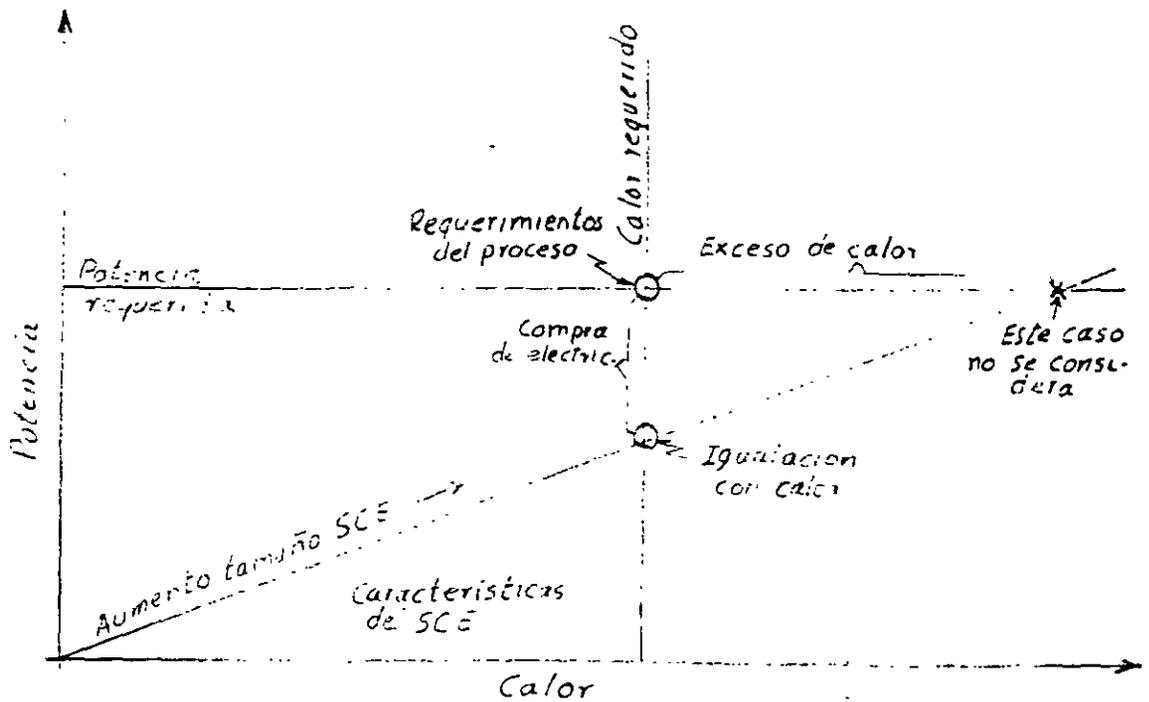


FIG. 5.- PARIDAD ENTRE PROCESO Y SCE CUANDO LA RELACION POTENCIA-CALOR DEL SCE ES MENOR QUE LA REQUERIDA.

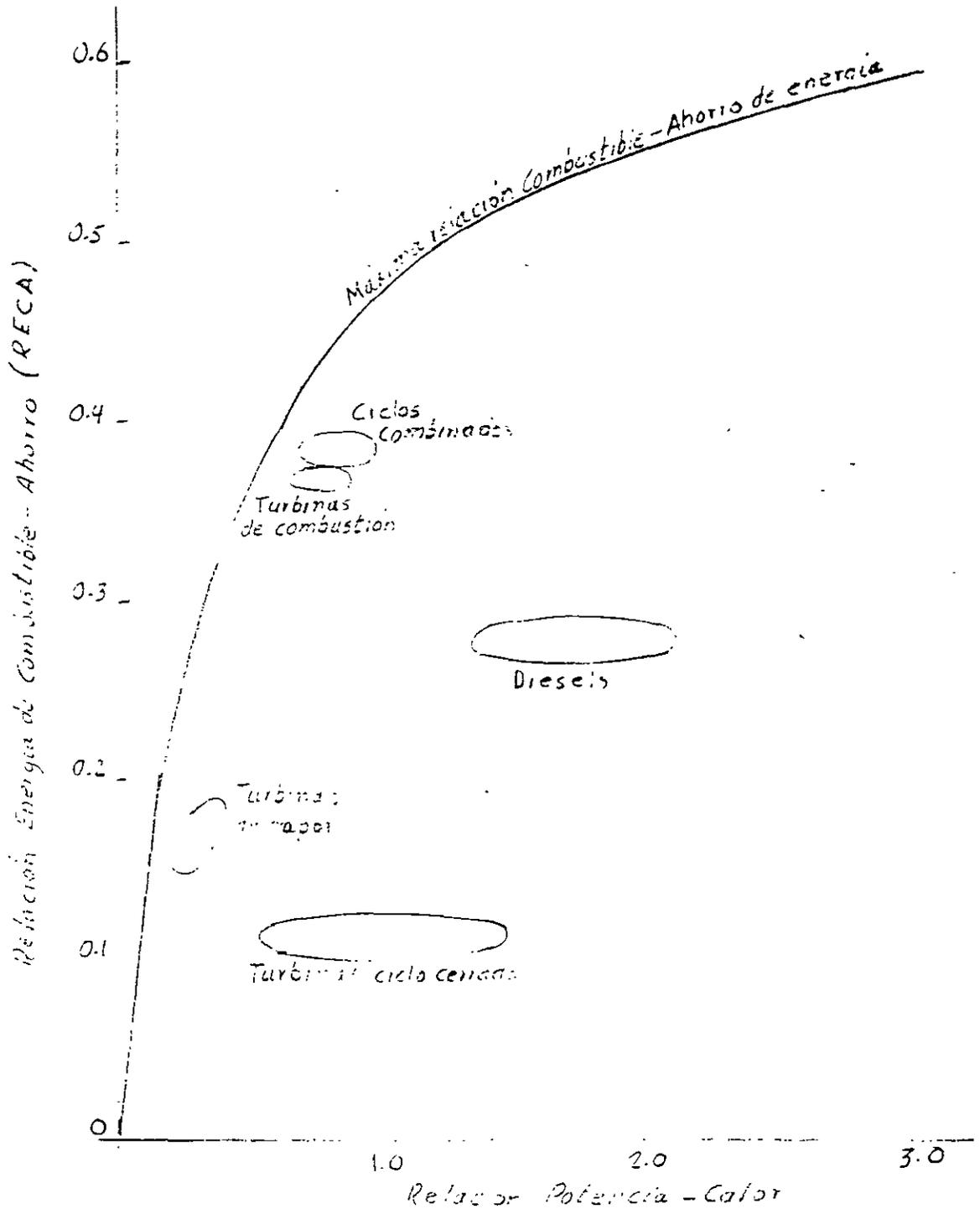


FIG. 6. — ENLACE ENTRE LA RELACION ENERGIA DEL COMBUSTIBLE-AHORRO (RECA) Y LA RELACION DE POTENCIA-CALOR PARA UNA TEMPERATURA DE 180°C

## **COGENERACION.**

### **5.- Selección de alternativas y estudio de viabilidad.**

El termino "cogeneración" se emplea para designar la producción conjunta de energía mecánica o eléctrica y energía calorífica. La cogeneración esta basada en el aprovechamiento de la energía térmica residual de un determinado proceso, con el consiguiente incremento en el rendimiento del mismo.

*El aprovechamiento de las energías térmicas residuales es económicamente más interesante a medida que se encarece el precio de los combustibles, lo que explica el renovado interés que existe en la actualidad por este tipo de instalaciones.*

El principal objetivo de este escrito es intentar servir de guía en el proceso inicial de selección de alternativas de cogeneración en distintos casos concretos, así como resumir de forma general los pasos necesarios para la realización de un estudio de viabilidad de un proyecto de inversión en una planta de cogeneración, es necesario para este fin repasar algunos de los conceptos técnicos fundamentales relacionados con esta practica.

#### **5.1. Cogeneración:**

##### **Definición y Clasificación**

###### **5.1.1. Definición.**

La cogeneración es la producción conjunta de energía mecánica y de energía calorífica aprovechable en forma de gases o líquidos calientes.

### **5. 1.2. Materias primas.**

En cogeneración se pueden usar *prácticamente* todos los combustibles que existen en la actualidad, sólo limitados por los equipos utilizables para la cogeneración.

Estos combustibles pueden ser fósiles o renovables, se encuentran entre los fósiles tanto los gaseosos (gas natural, GLP) como los líquidos (fuelóleo, gasóleo) y sólidos (carbón).

El uso de la cogeneración, así como la participación de estos combustibles se recogen en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE).

El PAEE establece una serie de objetivos para el programa de cogeneración para el período 1991-2000 que se recoge en la tabla I.

### **5. 1.3. Clasificación.**

Los sistemas existentes se pueden clasificar según diferentes criterios. La primera clasificación pueden hacerse atendiendo al orden en que se realiza la generación de la energía calorífica y de la energía eléctrica. De acuerdo con esta clasificación, los sistemas existentes son:

#### **Ciclos de cola o Bottoming cycles:**

Son aquellos en los que se utiliza la energía residual de un proceso en el que se producen gases a alta temperatura. Estos gases se aprovechan en una caldera de recuperación para la producción de vapor y en una turbina de condensación para producir energía eléctrica.

<b>Tabla I</b>				
<b>Sector</b>	<b>Combustible</b>	<b>Potencia eléctrica MW</b>	<b>Producción eléctrica GWh/año</b>	<b>Horas/año funcionamiento media</b>
Industria	Carbón	64	490	
	Fuelóleo	33	247.5	
	Fuel-gas refino	143	1,119	
	Coque verde	7	52.5	
	Gas natural	862	6,558	
	Residuos	54	405	
<b>Total Ind.</b>		<b>1.163</b>	<b>8.872</b>	
Edificios	Gas natural	100	647	
<b>Total Edif.</b>		<b>100</b>	<b>647</b>	
<b>Total programa</b>		<b>1.263</b>	<b>9.519</b>	<b>7.537</b>

### **Ciclos de cabeza o Topping cyeles.**

Son aquellos en los que la energía primaria se utiliza para producir un fluido caliente y a presión que genera energía mecánica y el calor residual del fluido se utiliza en el proceso industrial.

Los ciclos de cabeza se pueden subdividir atendiendo al elemento motor que utilicen de la siguiente manera:

- a) ciclos con motor alternativo.
- b) Ciclos simples con turbina de gas.
- c) Ciclos con turbina de vapor.
- d) Ciclo combinado.

## 5. 2. análisis Técnico.

### **Sistema de Cogeneración.**

Turbina de Gas.

Los elementos fundamentales que constituyen una turbina de gas son:

- Compresor.
- Cámara de combustión.
- Turbina.

#### Principio de funcionamiento

El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido en el compresor, antes de pasar a la cámara de combustión, en ésta se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes producto de la combustión fluyen a través de la turbina, donde se expansionan moviendo el eje que acciona el compresor de la turbina y eventualmente un alternador.

Las turbinas de gas pueden clasificarse:

1º) Atendiendo al flujo de gases en relación con el eje central:

- Axiales: el aire fluye coaxialmente al eje.
- Radiales: el aire fluye perpendicularmente al eje.

2º) Atendiendo a la forma de montaje del generador de gas y de la turbina de potencia:

- Mono eje: cuando están montados sobre el mismo eje.

- De dos ejes: cuando son ejes distintos.

## **Turbina de Vapor**

La turbina de vapor como elemento motor es más sencillo que la turbina de gas. Sin embargo, son necesarios más elementos para formar el ciclo de cogeneración.

Los elementos que la componen son:

- Caldera de vapor.
- Turbina.
- Condensador.
- Bomba de recirculación.

### **Principio de funcionamiento.**

Existe una caldera convencional que genera vapor de alta presión, éste se envía a la turbina produciendo su accionamiento, a la salida de la turbina, vapor a baja presión, se puede enviar a un condensador y el agua de la salida del mismo se bombea nuevamente a la caldera.

Existen básicamente tres tipos de instalaciones con turbinas de vapor:

- Turbinas de contrapresión: son aquellas en las que la presión de vapor de salida de la turbina está por encima de la presión atmosférica y es susceptibles de ser empleado en el proceso industrial o comercial.
- Turbinas de condensación: en este tipo de turbinas, el vapor se expande desde la presión de entrada hasta una presión por debajo de la atmosférica,

condensándose posteriormente el vapor y bombeándose el agua de nuevo a la caldera.

- Turbinas de extracción: en esencia consiste en una turbina con una toma de vapor en la carcasa para alimentar un determinado servicio. La presión de extracción se mantiene constante al variar el caudal de vapor extraído por medio de un regulador de presión que actúa sobre el vapor de entrada en la turbina.

### **5.2.2. Motores alternativos.**

El conjunto cilindro-pistón y el mecanismo biela-manivela son los componentes esenciales de los motores alternativos. En la cámara de combustión formada por la culata y el pistón en las proximidades del punto muerto superior tiene lugar el proceso de combustión, se produce a continuación la expansión de los gases que acciona el pistón, el movimiento alternativo del pistón es transformado en movimiento rotativo en el eje por un mecanismo biela-manivela.

Los motores alternativos pueden clasificarse atendiendo al tipo de encendido en:

#### **Motores de Explosión.**

Los motores de explosión son máquinas de combustión interna de tipo alternativo en los que se introduce en el cilindro una mezcla carburada de aire y combustible. Este combustible debe formar con el aire una mezcla capaz de desencadenar una fuerte reacción exotérmica en condiciones de presión y temperatura controladas, cuya energía se aprovecha durante la expansión en un recinto formado por el elemento motriz del motor.

Los motores de gas corresponden generalmente al concepto convencional de motor de ciclo Otto, aunque en determinados casos se emplea también el ciclo Diesel.

## **Motores Diesel.**

La compresión en este tipo de motores se realiza sobre el aire introducido en el cilindro que se comprime hasta que alcance la temperatura necesaria para que se produzca la autoinflamación de una parte del combustible inyectado. Una vez iniciada la combustión el combustible inyectado posteriormente se va quemando de acuerdo con la propia ley de inyección.

En ambos casos se tiene el mecanismo habitual de pistón, biela y cigüeñal descrito, ya que la diferencia entre ambos motores es la forma como se enciende la mezcla en la cámara de combustión al final de la carrera del pistón.

Atendiendo al ciclo de combustión, los motores se pueden clasificar en:

- Motores de cuatro tiempos: son aquellos en los que el ciclo completo de paso de fluidos por el motor se produce en dos carreras de ida y otra de vuelta del pistón.
- Motores de dos tiempos: en estos el ciclo completo tiene lugar en una carrera de ida y otra de vuelta del pistón.

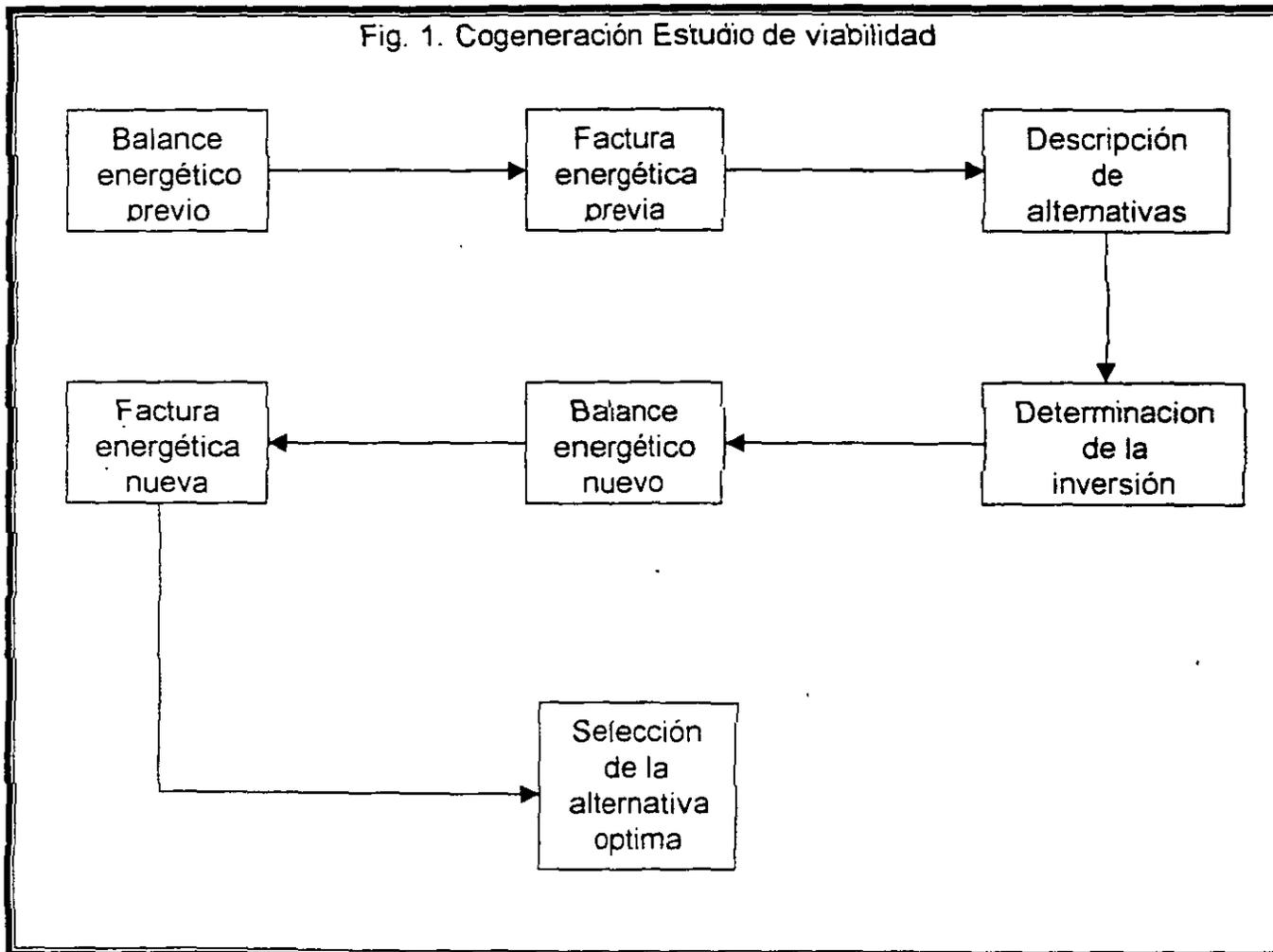
Según la presión de admisión del fluido al motor, estos pueden ser sobrealimentados o no, en función de la presión a la que entrará la mezcla carburada (explosión) o el aire (diesel). El objeto de la sobrealimentación es básicamente incrementar la potencia de los motores.

Una última clasificación puede hacerse según el número de revoluciones del motor. El número de revoluciones, en relación inversa con el diámetro del émbolo, deberá estar

ligado al número de horas que ha de trabajar al año. Cuantas más horas de funcionamiento menos velocidad han de tener.

### 5.3. Estudio de viabilidad.

El estudio de viabilidad de una instalación con unos consumos de energía eléctrica y calorífica importantes y con una utilización (número de horas) elevada, se deberá realizar teniendo en cuenta al menos los siguientes aspectos:



- Análisis de consumo y operación de la instalación previos a la implantación de la solución de cogeneración.

- Determinación de la factura energética previa.
- Planteamiento de alternativas.
- Determinación de las inversiones a realizar con cada una de las alternativas propuestas.
- Balance energético nuevo y estimación de la nueva factura energética.
- Estudio de rentabilidad económica de las distintas alternativas y selección de la alternativa óptima (Fig. 1).

### **5. 3.1. Análisis de consumo y operación previos a la cogeneración.**

La razón de este análisis es conseguir una idea lo más exacta posible de la operación de la planta y de la cuantía y distribución de los consumos de la misma, tanto eléctricos como de calor, así como de las condiciones de utilización de esta energía.

Para ello será necesario:

- a) determinar los periodos de funcionamiento y parada de cada equipo consumidor principal a lo largo del año.
- b) Realizar análisis exhaustivo de las condiciones de contrato con la compañía eléctrica suministradora. Este análisis debe hacerse mediante el estudio detallado de la facturación de consumos eléctricos de, por lo menos, los doce últimos meses de funcionamiento de la planta (recibos de compañía), teniendo en cuenta la energía consumida en cada uno de los periodos, potencia máxima demandada, tipo de tarifa aplicada, tipo de discriminación horaria, recargos y/o bonificaciones tarifarias, etc.
- c) En lo que respecta a la energía térmica, se deberá partir igualmente de las doce últimas facturas de las compañías distribuidoras de combustible, cruzando estos datos con las indicaciones del personal de operación de la planta en cuanto a

horarios de funcionamiento, régimen de trabajo, factor de carga, etc. Asimismo, será de gran utilidad cualquier tipo de información procedente de la propiedad en cuanto a mediciones con registro gráfico o numérico realizadas periódicamente en planta o cualquier otro tipo de mediciones puntuales de consumos.

Con toda esta información se podrán establecer las curvas de carga de la instalación diarias y estacionales necesarias para la selección y dimensionamiento de las alternativas de cogeneración a estudiar.

### **5. 3.2. Selección de alternativas de cogeneración.**

Una vez conocidos los perfiles diarios de las demandas eléctricas y térmicas de la planta, estamos en condiciones de proceder a plantear las distintas alternativas de cogeneración de que disponemos.

A continuación se detallan las aplicaciones idóneas de cada uno de los sistemas de generación.

#### **Ciclos con motor alternativo**

Son especialmente interesantes cuando:

- La relación entre la demanda térmica y eléctrica es baja del orden del 1,5 al 1,7.
- La gama de potencia está comprendida entre 15 y 3.000 kw.
- La demanda eléctrica es irregular, puede ajustarse, variando el régimen de carga del motor, y no sufre pérdidas importantes en el rendimiento del mismo.
- No hay demanda de vapor a presión elevada.
- Algunos motores a gas permiten el funcionamiento dual, es decir, con gas natural o con gasóleo.

- Si hay gran número de paradas en la instalación.

El calor recuperado en este sistema estará limitado por las temperaturas de la demanda térmica, pudiéndose utilizar:

- En proceso de secado directo.
- Producción de agua caliente.
- Producción de agua sobrecalentada.
- Producción de vapor de baja presión.

Ciclos simples con turbina de gas.

Especialmente apropiada en los siguientes casos:

- Demandas eléctricas importantes y homogéneas.
- Gamas de potencias comprendidas entre 0,6 y 147 MW.
- Relación entre la energía mecánica, comprendida entre 2 y 4.
- En proceso de secado directo del producto.
- Normalmente por rendimiento y por inversión son preferibles a los ciclos con turbinas de vapor.

Ciclo turbina de vapor

Apropiada cuando:

- La relación entre la demanda térmica y la demanda eléctrica es alta.
- La gama de potencia está comprendida entre 100 kw y 160 MW.
- Existe gran demanda de vapor, que prevalece sobre la importancia de la demanda eléctrica.

<b>Tabla II</b>	
<b>Relación Ce/h</b>	<b>Equipo idóneo</b>
100-600 KW.....	Motor alternativo
600-3.000 KW.....	Motor alternativo o turbina de gas
Superior a 3.000 KW.....	Turbina de gas

### Ciclo combinado

El ciclo combinado se obtiene por combinación de un ciclo simple con turbina de gas y un ciclo con turbina de vapor de contrapresión.

Es especialmente interesante en instalaciones de gran potencia con elevadas demandas eléctricas.

### Motores alternativos vs. Turbinas de gas.

En función de la relación entre consumo eléctrico anual y horas de funcionamiento la selección general del sistema puede ser la que se muestra en la tabla II.

En cuanto a la relación entre la demanda térmica y eléctrica, los equipos se pueden seleccionar de acuerdo al criterio de la Tabla III.

Otro criterio según el cual se puede hacer la preselección de alternativas puede ser según el tipo de demanda térmica (Tabla IV).

En cuanto a la variación de la demanda eléctrica, pueden seleccionarse de acuerdo al criterio de la Tabla V:

De acuerdo con las características específicas de cada uno de los sistemas comentadas anteriormente, algunos de los sectores típicos de aplicación de éstos son los siguientes:

Ciclo simple turbina de gas-empleo de gases directos.

- Industria azulejera en el atomizado de arcilla.
- Industria alimentaria en el atomizado y secado.
- Industria de minerales no metálicos en los secaderos rotativos.
- Industrias de los derivados de la madera para el secado.

<b>Relación</b>	<b>Equipo idóneo</b>
Superior a 2.....	Turbina de gas
Inferior a 2.....	Motor alternativo

Ciclo simple turbina de gas-producción de vapor-agua caliente.

- Industria alimentaria (lechera, cervecera)
- Industria química.
- Industria del automóvil y derivados.
- Industria textil.
- Industria papelera.

Ciclo combinado.

- Industria química (gran demanda eléctrica).
- Industria papelera (gran demanda eléctrica).
- Industria petrolera y petroquímica.

De manera general deberá plantearse más de una solución alternativa, para que una vez analizadas técnica y económicamente, se pueda elegir la más conveniente en cada caso. Este extremo es importante ya que, con frecuencia, el óptimo económico no coincide con el óptimo desde el punto de vista energético.

Normalmente son más interesantes las soluciones dimensionadas para suministrar el máximo de energía calorífica posible (teniendo en cuenta las limitaciones reglamentarias), lo que generalmente tiene como consecuencia la necesidad de exportar pequeños excedentes de energía eléctrica a la red.

En el caso de que el industrial opte por la opción de exportar los excedentes de energía eléctrica a la compañía (lo que la legislación le permite siempre y cuando cumpla los requisitos exigidos en el R.D. de 9 de diciembre de 1994 sobre "Producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables") el dimensionamiento de la solución de cogeneración se hará para cubrir el valor mínimo de la demanda térmica (en un período significativo), lo que conlleva la necesidad de suministrar energía térmica con unos equipos de apoyo (caldera auxiliar, etc.) que permitan cubrir el resto de la demanda de la planta.

En caso contrario, en el que la propiedad no contemple la posibilidad de exportar energía eléctrica a la red, el dimensionamiento se hará a partir de los valores de mínima demanda de potencia eléctrica de la instalación en el período de tiempo estudiado.

Una vez definidas las alternativas a estudiar deberemos realizar el balance de materia y energía de cada una de ellas en las condiciones de trabajo propuestas, normalmente mediante alguno de los paquetes informáticos existentes en el mercado.

### 5.3.3. Análisis económicos.

La forma de realizar el análisis económico de la instalación es considerando el proyecto de inversión como un proyecto aislado del resto de la empresa. De este modo el "centro de consumo" (fabrica, hospital, etc.) comprará el calor que reciba de la planta de cogeneración y la energía eléctrica al mismo precio que le está costando con anterioridad a la implantación de ésta. La planta de cogeneración, a su vez, venderá a la red exterior (compañía eléctrica) los excedentes que no requiere el centro de consumo, al precio y en las condiciones que marca la legislación vigente.

Del mismo modo, la planta de cogeneración comprará el combustible que requiera y pagará los servicios del personal de mantenimiento, operación, fungible, seguros y cualquier otro. La energía eléctrica adicional importada de la red por el "centro de consumo" y el combustible (gas natural, gasóleo, etc.) necesario para los equipos de apoyo tendrá el carácter de gasto para la unidad de cogeneración.

**Tabla IV**

Demanda vapor presión superior a 2 bar.....	Turbina de gas
Demanda agua caliente vapor a presión inferior a 2 bar.....	Motor alternativo
Secado a temperatura inferior a 150°C.....	Motor alternativo
Atomizado a temperatura superior a 150°C.....	Turbina de gas
Agua sobrecalentada de gas.....	Motor alternativo o turbina de gas
Aceite térmico.....	Turbina de gas

La diferencia entre los ingresos provenientes de la venta de energía térmica y eléctrica y los gastos mencionados, será el casb-flow operativo de la instalación.

Será de vital importancia para la viabilidad de la instalación de cogeneración la correcta definición de las nuevas condiciones de los contratos de compra/venta de energía eléctrica a la compañía suministradora (tarifas, potencias contratadas en cada

período, potencias máximas, potencias garantizadas, disponibilidad, discriminación horaria, etc.), así como la determinación de la tarifa del combustible (pta/termia) utilizado por los nuevos equipos generadores.

### **Inversiones.**

La inversión a realizar para cada una de las alternativas propuestas será otro factor determinante a la hora de evaluar la viabilidad financiera de cada una de ellas.

La inversión es variable dependiendo de la potencia y facilidad de recuperación del calor. En esta primera etapa del proyecto de cogeneración, el estudio de viabilidad, se manejan ratios de inversión, que, para los distintos tipos de sistemas posibles, pueden ser como valores orientativos los siguientes:

- Motor alternativo 30.000 – 65.000 pta/kw eléctrico dependiendo de la potencia y tipo.
- Turbina de gas 25.000 – 75.000 pta/kw eléctrico dependiendo de la potencia.
- Sistemas de recuperación 15.000.
- 60.000 pta/kw eléctrico dependiendo de la complejidad y grado de recuperación.
- Otros gastos (instalación eléctrica, conducciones, bombas, ventiladores, instalación de gas, etc.) 10.000 – 30.000 pta/kw eléctrico.

En cualquier caso y de forma general, la mejor manera de determinar la inversión necesaria es pedir ofertas a varios suministradores de equipos. El problema está en definir con claridad el alcance del suministro que se desea para poder compararlos entre sí y conocer los elementos que faltan.

En la tabla VI se exponen tres ofertas correspondientes a tres motores de diferentes potencias y el alcance del suministro.

El alcance mínimo que debe incluir una turbina de vapor es:

- Grupo base (turbo-alternador).
- Sistema de lubricación.
- Sistema de regulación.
- Conexiones de vapor.
- Seguridades.
- Dispositivos de cierre rápido contra embalamiento.
- Parada de la turbina por baja presión.
- Controlador de vibraciones.
- Sincronizado atmosférico.
- Regulador de frecuencia.
- Regulador de factor de potencia.
- Regulador de tensión.
- Alarmas.
- Montaje.
- Puesta en marcha.

**Tabla V**

Demanda regular.....	Turbina de gas
Demanda irregular.....	Motor alternativo

En el caso de turbina de gas el alcance de la oferta deberá incluir al menos lo siguiente:

- Grupo turbocompresor.
- Bancada.
- Reductor.
- Sistema de lubricación.

- Sistema de filtrado de aire.
- Instalación de gas.
- Control con *microprocesador*.
- Motor de arranque.
- Equipamiento eléctrico.
- Cableado.
- Protección acústica para la turbina que incluye sistema de ventilación, detección y protección de fuegos.
- Alternador.
- Suministro de la turbina.
- Instalación, conexión, supervisión y puesta en marcha del turbogruppo.

**Tabla VI**

Potencia en KW	93	285	341
Inversión en Mpta	11.1	21.3	29.9
Alcance del suministro			
- Grupo base (motor alternador)	Si	Si	Si
- <i>Circuito de recuperación calor forma de agua caliente</i>	Si	Si	Si
- Sistema de lubricación	Si	Si	Si
- Línea alimentación gas	Si	Si	Si
- Equipo control combustión y regulación	Si	No	Si
- Sistema de refrigeración	Si	No	Si
- Cuadro mando control	Si	No	Si
- Montaje	Si	No	Si
- Puesta en marcha	Si	No	Si

## Rentabilidad.

La rentabilidad en los proyectos de cogeneración viene, por tanto, determinada por los siguientes aspectos:

- Disminución de los costos energéticos debido al aprovechamiento de la energía térmica producida por el sistema.
- Costes del gas natural empleado en el funcionamiento del sistema.
- Inversión realizada para la instalación de la planta de cogeneración.

Una vez conocidos los valores de la inversión estimada y los cash-flow generados para la instalación, después de impuestos y considerando financiada la inversión 100% con recursos propios, procederemos a valorar la inversión en la planta de cogeneración mediante alguno de los sistemas de valoración de proyectos de inversión sobradamente conocidos como son:

Período de retorno de la inversión pay-back

Número de años que serían necesarios para devolver la inversión, sin ninguna consideración del coste del dinero. El valor máximo admisible para un proyecto de inversión de este tipo en la actualidad está en el entorno de los 3-1 años.

Para calcular el período de retorno se puede aplicar la fórmula siguiente:

$$pr = \frac{\frac{Ce}{n} \times I}{CexPI \frac{Ce}{Rg} \times 0.86 \times r \times Rd \times Rr \times P2 \frac{Ce}{Rg} \times 0.86 \times 1.11 \times P3 + Ce \times m}$$

En donde:

Ce= Consumo anual de energía eléctrica de la instalación.

n= Número de horas al año de funcionamiento de la fabrica.

I= Inversión por kw de potencia instalada.

P1= Coste del KWh adquirido a la red.

Rg= Rendimiento eléctrico del sistema.

0.86= Equivalencia entre termias y KWh.

r= Relación PCS PCI del combustible considerado.

Rd= Relación entre energía térmica potencialmente recuperada y consumida.

Rr= Relación entre energía térmica recuperada y energía potencialmente recuperable.

P2= Coste de la energía térmica convencional antes de cogenerar.

1.11= Relación PCS/PCI del gas natural.

P3= Coste del gas natural en cogeneración.

m= Coste de mantemiento por KWh generado.

---

Sólo serán aceptables aquellas alternativas de entre todas las estudiadas para las que el Pay-Back resultante sea inferior al límite máximo admisible fijado (normalmente cuatro años).

### **Valor actualizado neto (VAN)**

Son los flujos de caja operativos de la instalación durante el período de vida de la misma, después de impuestos, supuesta financiada la inversión cien por cien con recursos propios, actualizados a día de hoy mediante una tasa de descuento adecuada. Lógicamente tanto más atractiva será la alternativa estudiada cuanto mayor sea el VAN de la misma. El primer flujo de caja es lógicamente la propia inversión y se considera de signo negativo. El VAN representa la cantidad de dinero que reporta una inversión, una vez recuperado el capital invertido y un cierto porcentaje anual del

mismo (tasa de descuento). Generalmente esta tasa será similar a la considerada en proyectos de inversión de riesgo parecido.

$$VAN = \sum \frac{FC}{(1+i)^n}$$

#### **Tasa interna de rentabilidad.**

Es el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN de la inversión sea igual a cero. Cuanto más alto sea este valor, tanto más interesante será la inversión.

#### **3.4. Financiación.**

La financiación de los proyectos de cogeneración puede llevarse a cabo mediante los sistemas habituales de crédito público y privado, formando una UTE con las empresas implicadas en la instalación del sistema, o acudiendo a entidades especializadas en la financiación de este tipo de proyectos, las cuales costean la instalación en base a la disminución del coste energético que genera la explotación de la misma.

## SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR EN COGENERACIÓN

### 6. Como elegir el sistema de recuperación de calor de un planta de cogeneración.

#### 6.1. introducción

cuando se escribe o se habla de cogeneración y sus aplicaciones, ya sea en una instalación concreta o en general, siempre se suele comenzar por el elemento primario; esto es, el motor, la turbina de gas o de vapor (1). Por el contrario cuando se estudia, cuando se gesta el proyecto, cuando se analiza las diferentes posibilidades, ha de hacerse al revés. Debe comenzarse por las necesidades de calor del proceso, tanto en cantidades como en el tipo (nivel de temperatura, fluido colportador, etc.) para a partir de ahí determinar que tipo y tamaño de maquinas pueden proporcionarnos esta energía térmica. Como resultado tendremos una o varias instalaciones que, para esa energía térmica, producen diferentes cantidades de electricidad y con diferente rendimiento y que, por tanto, tendrán diferente rentabilidad económica.

En este artículo nos proponemos mostrar las instalaciones de aprovechamiento de calor más normales en función de las necesidades de calor del proceso y los equipos que pueden alimentarias.

Es interesante destacar que el análisis de las necesidades de proceso no se debe restringir a la situación actual sino que hay posibilidades de cambio en el aprovechamiento del calor que permitan la instalación de una planta de cogeneración más eficiente y por ende más rentable.

#### 6. 2. Necesidades de calor de una fabrica.

Según el tipo de fluido caloportador, una fabrica puede precisar vapor, agua caliente, fluidos térmicos, gases o aire caliente, aire frío y agua u otro fluido frío.

Dentro de cada fluido hay que considerar los parámetros de utilización del mismo; por ejemplo en vapor su nivel o niveles de presión y temperatura de utilización. En agua caliente o fría, su temperatura; en aire o gases, la temperatura de utilización.

Las necesidades de calor se podrían clasificar según se indica en la Tabla 1.

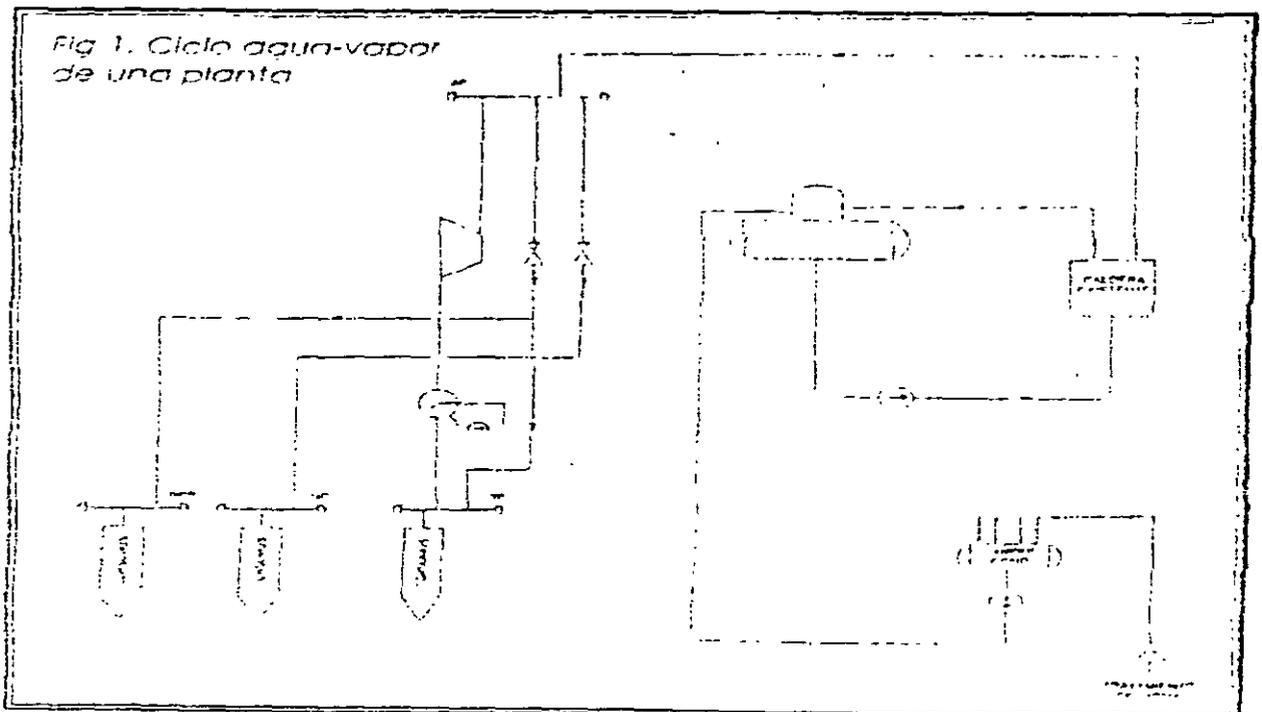
Tabla 1		
Necesidades de calor		
Fluido caloportador	Presión	Temperatura
vapor	AP (>20 bar)	Saturado
	MP (8...20 bar)	
	BP (1...7 bar)	
Agua caliente	AP	110...180°C
	BP	60...95°C
Fluido térmico		250...350°C
Agua fría		5...15°C
		<5°C
Aire frío		10...15°C
Gases/aire caliente		<100°C
		100...400°C
		>400°C

### 6.3. Posibles modificaciones en el proceso

por lo que se refiere a la utilización del vapor es una deducción directa del segundo principio de la termodinámica que debe utilizarse el vapor, y en general el calor, en el menor nivel de entalpía posible. Así conviene bajar la presión de utilización aunque en algún caso esto requiera recalentar el vapor. Traduciendo esto al lenguaje de lo concreto, es evidente que cuando trabajamos con una turbina de vapor en

contrapresión; a menor presión se produce mayor electricidad. También en una caldera de recuperación producimos a menor presión, mayor cantidad de vapor. En este tema del vapor hay que resaltar que es muy conveniente producir el vapor en el nivel o los niveles de consumo, lo que quiere decir que si hay varias presiones, debe producirse en esas presiones y no producir en la más alta y luego reducir.

Podemos mostrar como ejemplo de lo anterior una instalación antes de optimizar y después una vez realizadas unas modificaciones de proceso e instalada una planta de cogeneración. En la figura 1 se muestra el proceso agua-vapor antes de instalada la planta de cogeneración, en la figura 2 aparece la planta de cogeneración integrada en el proceso. Se puede observar que el vapor era producido sólo en alta presión y por medio de reductora se pasaba a baja, media presión o a vapor recalentado. Mientras que después de cogeneración se produce el vapor tal como se necesita. Se produce vapor también en una presión más baja para absorción. En la figura 3 está el diagrama de flujo energético de la planta con un resultado de 37% de rendimiento eléctrico y 81% de rendimiento medio global.



Una posibilidad de bajar aún más el nivel de entalpía del vapor es convertirlo en consumo de agua caliente, lo que en el caso de algunas instalaciones con turbina de gas puede ser muy económico y en instalaciones de motores, además de económico, suele ser obligatorio para cumplir con la normativa de ahorro energético.

El mismo planteamiento que hemos hecho con el vapor se puede hacer con el agua caliente por lo que a temperatura se refiere, es evidente que cuanto menor es la temperatura requerida, más fácil es de utilizar el calor.

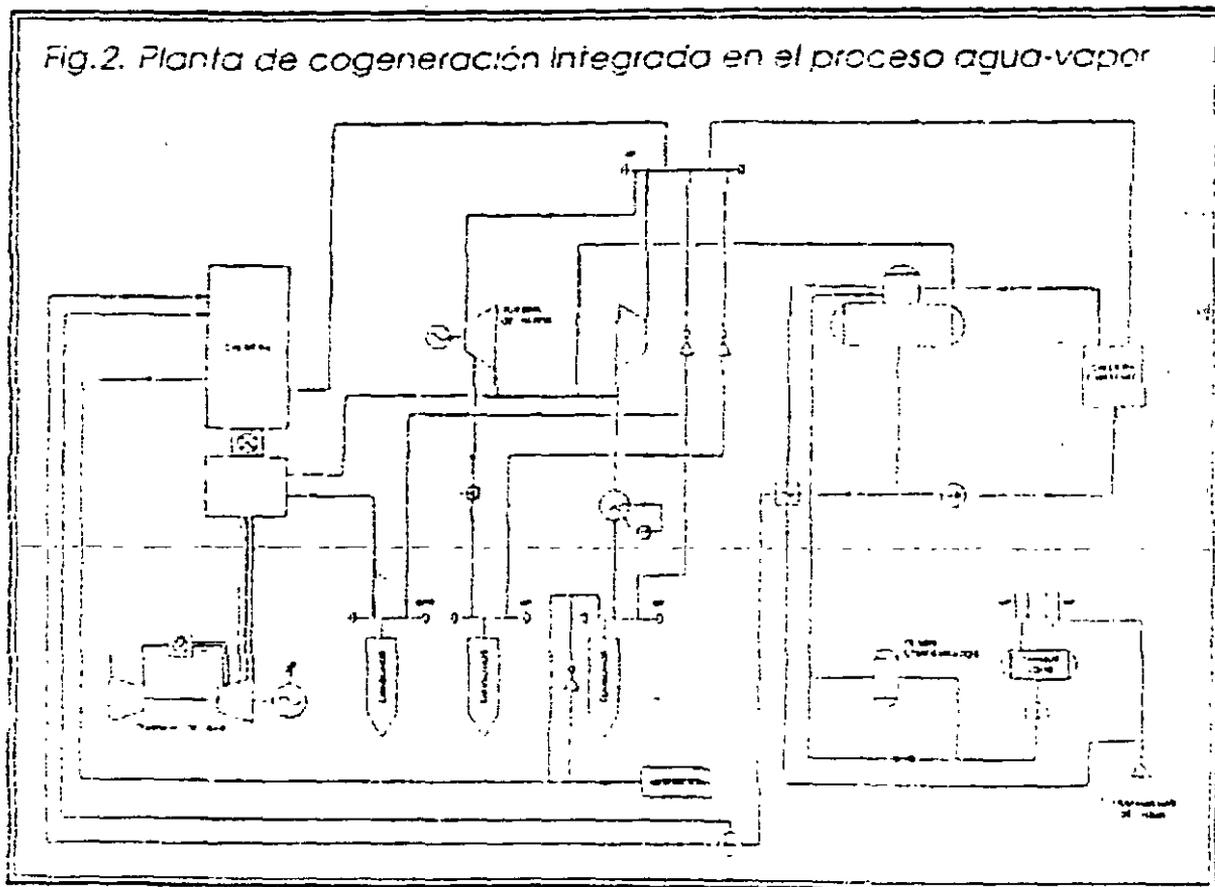
En el caso del frío hay una frontera a  $4.5^{\circ}\text{C}$  sobre la cual pueden utilizarse máquinas de BrLi y agua que son más baratas y con mejor COP por trabajar con menor salto; sin embargo, en temperaturas próximas a  $0^{\circ}\text{C}$  y criogénicas hay que ir a instalaciones más sofisticadas y caras.

La temperatura de utilización de gases por una parte afecta al origen del que se puede tomar el calor y también al tamaño y eficiencia de la planta como se verá en el ejemplo de la instalación minera del apartado 4. en el caso de motores es trascendental y puede llegar a condicionar el proyecto [2].

Resumiendo todo en una frase, hay que optimizar el consumo de energía para después optimizar la producción. Optimizar el consumo significa utilizar la energía en el mínimo nivel térmico posible, aunque esto signifique en algún caso un menor rendimiento o mayor consumo en valor absoluto.

En este capítulo de modificaciones en el proceso es conveniente considerar las necesidades energéticas de todo tipo existentes en la fábrica para integrarlas todas en la planta de cogeneración, esto permite aumentar el tamaño y eficiencia de la planta y muchas veces de una mayor regularidad en el consumo energético y al final un mejor balance anual. Este es el caso de la fábrica de ejemplo anterior, donde había consumo

de frío, que provocaba una punta importante en la demanda de electricidad en el verano, mientras el consumo de vapor era menor en esta época. Combinado ambos consumos fue posible poner una instalación mayor de la prevista originalmente sin excedentes de calor, lo que supuso un aumento de la rentabilidad de la instalación muy considerable. En la tabla II se produce el efecto del cambio en proceso en la planta citada sobre la rentabilidad de la misma.



**Tabla II**  
Estudio de rentabilidad de un caso ejemplo

Turbina De gas (MW)	Turbina Vapor (MW)	Absorción (MJ/s)	Inversión (M pta)	Ahorro (M pta)	TRI (%)
8	0	0	X	Y	19

12	0	0	1.27*X	1.67*Y	27
12	0	2.3	1.32*X	1.87*Y	30
12	1.5	2.3	1.41*X	2.0*Y	31

#### 6. 4. Optimización del diseño de la planta de cogeneración.

El éxito de una planta de cogeneración reside en el diseño apropiado de la planta, no sólo en la selección de los equipos principales. Hay que hacer notar que cada fábrica tiene su diseño más apropiado. Hay que integrar la planta de cogeneración en la fábrica y suele ser conveniente optimizar los sistemas auxiliares de la planta térmica existente (recuperación de condensados, tratamiento de agua de alimentación, etc.).

El criterio general de dimensionamiento debe basarse en la demanda térmica que siempre conduce al óptimo de eficiencia, tanto a nivel de la planta como del país y da los mejores indicadores económicos. El resto de los equipos principales son igualmente dependientes del proceso productivo y su adecuado diseño conduce al máximo rendimiento y flexibilidad de operación. Ejemplos de ello son las calderas con dos niveles de presión, las turbinas de vapor con tomas intermedias, refrigeración por absorción [3, 4], etc.

La posibilidad de cambiar algunos consumos eléctricos o de gas directo a utilización de vapor, agua caliente o gases de turbina ofrece una nueva posibilidad de aumentar el tamaño de la instalación de cogeneración, y por ende su rentabilidad.

Conviene aclarar que el problema de dimensionamiento es en realidad un asunto económico. Es el óptimo en los parámetros económicos lo que determina el dimensionamiento siempre que se cumplan los criterios legales exigidos de ahorro energético.

Una vez dimensionada la planta adecuadamente y diseñados apropiadamente los equipos principales, haya que optimizar la propia planta de cogeneración para tener el mayor rendimiento, flexibilidad de explotación y fiabilidad. Para ello es fundamental poseer un conocimiento profundo de los equipos.

Ejemplos de esto son los enfriadores evaporativos [5], los acumuladores de vapor, los refrigeradores de agua de alimentación a calderas y los calentadores de agua y economizadores en calderas.

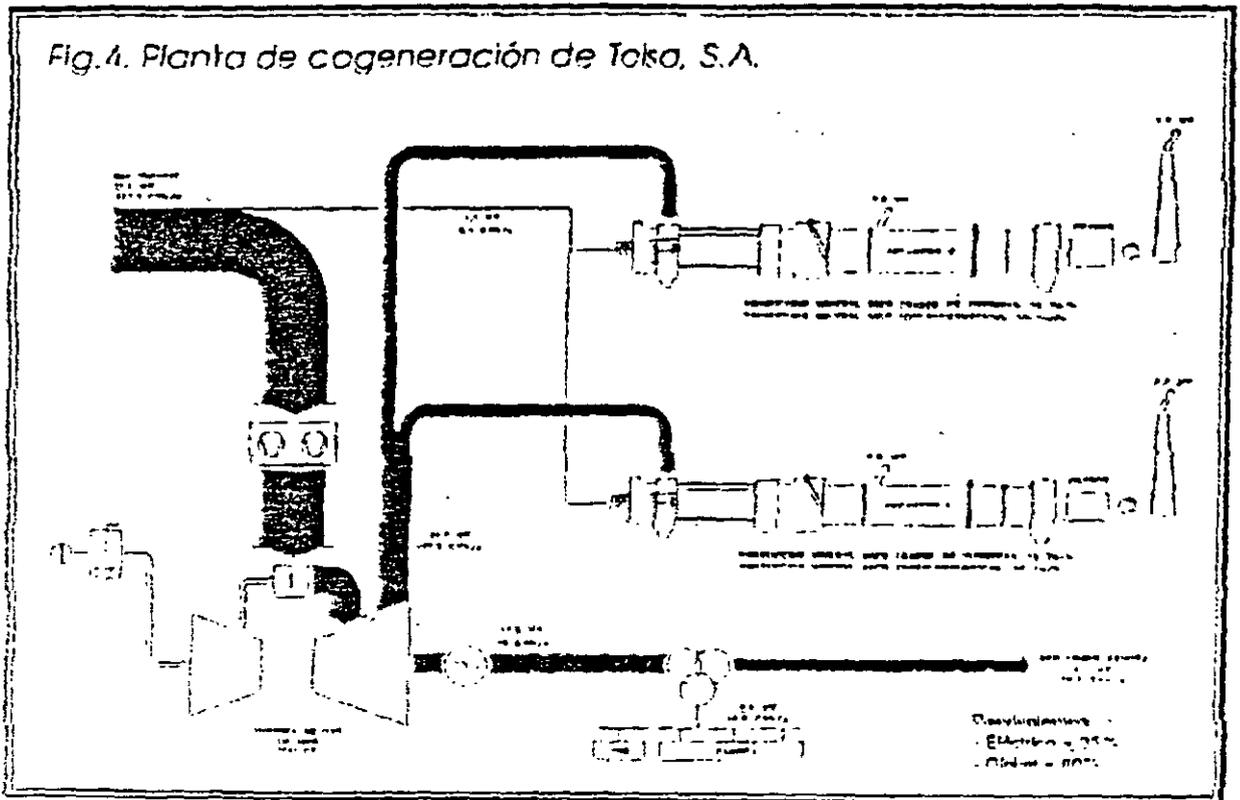
Como ejemplo de optimización de una planta de cogeneración podemos citar el caso de una explotación minera en el área de Madrid. Produce 500.000 t/a de sepiolita y tiene dos secadores con cámaras de combustión mixtas de gas natural y fuelóleo. Los secadores trabajan a 750°C con un caudal de gases de 21 kg/s.

Estudios realizados por diversas empresas recomendaban potencias de planta de 4 a 6 MW, con post-combustión, de poca rentabilidad habida cuenta de la necesidad de construir una línea eléctrica nueva.

La solución final recomendada y adoptada por la propiedad consistió en trabajar con gases de turbina a 500°C, con los dos secadores en paralelo normalmente y con apoyo de post-combustión en las puntas de producción. Antes de acometerse el proyecto, se hicieron pruebas de producción a 500°C con resultado satisfactorio.

En definitiva se construyó una planta de 12 MW y aprovechamiento de gases directos, sin necesidad de post-combustión normalmente. El resultado es un proyecto mucho más rentable, pasando de una tasa de rentabilidad interna sólo algo mayor del 20% a más del 30%. Una característica especial de esta planta era el alto nivel de polvo contenido en el aire, que obligó a un diseño espacial del sistema de filtración, cuyos resultados han sido magníficos teniendo en cuenta el tipo de turbina instalada, sensible por ser aeroderivada. Asimismo es de destacar la gran rentabilidad obtenida

Fig. 4. Planta de cogeneración de Toka, S.A.



cuando hablas de recuperación de calor en una planta de cogeneración, no hay que olvidar que aguas arriba hay una máquina muy cara y que, especialmente en el caso de turbinas, es muy delicada. En este caso hay que darle una importancia primordial a los aspectos de fiabilidad y seguridad de la instalación recuperadora.

Un primer asunto importante es asegurar que bajo ninguna circunstancia se cierra el escape de la máquina, o los gases van al sistema de recuperación o a la atmósfera, para ello las compuertas deben tener un adecuado diseño y fiabilidad intrínseca.

Otro aspecto de importancia es asegurar que bajo ninguna circunstancia se produce autoignición no explosiones en los conductos o instalación recuperadora. Para que esto se produzca ha de haber coexistencia de gases combustibles, oxígeno y altas temperaturas. Veamos en que condiciones se puede producir este fenómeno.

En una instalación con turbina de gas y post-combustión, después de un cierto tiempo parada la instalación, puede haber una cierta cantidad de gases combustibles en la caldera debido a pequeñas fugas en el quemador. La temperatura de autoignición del gas natural que se distribuye en España es mayor de 550°C, de manera que durante un cierto tiempo los gases de escape no deberían superar una temperatura menor a esta con suficiente margen. Este es el tiempo de barrido, que según la normativa española (reglamento de aparatos a presión, MIE AP I) debe ser tal que pasen por la caldera cuatro veces el volumen de la misma (en otras normativas europeas se especifican sólo tres veces).

Según el tipo de turbina o motor, hay que tener en cuenta que durante el tiempo de arranque las temperaturas son diferentes de las temperaturas a plena carga, con períodos transitorios y picos de temperatura en algunos momentos.

Otra posibilidad de autoignición se puede dar en motores, especialmente de fuelóleo. Los inquemados y restos de aceite que quedan en los conductos y otras partes de la caldera y algunas chispas producidas en los arranques pueden iniciar la inflamación de estos productos. Para evitarlo haya que hacer limpiezas periódicas y automáticas en algunos casos, y poner a la salida del escape del motor lo antes posible un silenciador apagachispas, que además de disminuir el nivel de ruido, evite la llegada de chispas hacia las partes peligrosas.

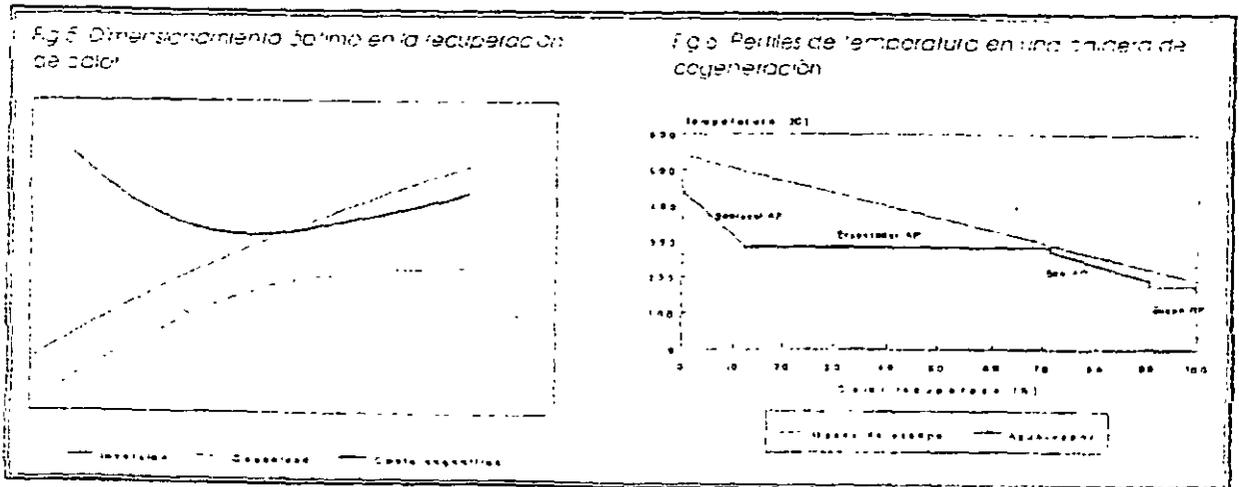
Por último hay que dedicar especial atención a las temperaturas de diseño de materiales. No sólo hay que fijarse en la temperatura normal de gases sino en las temperaturas externas, que pueden darse en condiciones de carga parcial, en transitorios de arranque, etc., pues según el tipo de máquina las condiciones más favorables se dan en situaciones diferentes.

Un fallo de funcionamiento o avería en el sistema recuperador puede provocar una parada de larga duración de la instalación completa, o incluso una avería grave en la

máquina principal, cuya repercusión económica normalmente es mucho mayor que haber exigido mayor calidad o prestaciones en los equipos de recuperación.

En el dimensionamiento de los equipos de recuperación hay que llegar a una solución de compromiso (como suele ocurrir siempre) entre el rendimiento y la inversión. Esto es así porque el coste del equipo es aproximadamente proporcional al peso del equipo y éste aproximadamente proporcional a la superficie de intercambio. Sin embargo, la capacidad del equipo es creciente con la superficie de intercambio pero el crecimiento es cada vez menor, llegando el momento en que esta capacidad no puede aumentar más. Hay pues un mínimo de inversión específica (Fig. 5) y también un óptimo de dimensionamiento, que en general corresponde a un punto de mayor capacidad del mínimo de inversión específica. Este óptimo puede calcularse para cada proyecto, y depende del tipo de equipo, condiciones de proceso, precios de la energía y otras variables económicas. El óptimo de hoy no es igual que el de mañana.

En calderas se han definido un parámetro como índice de este dimensionamiento, es el pinch. Se define pinch como la diferencia de temperatura entre los gases que abandonan el evaporador y la temperatura en el mismo (Fig. 6). El pinch óptimo disminuye con el tamaño de la caldera y suele estar alrededor de 10°C.



### 6.5.1 Calderas.

Las calderas siempre utilizan gases calientes como fuente de energía y es el agua el fluido que recibe esta energía bien para transformarse en vapor o bien para aumentar su temperatura manteniéndose líquido. Las calderas pueden tener combustión auxiliar o post-combustión o no pueden producir vapor o vapor y agua caliente.

Dentro de las calderas hay una gran diversidad de tipos, pero por lo que se refiere a las aplicaciones de cogeneración nos interesa distinguir dos tipos: calderas pirotubulares y acuotubulares, siendo las primeras, como su nombre indica, aquellas en que los gases calientes van por los tubos y las segundas cuando es el agua el que pasa por los tubos.

Son muy conocidas las limitaciones de las calderas pirotubulares en cuanto a máxima capacidad de producción de vapor de alrededor de 20 t/h y presión de vapor de unos 20 bar, y que se puede obtener salvo en casos muy especiales sólo vapor saturado. Por el contrario, estas calderas tienen mayor inercia térmica, son más fáciles de limpiar y son más baratas.

Con las calderas acuotubulares, puede hacerse un diseño más ajustado y flexible y en ellas puede producirse simultáneamente agua caliente y vapor sobrecalentado, saturado y en diferentes niveles de presión. Se procura que sean de circulación natural porque tienen menos costes de explotación y mayor seguridad de funcionamiento, salvo cuando no hay espacio suficiente.

Las calderas pirotubulares deben proveerse de economizador cuando los gases de escape tienen poco azufre, pero hay que cuidar su diseño para conseguir una buena circulación sin riesgo de formación de vapor o prepararlo para una fácil evacuación del mismo. Es importante calcular estas calderas con baja velocidad de desprendimiento

de vapor para disminuir los arrastres sobre todo en el caso de baja presión. También deben estar provistas de compuertas de limpieza.

Cuando se utiliza gas natural como combustible, el límite de punto de rocío está muy bajo y, por tanto no hay límites en la práctica para la temperatura de agua de alimentación. En instalaciones con turbina de vapor o cuando se inyecta vapor a turbina de gas, los requisitos de gran pureza en el vapor obligan a la presencia de un desgasificador, aunque éste es siempre recomendable. En este caso puede bajarse de 105°C la temperatura de agua de alimentación a la caldera mediante un intercambiador que precalienta el agua de aporte y enfría el agua de alimentación, con el consiguiente ahorro de vapor de desgasificación.

En el caso de caldera de recuperación de gases de escape con azufre (de motores de fuel, por ejemplo), no suele ser práctico utilizar economizador o hay que prever un sistema de recirculación para garantizar una temperatura mínima de agua a la entrada de unos 140°C en régimen permanente además de proveer sistemas de drenaje en economizador, así como tubos de eco de acero inoxidable o fundición especialmente protegidos contra corrosión ácida. Además, por supuestos hay que prever los sistemas de limpieza con sopladores de vapor o similar en las zonas de tubos no accesibles desde el exterior.

Las calderas de recuperación de instalaciones con turbina de gas deben ir provistas con quemadores de post-combustión, lo que a costa de un pequeño aumento en la inversión de una gran flexibilidad en la producción de calor hace innecesario tener una caldera auxiliar para dar las necesidades complementarias de vapor. La post-combustión tiene además un rendimiento excepcional, normalmente superando el 100%.

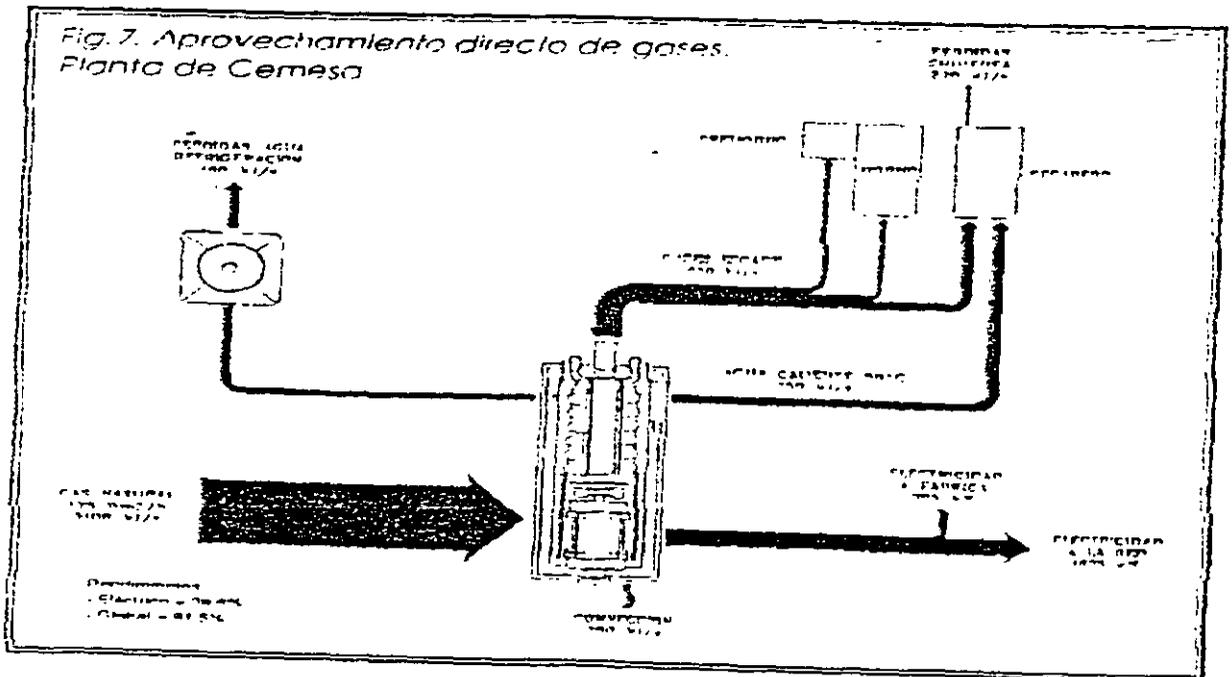
En el caso de fábricas con gran criticidad en el abastecimiento de calor o bien con turbinas de vapor, es interesante considerar la posibilidad de incorporación de un

quemador con utilización de aire exterior, de manera que en el caso de parada de turbina de gas puede entrar en funcionamiento el quemador de aire fresco, permitiendo dar continuidad al suministro de vapor en las mismas condiciones.

El sistema de aire fresco y post-combustión pueden quemar el mismo combustible de la turbina o también otros diferentes.

Este cambio a aire fresco puede ser automático y rápido, de manera que ante un fallo inesperado de turbina de gas, el sistema de vapor prácticamente no se entera de la incidencia.

La posibilidad de post-combustión y aire fresco también existe en motores, pero aquí no es tan clara la ventaja pues los motores trabajan con menor exceso de aire por lo que el oxígeno (aproximadamente 12%) contenido en los gases de escape es demasiado pequeño y obliga a una adición continua de aire con las pérdidas y complicaciones que ello ocasiona.



en el caso de las calderas de gases de escape de motores hay que considerar en su diseño que los gases de escape son más sucios, incluso aunque se utilice gas natural en el motor, puesto que los motores queman bastante aceite  $0.6 + 1 \text{ g/kWh}$  que se deposita parcialmente en algunas partes de la caldera.

Es importante considerar en los sistemas de recuperación de calor la protección del medio ambiente aunque el origen de las emisiones en general, exceptuando la aportación de los sistemas de post-combustión cuando existen, es el sistema primario (turbina o motor), a veces la reglamentación obliga a determinados niveles máximos de emisiones que sólo pueden ser alcanzados con algún sistema adecuado. Los sistemas más utilizados son catalizadores de CO y de  $\text{NO}_x$ . Así se ha hecho en Europa; pero en España el retraso en la reglamentación ha hecho innecesario este tipo de tratamientos en general. Al tiempo, los suministradores para aumentar su competitividad han desarrollado equipos motores tanto en motores alternativos como turbinas con bajo nivel de emisiones. La descripción de los sistemas de bajo nivel de emisiones sale fuera de los propósitos de este artículo.

#### **6. 5.2. Intercambiadores y aprovechamiento de gases directos.**

Hay plantas que no utilizan el vapor como fluido caloportador, como en fábricas cerámicas y otras con procesos de secado. Muchas veces es posible utilizar los gases directos, y ésta es la utilización más eficiente puesto que utiliza la energía residual de forma prácticamente completa. Otras veces, por la delicadeza del producto, cuestiones de seguridad o por tratarse de recuperación de calor de agua caliente de motores, es necesario la interposición de un cambiador de calor que puede calentar aire o agua.

En el caso de utilización de gases directos de turbina, existe la posibilidad de poner un sistema de post-combustión, e incluso aire fresco, que permite satisfacer la necesidades del proceso en cualquier condición. Este es el caso de la industria minera mostrada en el apartado 4.

En el caso de utilización de intercambiadores es conveniente una buena optimización económica con un adecuado equilibrio entre un dimensionamiento que dé la mejor relación de tamaño y, por lo tanto, de inversión con los mínimos costes de explotación.

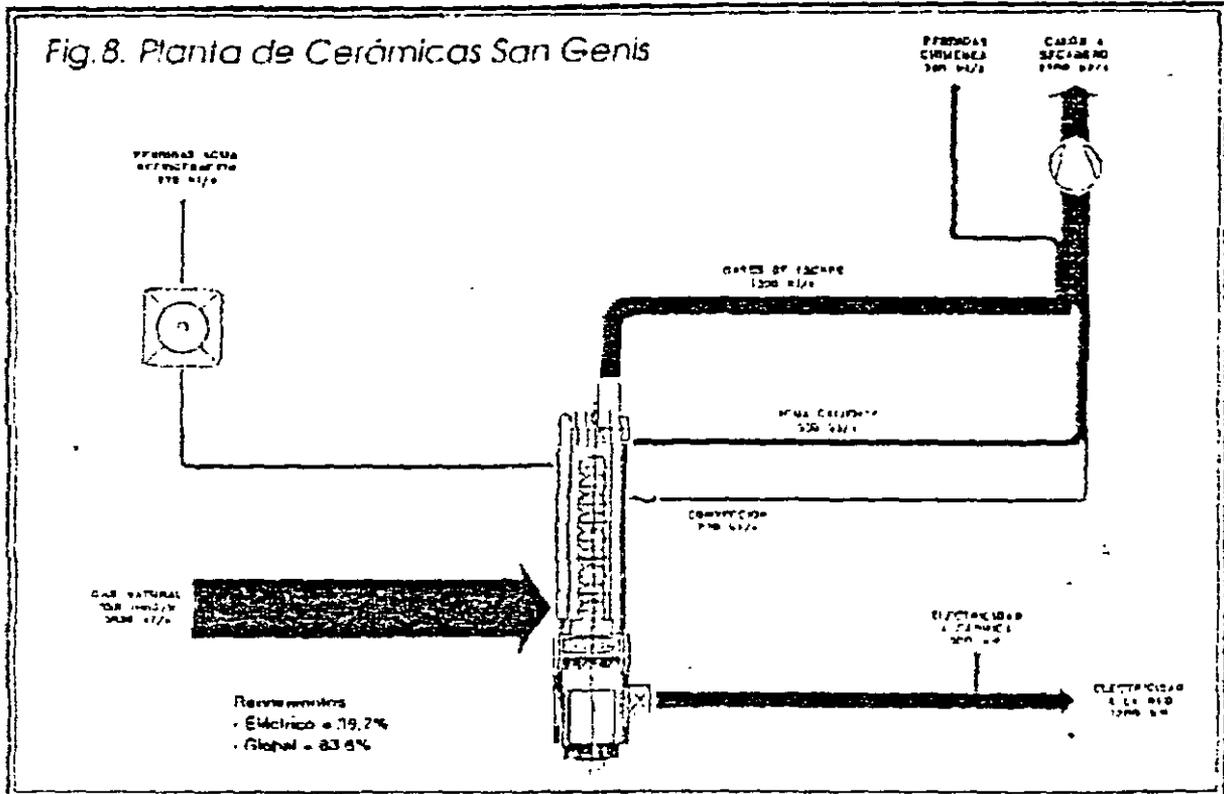
Para la decisión de utilización directa o no de los gases de escape hay que tener en cuenta que los gases de turbina con gas natural son bastante limpios, salvo por lo que se refiere al  $\text{No}_x$ , que tienen algo menos de 200 ppmv (en el caso de reducción de  $\text{No}_x$  con inyecciones de agua o vapor o cuando el quemador es especial, esta cantidad puede bajar a 25 ppmv o incluso por debajo de 10 ppmv).

Por el contrario, los gases procedentes de motores de fuelóleo tienen mucho  $\text{No}_x$  (1.000 ÷ 2.000 ppmv), 1 ÷ 2 g/Nm<sup>3</sup> de  $\text{SO}_2$  y unos 100 ÷ 200 ppmv de C. En motores Otto de gas natural el contenido de  $\text{No}_x$  es de unos 100 ppmv y el de CO es de unos 400 ÷ 500 ppmv. Además, como se ha comentado, los gases de motores llevan otros hidrocarburos en cantidad considerable, procedentes del aceite de lubricación consumido por el motor, lo que impone una serie de restricciones a la utilización de los gases de escape.

La figura 7 muestra un ejemplo de aprovechamiento de gases directos de motor.

Cuando no es posible la utilización directa de los gases de escape y hay que poner, por tanto, un intercambiador para calentar aire caliente es muy conveniente estudiar la posibilidad de combinación de varias fuentes de calor. Esto es especialmente interesante en instalaciones con motores, con varias fuentes de calor de diferente nivel térmico. Como ejemplo se muestra una instalación en una industria de cerámica roja donde se calienta aire de secadero, primero con el calor de radiación de convención procedente del motor y alternador, luego con agua caliente de camisas del motor y por fin, con los gases de escape. Se obtiene de esta manera un óptimo aprovechamiento energético a pesar de que la existencia de intercambiadores impone necesariamente

una disminución en el grado de aprovechamiento. En la figura 8 se representa el diagrama de flujo energético de la planta de cogeneración.



## 6.6. Absorción.

El método tradicional para satisfacer las necesidades de refrigeración es el realizado por compresión, pero la disponibilidad de energía de bajo nivel de temperatura, recuperable de procesos industriales hace atractiva la utilización de sistemas de absorción que aprovechan energías de muy bajo coste. Ejemplo de este tipo de energía son entre otros:

- Calor residual portado por líquidos calientes como agua o aceite.
- Aire caliente.
- Gases de combustión.

- Vapor de agua a baja presión.

Este tipo de máquinas tiene una fiabilidad excelente, que implica una reducción considerable de los costes de mantenimiento, otras ventajas a resaltar son:

- Desgaste mínimo.
- No requieren ser explotadas por personal altamente cualificado.
- No se precisa refrigerantes fluorocarbonados de probado efecto nocivos sobre el nivel de ozono en la atmósfera.
- El refrigerante utilizado es barato y de fácil disponibilidad (agua).
- Control totalmente automatizable.
- Mínimo consumo eléctrico.

El rango de aplicación de la máquina de absorción es de temperaturas de evaporación entre  $-60^{\circ}\text{C}$  y  $10^{\circ}\text{C}$ . Hay que destacar que existen dos grupos de máquinas de absorción: aquellas en que la temperatura mínima es  $4.5^{\circ}\text{C}$ , cuyo par es  $\text{H}_2\text{O}+\text{BrLi}$  y otras con limitación menor de temperatura mínima, que utilizan  $\text{H}_2\text{O}+\text{NH}_3$ .

Hay gran variedad de suministradores de máquinas de absorción que utilizan bromuro de litio. Se trata de equipos de precio razonable, pudiéndose encontrar equipos de serie en el mercado, con potencias de refrigeración comprendidas entre 350 y 6.000 kJ/s. Estas máquinas son adecuadas para su uso en instalaciones de climatización.

Los equipos que utilizan amoníaco, son, en cambio, muy caros (coste de inversión varía veces superior para una misma potencia frigorífica), y su construcción se realiza a medida para cada caso concreto.

Las ventajas que presenta el bromuro de litio frente a otros compuestos son:

- Bajas presiones de trabajo.

- Alta entalpía de vaporización, que reduce el caudal de refrigerante y ahorra energía en la bomba de impulsión.

Las desventajas en cambio son:

- Riesgo de corrosión
- Riesgo de cristalización.

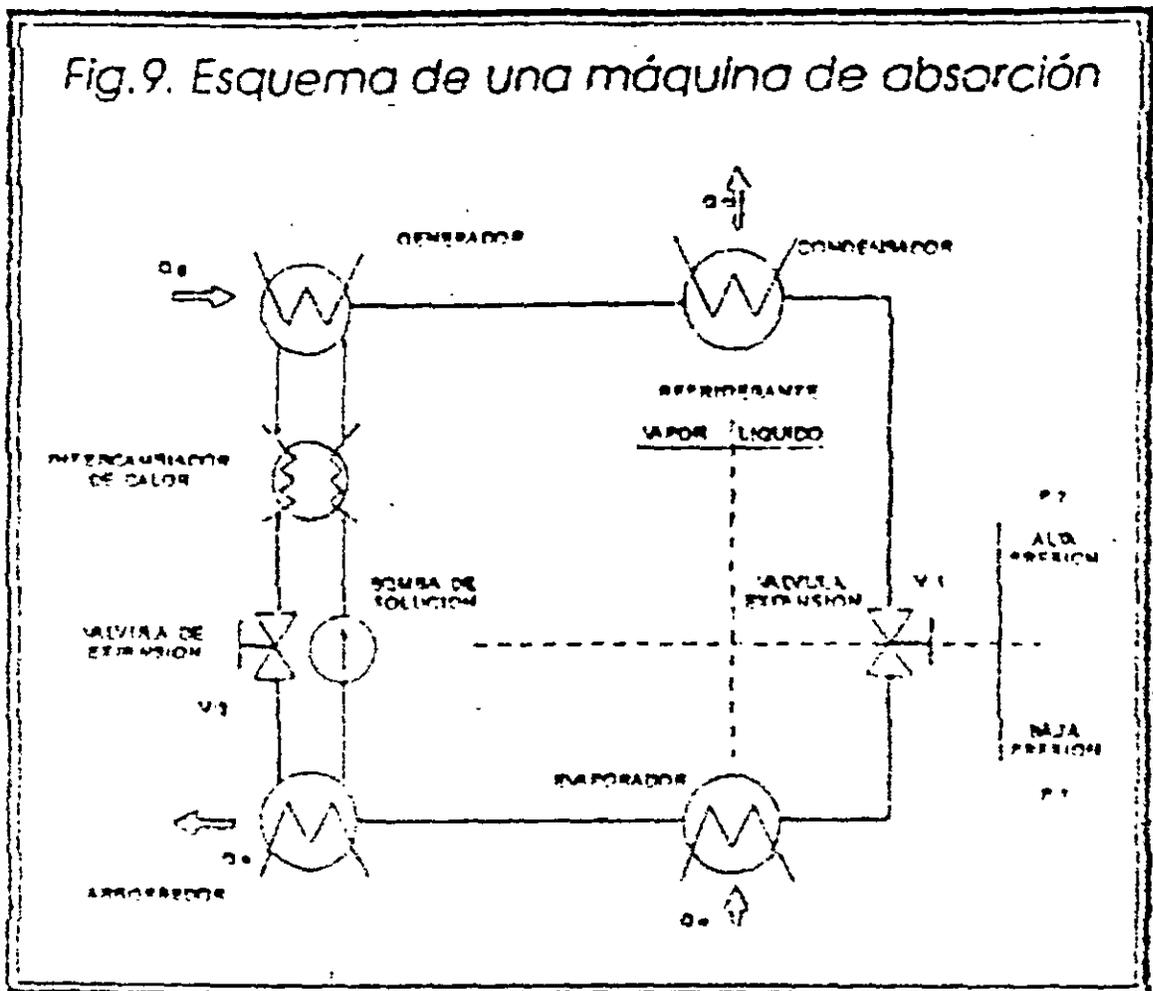
### 6.6.1. Descripción de una máquina de absorción.

La máquina de absorción sigue un ciclo frigorífico cuyo principio de funcionamiento se basa en que la presión de vapor de una solución depende de su concentración. En una máquina de absorción existen dos sustancias, el refrigerante es la sustancia que realiza el ciclo frigorífico completo y el absorbente es el que modifica la presión de vapor del refrigerante, haciendo que se produzca la evaporación condensación en las condiciones deseadas. En realizada es un ciclo similar al de una máquina de compresión, en el que se sustituye el compresor mecánico por uno químico, consistente en procesos de absorción y desabsorción comunicados con una bomba de la solución.

En la figura 9 se observa el evaporador que es el foco frío y en el se produce la adicción isométrica de calor al refrigerante. Este evaporador constituye la cámara o recinto frigorífico.

No profundizaremos más en las máquinas de absorción, en la bibliografía [3, 4] pueden encontrarse más detalles sobre la aplicación de máquinas de absorción.

Fig.9. Esquema de una máquina de absorción



## 6. 7. Conclusiones.

La recuperación de calor es una parte esencial en un proyecto de cogeneración.

Existen una gran variedad de posibilidades de aprovechamiento del calor, tanto en lo que se refiere a procesos que necesitan calor, como en equipos para cada uno de estos procesos.

Tanto en los primeros estudios como en el desarrollo de un proyecto de cogeneración es de vital importancia la atención al sistema de recuperación de calor.

Es recomendable instalar los equipos de mayor calidad y seguridad. Ello representa un pequeño aumento de coste que se compensa sobradamente por el aumento de rendimiento y disponibilidad de la planta.

En el proceso de recuperación del calor hay multitud de posibilidades de optimización, muchas de ellas ya aprobadas satisfactoriamente en España.

La determinación del proceso más adecuado para cada aplicación y, una vez definido éste, la especificación y selección de los equipos más apropiados ha de ser realizado por compañías y personal con conocimientos y experiencia suficiente, de manera que se asegure el mejor proyecto posible.

# OPTIMIZACIÓN DEL REGIMEN DE FUNCIONAMIENTO EN INSTALACIONES DE COGENERACION

## 7.1. Introducción

Con objeto de adecuar la legislación vigente, tanto técnica como económicamente, la Administración elaboró hace algunos meses una propuesta de Real Decreto. Tras su publicación bajo la denominación de R.D. 2366/94 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones de cogeneración y la correspondiente Orden de 12 de enero de 1995, que establece las tarifas para la energía eléctrica, el régimen de funcionamiento de este tipo de instalaciones deberá readaptarse con objeto de optimizar su rentabilidad, tanto en términos económicos como técnicos. En muchos casos, este régimen será sensiblemente distinto al que sería adecuado anteriormente, debido a la reestructuración llevada a cabo.

La Asociación de Cogeneradores ha presentado un recurso contencioso administrativo con objeto de que el Ministerio de Industria establezca un período de adaptación para las plantas que están en operativo, alegando derechos adquiridos. Sin embargo, dado que las compañías eléctricas apoyan la normativa con objeto de poner fin a determinadas prácticas de carácter especulativo que estaban teniendo lugar, muy posiblemente no prosperará la demanda.

En la práctica, el régimen depende no sólo de los precios de la energía, cuya evolución se tratará brevemente más adelante, sino también de la modalidad de contratación elegida por el usuario con la compañía eléctrica. Dada la importancia de este segundo factor y el hecho de que es el único sobre el que puede influir el diseño de la instalación, conviene hacer un estudio profundo de la normativa a fin de optimizar las condiciones de funcionamiento de los equipos y obtener así una explotación óptima en condiciones de funcionamiento de los equipos y terminología legal que en muchas ocasiones es, sobre todo para un técnico, susceptible de ser matizada. Por ello

## 7. OPTIMIZACIÓN DEL RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO EN INSTALACIONES DE COGENERACION

### 7.1. Introducción

Con objeto de adecuar la legislación vigente, tanto técnica como económicamente, la Administración elaboró hace algunos meses una propuesta de Real Decreto. Tras su publicación bajo la denominación de R.D. 2366/94 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones de cogeneración y la correspondiente Orden de 12 de enero de 1995, que establece las tarifas para la energía eléctrica, el régimen de funcionamiento de este tipo de instalaciones deberá readaptarse con objeto de optimizar su rentabilidad, tanto en términos económicos como técnicos. En muchos casos, este régimen será sensiblemente distinto al que sería adecuado anteriormente, debido a la reestructuración llevada a cabo.

La Asociación de Cogeneradores ha presentado un recurso contencioso administrativo con objeto de que el Ministerio de Industria establezca un período de adaptación para las plantas que están en operativo, alegando derechos adquiridos. Sin embargo, dado que las compañías eléctricas apoyan la normativa con objeto de poner fin a determinadas prácticas de carácter especulativo que estaban teniendo lugar, muy posiblemente no prosperará la demanda.

En la práctica, el régimen depende no sólo de los precios de la energía, cuya evolución se tratará brevemente más adelante, sino también de la modalidad de contratación elegida por el usuario con la compañía eléctrica. Dada la importancia de este segundo factor y el hecho de que es el único sobre el que puede influir el diseño de la instalación, conviene hacer un estudio profundo de la normativa a fin de optimizar las condiciones de funcionamiento de los equipos y obtener así una explotación óptima en condiciones de funcionamiento de los equipos y terminología legal que en muchas ocasiones es, sobre todo para un técnico, susceptible de ser matizada. Por ello

debemos suponer determinadas premisas e interpretaciones para la correcta aplicación de la Ley.

Con objeto de plantear situaciones reales particulares, se analizará la situación de instalaciones de cogeneración basadas en grupos con motores, alternativos de pequeña y media potencia, sobre procesos de clara aplicación de esta tecnología.

El análisis irá enfocado en cuatro vertientes del problema: el cumplimiento de la normativa de rendimiento energético, la evolución de los precios de la energía, la planificación en proyecto del régimen de operación y los medios de control de resultados.

## 7. 2. Rendimiento energético mínimo.

Dado que en el balance de ahorros producidos por las plantas de cogeneración, la autogeneración de la energía eléctrica consumida y la cesión de excedentes a la red son la mayor fuente de ahorros y beneficios, la optimización de la explotación debe pasar por la operación a carga nominal de los equipos el máximo número de horas en condiciones ventajosas de precio.

Este tipo de instalaciones, cuya inclusión en el régimen especial establecido en el Real Decreto 2366/94 queda recogido en el Artículo 2, apartado d), debe cumplir ciertos requisitos de rendimiento energético (utilización de energía a partir del consumo nominal) determinados en el anexo del mencionado decreto. Sin embargo, no queda claro cómo debe ser este cumplimiento: ni en el texto del Real Decreto, ni en el anexo citado se especifica cuál es el período de tiempo en que debe hacerse balance del rendimiento eléctrico equivalente obtenido, y que debe ser mayor que el mínimo establecido.

Partiremos de la premisa de destacar la interpretación de que se requiera un cumplimiento continuo e ininterrumpido del mismo, ya que el texto en todo momento de energías (potencia integrada a lo largo de un período de tiempo):

$$R_{Ee} = \frac{E}{V}$$

$$Q = \frac{E}{0.90}$$

Siendo:

REe: Rendimiento eléctrico equivalente.

E: Energía eléctrica generada (en Te)

Q: Consumo de energía primaria (en Te de PCI).

V: Recuperación de energía Térmica (en Te útiles).

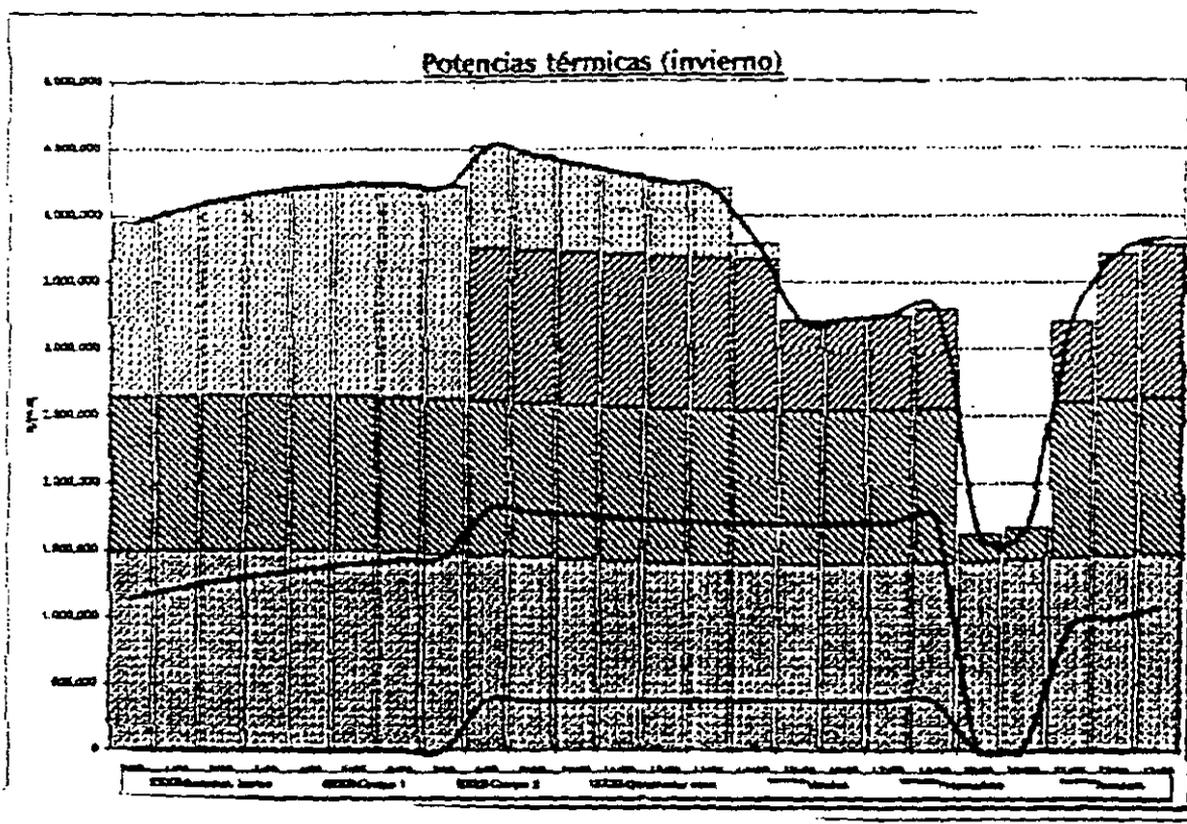
Por tanto, de acuerdo con el espíritu de la ley, se interpreta que el período de integración del balance energético sea anual, plazo en que las instalaciones deben remitir al órgano de la administración competente una memoria resumen del año anterior (Artículo 6, apartado 5).

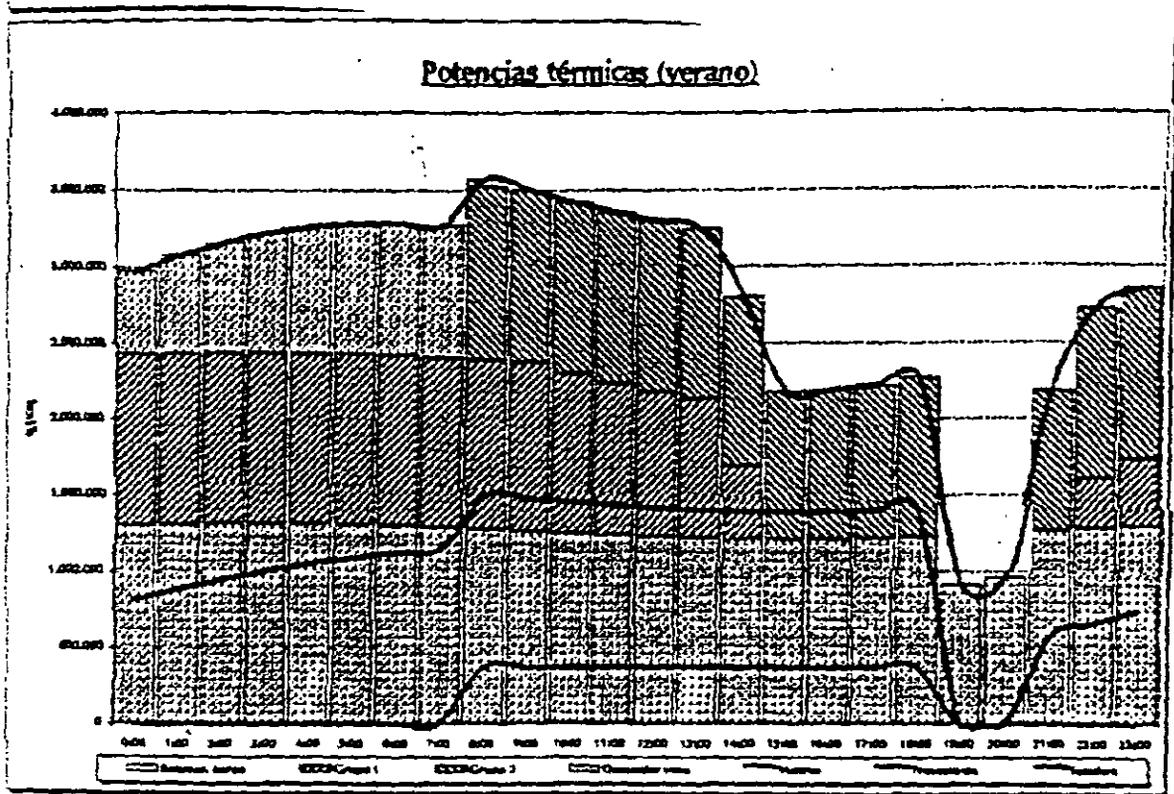
Además, ésta era la práctica habitual con la "condición de autogenerador", establecida en la sustituida normativa de cogeneración, donde tampoco se establecía el plazo de integración para su cálculo-

Esta interpretación implica que todo o parte del calor producido por la instalación de cogeneración puede ser expulsado al exterior en momentos de baja demanda en el proceso, si en el global del año se cumple el rendimiento energético mínimo. Esta situación permite una gran flexibilidad del régimen operativo que se puede adaptar mejor a las condiciones de proceso. Por ello, en momentos de necesidades térmicas reducidas en la planta que coincidan con horario eléctrico punta o incluso llano, sólo el

ahorro/beneficio de energía justificará con creces, desde el punto de vista económico, el arranque y operación de los equipos.

En la figura 1 se ve un ejemplo de resultados en una instalación con recuperación térmica de la cogeneración muy alta en invierno y más limitada en verano, provocando incluso la parada de uno de ellos en el momento de mínima demanda.





Los resultados de rendimiento eléctrico equivalente, partiendo de equipos con un rendimiento eléctrico y térmico relativamente altos, resultan muy por encima del mínimo requerido.

Al analizar las posibilidades de operación con recuperación térmica parcial, se aprecia cómo a partir de unas 6.000.000 Te recuperadas al año (lo que supone aproximadamente un 50% de la producción térmica recuperable en la instalación) la operación cumplirá con la normativa. Esto facilita la optimización de la operación en condiciones de precio eléctrico ventajosas, gracias a la flexibilidad que supone el poder evacuar parte del calor producido si fuese necesario por condiciones de proceso.

**Tabla I**  
**Datos de proyecto**

<b>Combustible de utilización:</b>	<b>Gas natural</b>	<b>Condición de auto generado</b>	
• Consumo de gas natural (PCI)	2,359 KW	• Energía eléctrica (KWh):	9.642.276 KWh
• Potencia mecánica motor:	950 KW	• Consumo gas (KWh):	24.670.422 KWh
• Potencia eléctrica activa.	922 KW		
• Potencia equipos auxiliares:	20 KW	• Energía térmica recuperada (Te):	9.056.177 Te
• Potencia agua refrigeración:	539 KW	• Energía térmica producida (Te):	11.735.968 Te
• Potencia de aftercooler:	0 KW	• Porcentaje energía recuperada	<b>77.2%</b>
• Potencia radiación:	58 KW		
• Caudal de gases de escape:	5,097 kg/h	• Rendimiento eléctrico:	39.1%
• Temperatura de escape:	525°C	• Rendimiento total (s/proyecto):	81.8%
• Potencia térmica recuperable:	1,122.2 KW	• Rend. eléctrico equivalente:	<b>74,3% (&gt;56%)</b>

### 7. 3. Precios de la energía

La evolución de los precios de los combustibles utilizados habitualmente en instalaciones de cogeneración ha sido muy pareja durante los últimos años, no distinguiéndose grandes divergencias entre ellos. Por tanto, no será éste un factor discriminante en cuanto a análisis de los horarios de operación, ya que no influirá sobre los resultados obtenidos.

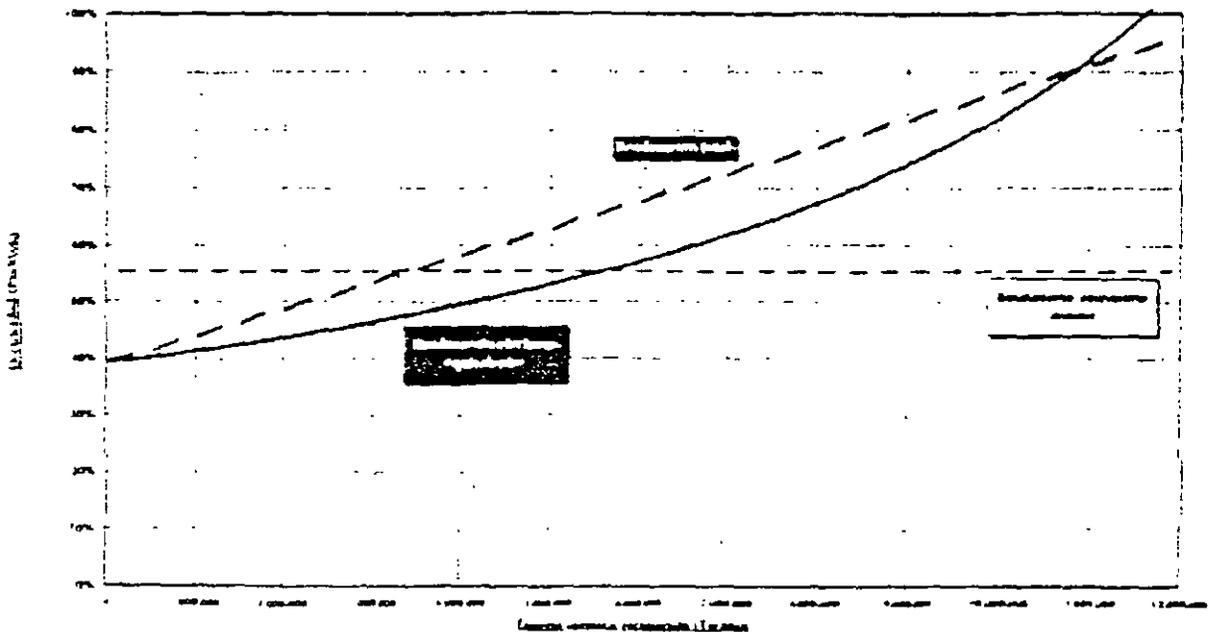
Sin embargo, la energía eléctrica sí ha sufrido variaciones importantes que repercuten en la rentabilidad de las instalaciones de cogeneración. La nueva normativa, no sólo ha rebajado (en pesetas constantes, sin considerar el IPC) el precio de las energías compradas y vendidas, ha estructurado esta última para que siga bajando escalonadamente durante los primeros cinco años de operación de las plantas hasta caer a un 15% de su valor de partida (Fig. 3).

Los precios son medias aproximadas de combustible para cogeneración tras los descuentos aplicables. El precio exacto en cada caso de la ubicación, consumos de la

instalación, acuerdos puntuales con las compañías distribuidores, etc. Se observa la evolución al alza del precio del gasóleo y el menor aumento del gas natural debido a su correlación de precios combinada con el fuelóleo y la energía eléctrica. La previsión en breve plazo es la práctica equivalencia del precio del fuelóleo con el del gas natural, así como la estabilización de una leve subida en la electricidad para los próximos años.

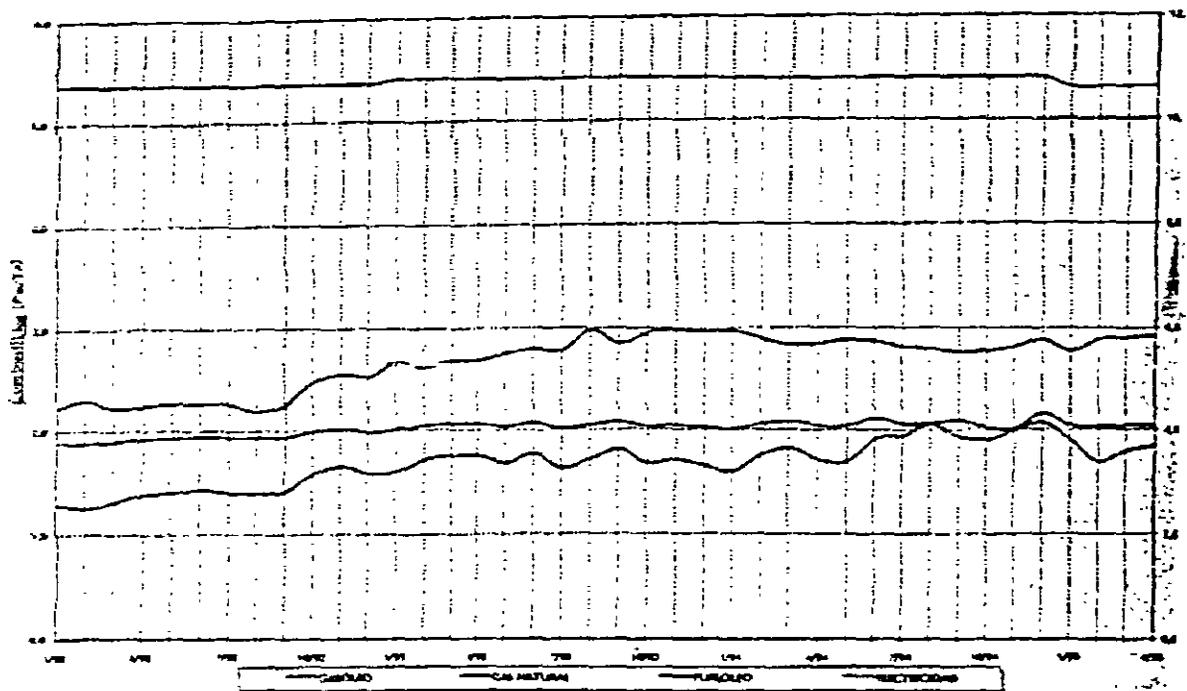
Esta situación obliga a una planificación, no sólo más restrictiva, sino más a largo plazo. Mientras que muchas instalaciones de cogeneración quedaban amortizadas en un período de dos a tres años, los beneficios reportados a partir de ahora serán algo menores de partida y decrecientes los cinco años siguientes, lo que obliga a un estudio económico más profundo. Si bien el período de retomo de las inversiones se incrementará sólo ligeramente, el beneficio de explotación una vez cumplido dicho período será significativamente inferior a lo que se venía considerando.

Fig.2. Rendimiento de la instalación.



Con esta filosofía de la normativa, la Administración ha pretendido regular y limitar en su caso, determinadas actuaciones en grandes plantas con procesos de recuperación térmica difícil de controlar, beneficiando en cierta medida a las instalaciones pequeñas y medianas que pretenden una verdadera mejora de la eficiencia energética. Así, como se verá más adelante, las instalaciones menores de 1 MVA instalado disfrutarán de un sistema de facturación muy ventajoso.

Fig.3. Precios de la energía.



#### 7 4. Planificación de funcionamiento.

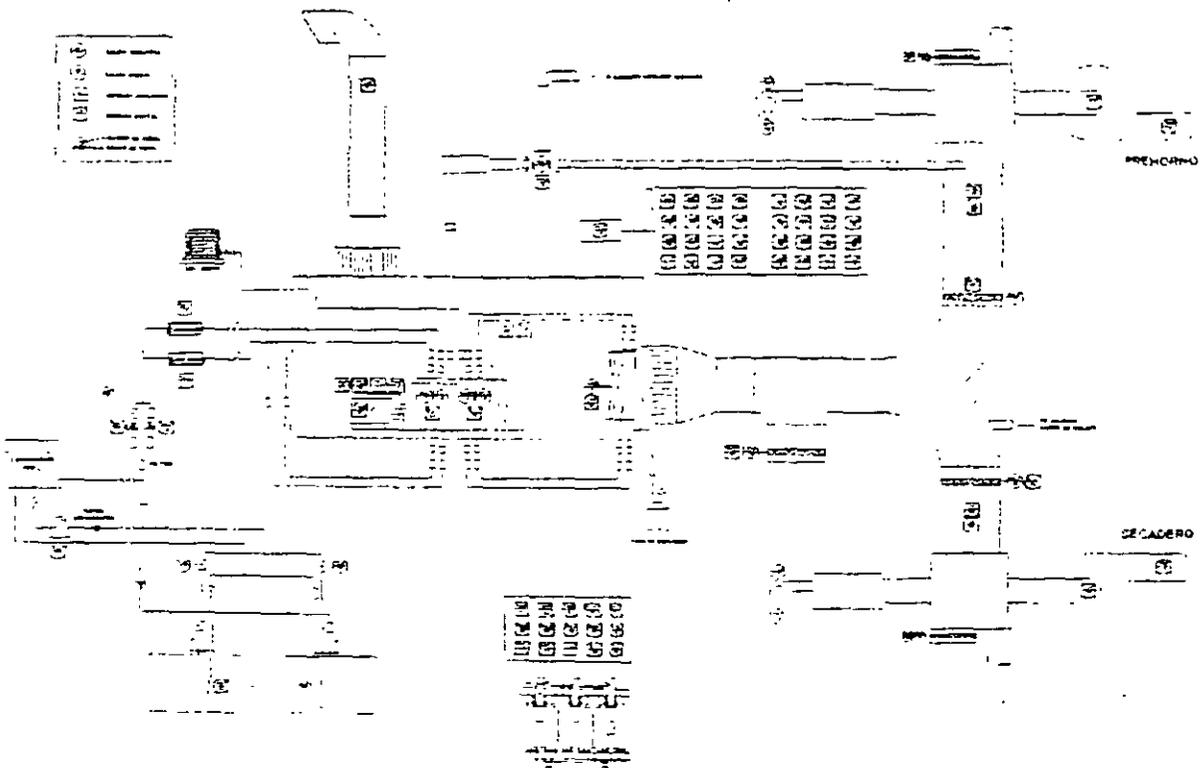
Como consecuencia de las directrices y sus interpretaciones, de la normativa de aplicación, así como de los condicionantes propios de las instalaciones, se debe plantear y desarrollar la planificación prevista del régimen de operación para obtener su máxima rentabilidad. El Real Decreto establece la facturación de energía cedida a la red de acuerdo a un término de energía y uno de potencia.

Cabe pensar en el primero como la cobertura de gastos de explotación y mantenimiento con un reducido margen de beneficio (en muchos casos por debajo de 1 pta/kWh como precio base) y en el segundo como la verdadera rentabilidad de la cesión de electricidad a la compañía. La normativa debe primar la facilidad y previsibilidad en la planificación de la producción y lo hace a través de este término.

Por tanto, y de acuerdo con el cálculo de la potencia a facturar, se aprecia que se deberá garantizar una potencia eléctrica mínima de entrega a la compañía, en base a la cual se calculará la facturación primando las discriminaciones horarias vigentes.

La penalización por incumplimiento de las potencias garantizadas se basa en el pago por parte del autogenerador de los kWh (potencia integrada en el tiempo) que faltaron para cumplir dicha potencia a un precio estipulado de antemano, y que resulta ser algo inferior al precio del kWh de compra.

Fig. 4. Esquema de tuberías de instrumentación de una planta.



El cálculo consiste en integrar los kilovatios por debajo de la potencia garantizada que se están cediendo a la red en cada momento. Si ese valor global es inferior a la disponibilidad declarada, la diferencia será un abono a la compañía, si fuese superior no habría lugar a cargos por ninguna de las partes.

Como se mencionó con anterioridad, cabe reseñar en este punto que las instalaciones de pequeña potencia, por debajo de 1 MVA instalado, pueden quedar exentas de garantía de entrega si se acogen, tanto en la facturación de compra como de venta, a discriminación horaria de tipo 2. De esta manera, el término de potencia se calcula como simple relación entre la energía entregada a la red y las horas del período de facturación.

Esto facilita la operación sin una planificación rígida (situación normal y prácticamente inevitable en pequeñas industrias) de la instalación de cogeneración, obteniéndose precios del kWh cedido superiores a los de grandes plantas, lo que se interpreta como un claro apoyo a este tipo de proyecto por parte del Estado.

En cualquier caso, y dado que tanto la entrega de energía a la red como el cálculo de rendimiento energético de la instalación deben considerarse en períodos anuales, se puede decir que una buena planificación del régimen de funcionamiento es fundamental para la rentabilidad de la instalación.

## **7. 5. Sistemas de Control de resultados.**

Por todos los motivos expuestos anteriormente, así como por muchos otros de evidente influencia, se hace imprescindible un control exhaustivo de las condiciones de funcionamiento de las plantas. De una adecuación de horarios de operación, aprovechamiento o expulsión de energía térmica, previsión y actuación en fallos de

funcionamiento y optimización de recursos dependerá en gran medida el éxito de la instalación.

El control de todos estos factores condicionantes cuenta en la actualidad con un imprescindible aliado: la electrónica/informática. Mediante sistemas basados en PC compatibles (actualmente de muy bajo precio con elevadas prestaciones) y una adecuada instrumentación con su correspondiente red de comunicaciones, se puede hacer un seguimiento muy preciso de la operación de la instalación, así como planificar con antelación horarios, actuaciones, reacciones a eventos, etc. Esto redundará no sólo en la optimización de la explotación, sino en la fiabilidad de la misma, dado que se puede llevar con muy bajo coste un mantenimiento preventivo que evitará en gran medida averías imprevistas.

En general, se debe considerar la utilización de un sistema de control para la programación y monitorización de los siguientes parámetros.

- Horarios de operación: se pueden programar por temporada, por día de la semana, por día de la semana por condiciones de proceso, por evolución en tiempo real de parámetros de la instalación. Así, la instalación podrá funcionar siempre a plena carga en horarios punta, garantizar el abastecimiento energético de la planta, organizar intervenciones de mantenimiento, etc.
- Aprovechamiento energético: controlable en forma muy exacta mediante instrumentación de precisión, lo que facilita la adecuación a las circunstancias de proceso con la máxima rentabilidad económica sin perder de vista la legalidad vigente. Además, en determinados casos en que existan varios puntos de consumo, permite utilizar la recuperación térmica de la forma más eficiente en cada instante.

- Análisis de resultados: instantáneos mediante balances en tiempo real, estimados mediante cálculos estadísticos y simulaciones, acumulados mediante históricos, oficiales mediante los informes programados correspondientes. Permite el aprendizaje interactivo del operador con la instalación.

Partiendo de un esquema de principio de la instalación en cuestión, se desarrolla el diagrama P&I (tuberías e instrumentación) del sistema de control (Fig. 4).

La toma de datos abarca desde la instalación de combustible y eléctrica, variables y alarmas de los grupos de cogeneración, hasta toda la distribución de energía térmica.

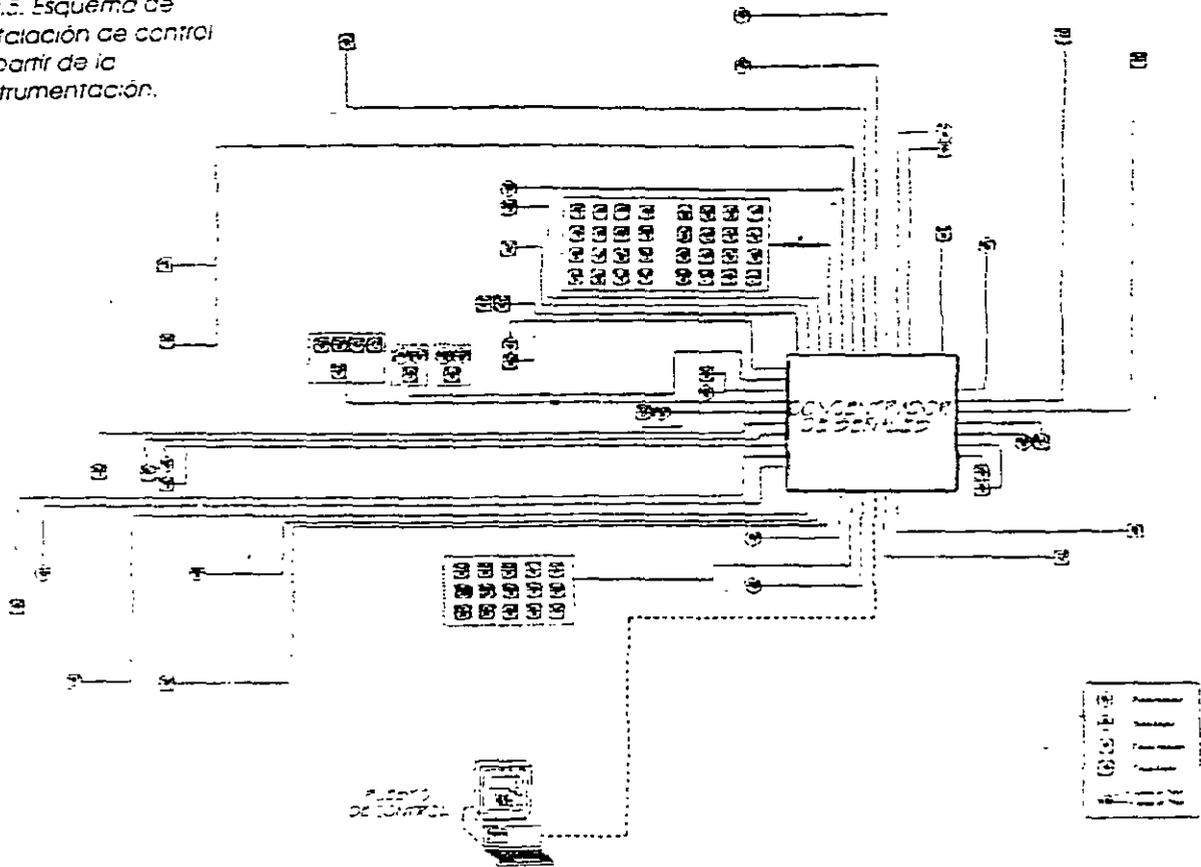
En función del caso concreto, se puede recurrir a sistemas basados en una arquitectura distribuida (controladores inteligentes comunicados por un bus) o en un autómatas programable al que llega directamente señal de toda la instrumentación y actuadores.

En ambos casos se puede hablar de facilidad de instalación, bajo precio (estimable por debajo del 10% del total de la instalación de cogeneración), sistemas basados en PC's con interfaces gráficos intuitivos que permiten al operador no ser especializado en informática, etc.

En la figura 5 se aprecia una estructura centralizada.

Consecuentemente, este tipo de sistemas permite que, ante una alarma por variables fuera del rango o averías en la instalación, la respuesta automática sea inmediata y óptima, no dando lugar a malas operaciones por parte de los operadores de planta o errores de interpretación de los datos. Las consecuencias económicas positivas de este tipo de operación son evidentes.

Fig.5. Esquema de instalación de control a partir de la instrumentación.



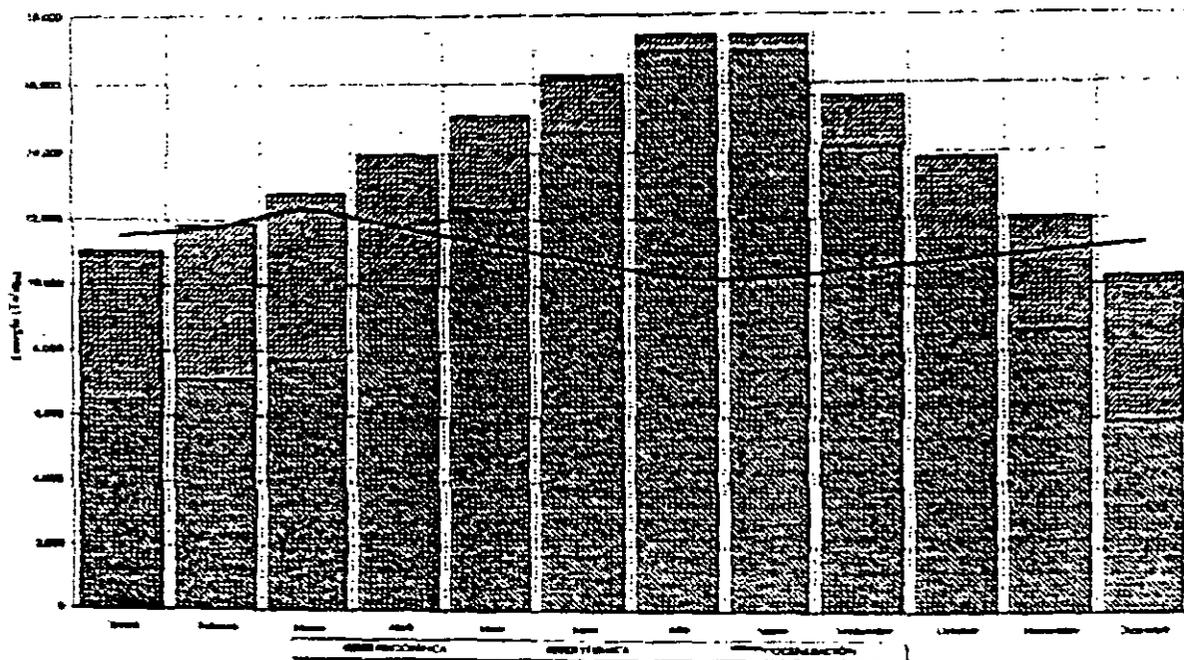
## 7. 6. Ejemplos de aplicación en instalaciones

Como ejemplos de aplicación se mostrará la optimización del régimen de funcionamiento de varias instalaciones de pequeña potencia (has 2.000 KW eléctricos) desarrolladas en España, en casos significativamente distintos con objeto de valorar los diferentes aspectos que inciden en el mismo:

- Industria cerámica: cogeneración mediante dos grupos de gas natural de 492 KW cada uno. Recuperación térmica en secadores.
- Industria química: cogeneración combinada con instalación centralizada para producción de agua caliente y fría por absorción, dos grupos de gas natural de 508 KW cada uno.

- Industria cerámica: instalación similar a la primera mediante dos grupos de gasóleo de 500 KW cada uno. Recuperación térmica en secadero y prehorno.

Fig.6. Distribución estacional de la demanda térmica.



## 7. 6.1. Industria cerámica.

En las industrias cerámicas las necesidades térmicas en forma de aire caliente a baja temperatura son importantes durante todo el año. Esto permite una recuperación de calor de la instalación de cogeneración casi absoluta, ya que en el caso de grupos de gas natural incluso los gases de escape se pueden aprovechar directamente en la impulsión a secaderos de proceso.

La instalación ejecutada queda por debajo de un 1 MVA de potencia eléctrica instalada. Sin embargo, esta afirmación que parece tan evidente, ha tenido que ser corroborada por una resolución favorable de la Dirección General de Industria de la Comunidad Autónoma correspondiente, ante el planteamiento de la compañía eléctrica

de considerar potencia instalada la de los alternadores de los grupos. A nuestro entender, esto sería como considerar la intensidad eléctrica máxima que soportaría los conductores de terminado recorrido: suponer potencia global máxima de un componente de la instalación. Finalmente, se admitió el planteamiento inicial.

Pero, ¿por qué la iniciativa de la compañía? El precio del KWh cedido caería en caso de no poder acogernos a la posibilidad establecida en el Real Decreto para instalaciones de menos de 1 MVA instalado.

El precio base de la electricidad exportada, en caso de que la discriminación horaria escogida sea la tipo 2, se puede estimar en el siguiente valor, al que se aplicaría después de los coeficientes por discriminación horaria, factor de potencia y factores de política energética:

$$P_{dh2} = 8.08 \text{ pts KWh} + \frac{1}{2dh30días} 1.786 \text{ pn KW}$$

$$P_{dh2} = 10.56 \text{ pts KWh}$$

Habitualmente, siendo la discriminación horaria de tipo 2 se puede considerar un coeficiente mínimo del 5,5%, además de un coeficiente por reactiva del 4% (con una correcta batería de condensadores) y el 6% de aportación energética. Por tanto el valor base, durante el primer año de explotación, sería de 12,28 pta/kW.

De esta manera, la modalidad de contratación elegida ha sido:

Factura de compra

- Tarifa 1.1.: alta tensión, corta utilización.
- Discriminación horaria: tipo 2

- Potencia contratada:

### Factura de venta

- Discriminación horaria: tipo2, la misma que para importación.
- Potencia contratada: sin garantía de potencia.

Esta situación permite el funcionamiento ininterrumpido de los grupos de cogeneración, no suponiendo la operación nocturna ninguna merma en el precio del kWh cedido.

En caso de que industria hubiera dictaminado a favor de la compañía, el precio de cesión hubiera quedado reducido notablemente.

Siendo igual el término de energía, la potencia en cada caso asciende a:

$$PF_{dh,2} = \frac{375.000KWh/mes}{30días/mes \cdot 24h} = 535 \text{ KW}$$

Y suponiendo una alta garantía de potencia y disponibilidad de la misma, el máximo sería de.

$$\begin{aligned} PF_{dh,3} &= 0,5 \cdot 575 \text{ KW} \cdot 80\% + \\ &+ 0,3 \cdot 600 \text{ KW} \cdot 80\% + \\ &+ 0,2 \cdot 675 \text{ KW} \cdot 80\% = 482 \text{ KW} \end{aligned}$$

lo que supone, a 1.786 pta/kW, una disminución en la factura de venta de 95.000 pta/mes, aparte de soportar el riesgo de un incumplimiento ante una parada de grupos.

Por otra parte, considerando como estaba proyectado el funcionamiento ininterrumpido de los grupos; el complemento por discriminación horaria pasaría, aproximadamente, del 5,80/o con tipo 2 al -6,5% con tipo 3. Si la energía cedida al mes está en torno a los 375.000 kWh a 8,08 pta/kWh, el recorte en la facturación de venta supondría otras 375.000 pta mensuales.

Hora	Laborab.	Sábados	Festivos
0	250	250	250
1	250	250	250
2	250	250	250
3	250	250	250
4	250	250	250
5	250	250	250
6	250	250	375
7	450	450	375
8	350	350	450
9	475	475	450
10	500	500	375
11	500	500	250
12	275	275	250
13	250	250	250
14	475	250	250
15	475	250	250
16	500	300	250
17	500	250	250

18	500	250	250
19	275	250	250
20	275	250	250
21	275	250	250
22	275	250	250
23	275	250	250

Por tanto, en instalaciones de cogeneración de potencia inferior a 1 MVA que puedan aprovechar la energía térmica recuperada de forma intensiva incluso en horario eléctrico valle, la solución más adecuada pasa por el funcionamiento ininterrumpido de la planta y la contratación de la compañía mediante un contrato con discriminación horario tipo 2 sin garantía de potencia. De esta manera la facturación de venta a la compañía eléctrica se incrementara por encima del 10%, además de maximizar la recuperación energía y no correr riesgos por averías inoportunas.

## 7 6.2. Industria química

Esta aplicación consistente en una instalación de cogeneración mediante dos grupos alimentados con gas natural de 508 kW de potencia cada uno, con recuperación de la energía térmica en forma de agua caliente en invierno y en forma de agua fría mediante un absorbedor de 900.000 F/h en verano. Con esta configuración, se realiza un balance de la energía térmica evitada en medios convencionales para comprobar el satisfactorio cumplimiento de la normativa (Fig. 6).

En invierno, el consumo de energía evitado será:

$$C_{FO} = \frac{E_T}{\eta \frac{PCI}{PCS}}$$

donde:

CFO: consumo de fuelóleo evitado en calderas.

ET: energía útil recuperada de la cogeneración.

$\eta$ : rendimiento de la generación de calor.

PCI/S: poder calorífico inferior/ superior del fuelóleo

Sin embargo, en verano, el consumo de energía (en este caso eléctrica) evitado será de:

$$E_{GF} = E_T \frac{C.O.P. abs}{C.O.P. comp}$$

Siendo:

$E_{GF}$ : consumo eléctrico de los grupos frigoríficas.

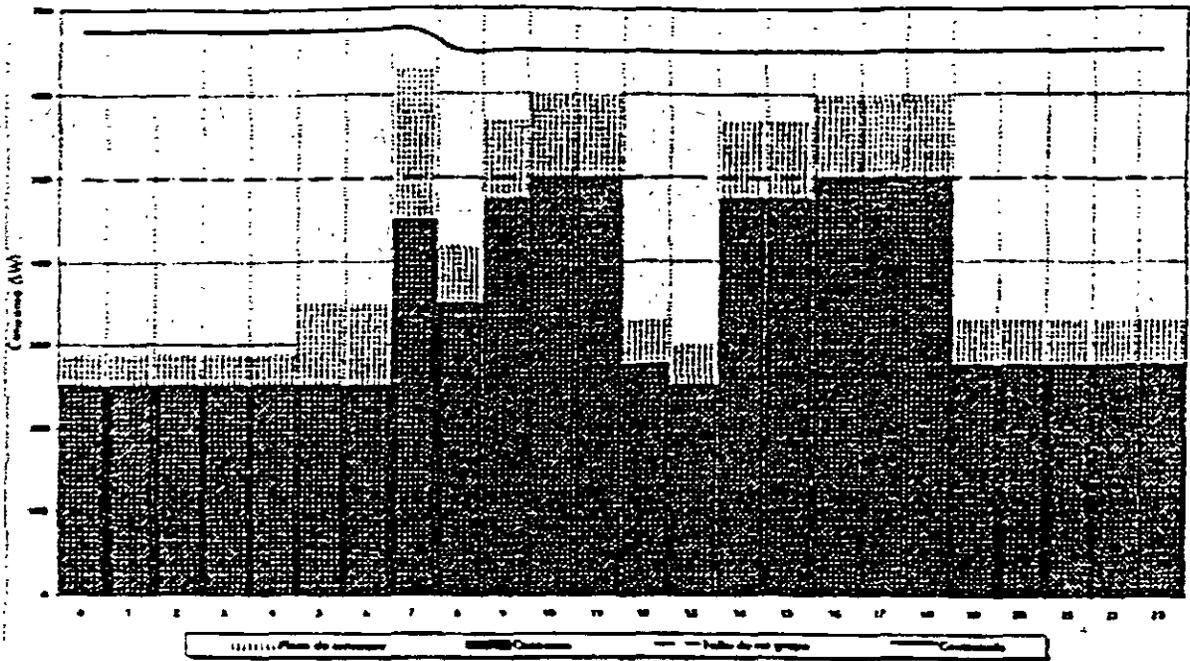
$E_T$ : energía térmica útil recuperada de la cogeneración.

C.O.P.<sub>abs</sub>: coeficiente de prestación de absorción (> 68%).

C O.P.<sub>comp</sub>: coeficiente de prestación en grupos de compresión (> 3.0).

Dado que tanto los grupos de absorción como el propio proceso necesitan agua tan caliente como sea posible, la salida de los grupos de cogeneración se hacen pasar por un recuperador de gases de escape. Con ello, se obtiene agua sobrecalentada por el proceso o para el absorbedor.

Fig.7. Potencia contratada.



Por tanto, la recuperación es total prácticamente todo el año (salvo quizás algunas épocas intermedias de baja demanda térmica y frigorífica), lo que no compromete el cumplimiento de rendimiento energético mínimo, lo que lleva a no considerar el rendimiento eléctrico mínimo como un factor determinante del régimen de funcionamiento.

Por tanto, considerando que fuera de las horas de producción (dos turnos, 16 horas al día) la demanda energética es mínima (habrá que considerar en operación la puesta en marcha de un grupo), la opción más favorable es acogerse a discriminación horaria tipo 4, en la que los festivos son horario valle y se disfruta de seis horas punta al día.

### 7. 6.3. Industria cerámica.

Industria similar a la primera e instalación de cogeneración mediante dos grupos alimentados con gasóleo de 500 kW de potencia eléctrica. En este caso, la compañía

también se negó de forma taxativa a incluir la instalación en la modalidad de inferiores de 1 MVA.

Por tanto, posponiendo una posible revisión de la interpretación, la modalidad elegida tuvo que tomarse de las convencionales contempladas en la normativa, esto es, garantizando potencia y disponibilidad de la misma en cada período.

Con la anterior ley, el régimen de operación previsto incluía el funcionamiento ininterrumpido de los grupos ante la favorable rentabilidad, incluso, en horario valle. Sin embargo, con la nueva ley y ante la bajada del precio de la energía entregada que implicaba, hubo que estudiar muy detenidamente la situación y sus implicaciones.

La planta funciona, como cualquier cerámica, de forma ininterrumpida. Por tanto, la recuperación térmica y el rendimiento energético correspondiente están absolutamente garantizados en todo momento. El problema se planteaba ante las energías a contratar tanto de compra como de cesión a la compañía eléctrica.

Por una parte, la potencia contratada en la facturación de compra debía cubrir la posible avería de uno de los grupos en algún día del año. Para evitar la penalización excesiva, se consideró la potencia contratada que haría falta para no incrementar el coste fallando uno de los grupos.

Las potencias medias consideradas se muestran en la Tabla II.

Ante el fallo de un grupo, el máxímetro sería lo que determinaría la potencia Facturada. Esto se calculó por encima de los 500 cubierto por el otro grupo, debido al arranque de equipos en la planta.

Corno este arranque es máximo por la mañana (todavía en horario valle) las potencias contratadas son (Fig. 7):

- Punta: 150 kW.
- Llano: 150 kW.
- Valle: 175 kW.

Por tanto, ponderando como determina la ley, la potencia a contratar resultó de 155 kW, y al no exceder este valor, ésta es la potencia que se factura.

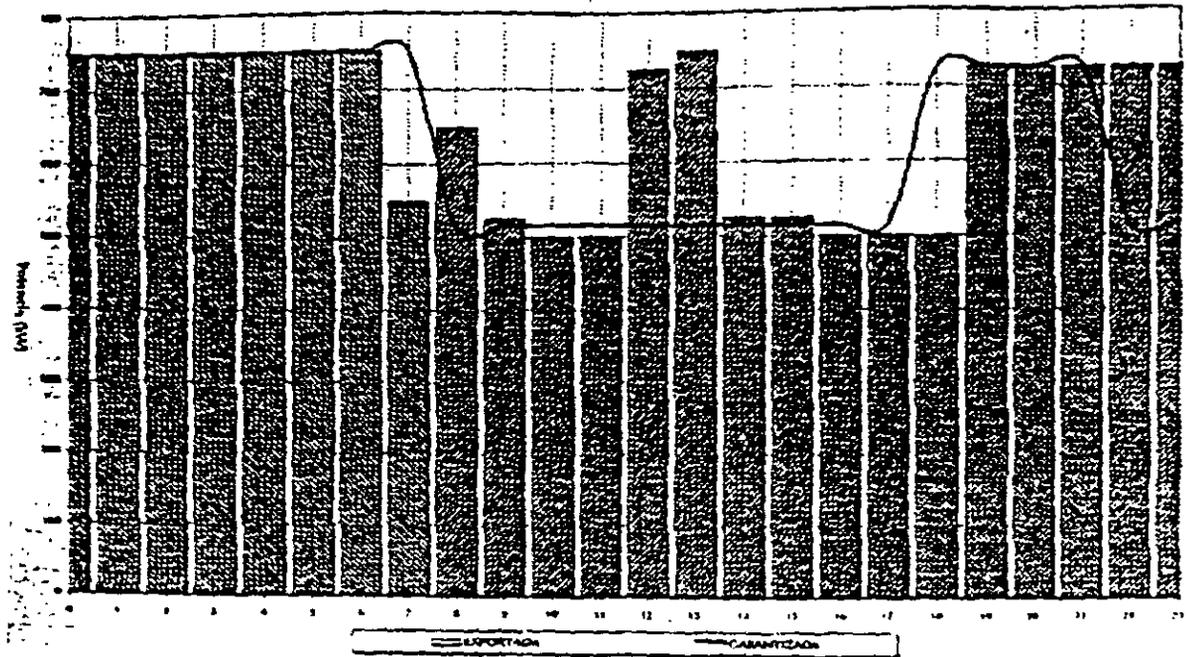
Para la potencia cedida, se garantizaron los siguientes valores (Fig. 8):

- Punta: 725 kW con el 80% de disponibilidad.
- Llano: 515 kW con el 80%.
- Valle: 750 kW con el 80%.

Con estos valores, y de acuerdo con la ley, la potencia a facturar (en la cesión de energía a la compañía) es de 476 kW, La disponibilidad del 80% permite el fallo de uno de los grupos durante el 20% de las horas de cada período. situación altamente improbable.

En cualquier caso, en la próxima revisión de la contratación, y previa resolución de la Dirección de Industria correspondiente, se tratará de cambiar la modalidad a instalación por debajo de 1 MVA, con discriminación horaria de tipo 2.

Fig.3. Garantia de parencia.





FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS INSTITUCIONALES

*DIPLOMADO EN ENERGÍA*  
*MOD. V.*

## *SISTEMAS DE* *COGENERACIÓN*

Del 18 de Noviembre al 11 de Diciembre de 2002

### *APUNTES GENERALES* *SEGUNDA PARTE*

CI-147

Instructor: Ing. Silvano Juan Pérez  
SECRETARÍA DE ENERGÍA  
NOVIEMBRE DEL 2002

**SECRETARÍA DE ENERGÍA  
SENER**

**DIPLOMADO EN ENERGÍA**

**MODULO V: COGENERACIÓN  
PARTE II**

- V.II. 1.- Aspectos Legales
  - Introducción
  - Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
  
- V.II. 2.- Esquemas Financieros
  
  
- V.II. 3.- Potencial Nacional de Cogeneración
  
  
  
- V.II. 4.- Conexión de los Generadores a las Redes de Servicio Público

**Ing. Silvano Juan Pérez  
Noviembre del 2002**

## **V. II. 1.- Aspectos Legales.**

### **Introducción**

La cogeneración se puede desarrollar en ciclos sobrepuestos y ciclos subpuestos. Siendo el primer caso cuando la electricidad o energía mecánica se produce primero en una turbina y el calor de escape de la turbina se utiliza para el calor de proceso industrial. En los ciclos subpuestos el combustible se utiliza para producir calor de proceso y el calor de desecho se utiliza para producir electricidad o energía mecánica.

La cogeneración inició su desarrollo desde el momento en que hizo crisis el costo del combustible, asimismo, la dificultad de financiamiento y control de la contaminación. Lo que en nuestro país creó reformas legales para permitir y regular la conexión a las redes de la CFE, de las plantas propiedad de la iniciativa privada.

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica publicada en el Diario Oficial del 22 de diciembre de 1975.

### **Disposiciones Generales.**

Art. 1º.- Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del artículo 27 constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y los recursos materiales que se requieran para dichos fines.

Art. 2º.- Todos los actos relacionados con el servicio público de energía eléctrica son del orden público.

Art. 3º.- (Reformado por el Artículo Único del Decreto de 22 de diciembre de 1992, publicado en "Diario Oficial" de 23 del mismo mes y año, en vigor al día siguiente, para quedar como sigue):

“ART. 3º.- No se considera servicio público:

I.- La generación de energía eléctrica para autoabasteciendo, cogeneración o pequeña producción;

II.- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;

III.- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;

IV.- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y

V.- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica”.

ART. 4º. - Para los efectos de esta Ley, la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende:

I.- La planeación del sistema eléctrico nacional;

II.- La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y;

III.- La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

ART. 5º.- (Reformado por el Artículo Único del Decreto de 15 de diciembre de 1983, publicado en “Diario Oficial” de 27 del mismo mes y año, en vigor al día siguiente, para quedar como sigue):

ART.5º.- La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal dictará, conforme a la política nacional de energéticos, las disposiciones relativas al servicio público de energía eléctrica, que deberán ser cumplidas y

observadas por la Comisión Federal de Electricidad y por todas las personas físicas o morales que concurran al proceso productivo.

ART. 36.- La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso.

I.- De autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Para el otorgamiento del permiso se estará a lo siguiente:

- a) Cuando sean varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios. La sociedad permissionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no fueren socios de la misma al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos a la modificación de dichos planes; y
- b) Que el solicitante ponga a disposición de la Comisión Federal de Electricidad sus excedentes de producción de energía eléctrica, en los términos del Artículo 36-Bis.

II.- De Cogeneración, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la

generación directa o indirecta de energía eléctrica y siempre que, en cualquiera de los casos:

- a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.
- b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del Artículo 36-Bis.

III.- De Producción Independiente para generar energía eléctrica destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan. Estos permisos podrán ser otorgados cuando se satisfagan los siguientes requisitos:

- a) Que los solicitantes sean personas físicas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;
- b) Que los proyectos motivo de la solicitud estén incluidos en la planeación y programas respectivos de la Comisión Federal de Electricidad o sean equivalentes. La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, conforme a lo previsto en la fracción III del Artículo 3º., podrán otorgar permiso respecto de proyectos no incluidos en dicha planeación y programas, cuando la producción de energía eléctrica de tales proyectos haya sido comprometida para su exportación; y
- c) Que los solicitantes se obliguen a vender su producción de energía eléctrica exclusivamente a la Comisión Federal de Electricidad, mediante convenios a largo plazo, en los términos del Artículo 36-

Bis o, previo permiso de la Secretaría en los términos de esta Ley, a exportar total o parcialmente dicha producción.

IV.- De pequeña producción de energía eléctrica, siempre que se satisfagan los siguientes requisitos:

- a) Que los solicitantes sean personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable:
- b) Que los solicitantes destinen la totalidad de la energía para su venta a la Comisión Federal de Electricidad. En este caso, la capacidad total del proyecto, en un área determinada por la Secretaría, no podrá exceder de 30 MW; y
- c) Alternativamente a lo indicado en el inciso b) y como una modalidad del autoabastecimiento a que se refiere la fracción I, que los solicitantes destinen el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma y que la utilicen para su autoconsumo, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan de 1 MW;

V.- De importación o exportación de energía eléctrica, conforme a lo dispuesto en las fracciones III y IV del Artículo 3º., de esta Ley.

En el otorgamiento de los permisos a que se refiere este artículo, deberá observarse lo siguiente:

- 1) El ejercicio autorizado de las actividades a que se refiere este artículo podrá incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica de que se trate, según las particularidades de cada caso;

- 2) El uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios, solamente podrá efectuarse previo convenio celebrado con la Comisión Federal de Electricidad, cuando ello no ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten derechos de terceros. En dichos convenios deberá estipularse la contraprestación a favor de dicha entidad y a cargo de los permisionarios;
- 3) La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, podrá otorgar permiso para cada una de las actividades o para ejercer varias, autorizar la transferencia de los permisos e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en esta Ley, su Reglamento y las Normas Oficiales Mexicanas, cuidando en todo caso el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público;
- 4) Los titulares de los permisos no podrán vender, revender o por cualquier acto jurídico enajenar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por esta Ley; y
- 5) Serán causales de revocación de los permisos correspondientes, a juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, el incumplimiento de las disposiciones de esta Ley, o de los términos y condiciones establecidos en los permisos respectivos”.

**ART. 36-Bis.- (Creado a adicionado por el Artículo Único del Decreto de 22 de diciembre de 1992, publicado en “Diario Oficial” de 23 del mismo mes y año, en vigor al día siguiente, para quedar como sigue):**

“ART. 36-Bis.- Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima

estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente:

“ART. 37.- Una vez presentadas las solicitudes de permiso de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción, de exportación o de importación, a que se refiere el Artículo 36, y con la intervención de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial en el ámbito de sus atribuciones, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal resolverá sobre las mismas en los términos que al efecto señale esta Ley.

Los titulares de dichos permisos quedan obligados, en su caso, a.

- a) Proporcionar, en la medida de sus posibilidades, la energía eléctrica disponible para el servicio público, cuando por causas de fuerza mayor o caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción. Para estos casos, habrá una contraprestación a favor del titular del permiso;
- b) Cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas que expida la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, relativa a las obras e instalaciones objeto de los permisos a que se refiere el Artículo 36; y
- c) La entrega de energía eléctrica a la red de servicio público, se sujetará a las reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la Comisión Federal de Electricidad”.

**ART. 38.- (Reformado por el Artículo Único del Decreto de 22 de diciembre de 1992, publicado en “Diario Oficial” de 23 del mismo mes y año, en vigor al día siguiente, para quedar como sigue):**

“Art. 38.- Los permisos a que se refieren las fracciones I, II, IV y V del Artículo 36 tendrán duración indefinida mientras se cumplan las disposiciones legales aplicables y los términos en los que hubieran sido

expedidos. Los permisos a que se refiere la fracción III del propio Artículo 36 tendrán una duración de hasta 30 años, y podrán ser renovados a su término, siempre que se cumpla con las disposiciones legales vigentes”.

**ART. 39.- (Reformado por el Artículo Único del Decreto de 15 de diciembre de 1983, publicado en “Diario Oficial” de 27 del mismo mes y año, después reformado por el Artículo Único del Decreto de 22 de diciembre de 1992, publicado en “Diario Oficial” de 23 del mismo mes y año, en vigor al día siguiente, para quedar como sigue):**

“ART. 39.- Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la fracción IV del Artículo 36, no se requerirá de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW. Tampoco se requerirá de permiso para el funcionamiento de plantas generadoras, cualquiera que sea su capacidad, cuando sea destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica; dichas plantas se sujetaran a las normas Oficiales Mexicanas que establezca la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, escuchando a la Comisión Federal de Electricidad”.

## **V. II. 2.- Esquemas Financieros**

El 21 de diciembre de 1995, el H. Congreso de la unión aprobó por unanimidad las adiciones a la *Ley General de Deuda Pública* y las reformas a la *Ley de Presupuestos, Contabilidad y Gasto Público Federal*, en las que quedó definido el marco legal para la realización de los proyectos de infraestructura de largo plazo con impacto diferido en el registro del gasto, denominados como Pidiregas, así como los procedimientos para el registro presupuestal y contable de estas operaciones.

En el caso de la *Ley General de Deuda Pública*, se adicionó un tercer párrafo al Artículo 18, en el que se establece el tratamiento que deberá darse a los financiamientos de este tipo de proyectos, en el sentido de que sólo se considera como pasivo directo a los montos de financiamiento a

pagar durante el ejercicio anual corriente y el ejercicio siguiente. A la diferencia se le da tratamiento de pasivo contingente.

En el caso de la *Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal*, se modificó el Artículo 30, agregando párrafos en los que se establece que los financiamientos a que hace alusión la *Ley de General de Deuda Pública*, se consideran preferentes respecto de nuevos financiamientos para ser incluidos en los presupuestos de egresos, lo que significa que en la integración de los presupuestos se debe dar preferencia a las obligaciones financieras derivadas de los proyectos Pidiregas.

El 4 de julio de 1996, las secretarías de Hacienda y Crédito Público y de Contraloría y Desarrollo Administrativo emitieron la circular NIF-09, que norma el tratamiento contable de las inversiones en estos proyectos.

El 20 de agosto de 1996, se publicó en el *Diario Oficial de la Federación* el Decreto por el que se reforma y adiciona el reglamento de la *Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal*. A través de éste, se precisa la mecánica para la autorización de la Pidiregas.

El 20 de abril de 1999 se publicó en el *Diario oficial de la Federación*, el *Manual de normas presupuestarias para la administración pública federal* y el 27 de marzo del 2000, se publicaron las modificaciones a éste, en el que se establecen los requisitos y el procedimiento al que deberán sujetarse las entidades públicas, para obtener las autorizaciones correspondientes que permitan la realización de dichos proyectos.

Las modalidades de Pidiregas que se han aplicado son las siguientes:

- Financiamiento directo (sólo PEMEX)
- Obra Pública Financiada (OPF)
- Construcción-Arrendamiento-Transferencia (CAT)
- Construcción-Operación-Transferencia (COT)
- Construcción-Operación (CO)
- Producción Independiente de Energía Eléctrica (PIE)

a) Financiamiento directo (sólo PEMEX)

En este esquema, el organismo público es el responsable de contratar en forma directa los financiamientos de largo plazo requeridos para el desarrollo de los proyectos Pidiregas, mediante los cuales se pagan los trabajos realizados por los contratistas, en los términos y plazos pactados en los contratos.

b) Obra Pública Financiada (OPF)

En este caso el contratista asumió la responsabilidad total de los trabajos hasta la puesta en operación de las plantas y proporcionó a su vez el financiamiento de largo plazo.

c) Construcción-Arrendamiento-Transferencia (CAT)

En el cual el contratista financia, construye y conserva la propiedad de la planta o instalación, entregándola a CFE para su operación bajo un contrato de arrendamiento de largo plazo y transfiriendo la propiedad al término del periodo pactado.

d) Construcción-Operación-Transferencia (COT)

El contratista financia, construye y opera las instalaciones, pero transfiere la propiedad de las mismas al término del contrato. La diferencia en relación con el esquema CAT radica en que en la modalidad COT el contratista asume la responsabilidad de la operación de las instalaciones, a través de un contrato de prestación de servicios cuya vigencia es también de largo plazo. Por su parte, la transferencia final de los bienes se realiza a título gratuito y no se considera inversión pública.

e) Construcción-Operación (CO)

Este esquema constituye también un contrato de prestación de servicios semejante al COT, con la única diferencia de que al término del contrato no se establece la transferencia de las instalaciones a las entidades.

#### f) Producción Independiente de Energía Eléctrica (PIE)

Bajo este esquema, la construcción, operación y propiedad de las instalaciones queda bajo la responsabilidad directa del inversionista privado.

El esquema PIE es financiable bajo un contrato de largo plazo de suministro de capacidad y energía suscrito con la CFE, en donde ésta se compromete a que, una vez terminada la planta, realizará pagos fijos por tener a su disposición la capacidad de generación, y pagos variables por la energía entregada a la red de acuerdo con el despacho de carga. El pago por capacidad es del tipo *toma o paga*, es decir, CFE se compromete a pagar por la capacidad de generación disponible independientemente de si se genera o no electricidad.

### V. II. 3.- POTENCIAL NACIONAL DE COGENERACIÓN.

En 1995, la Conae elaboró un estudio sobre el Potencial nacional de Cogeneración para determinar el potencial teórico nacional de cogeneración aprovechable en los sectores industrial, comercial y en PEMEX Petroquímica. Posteriormente, en 1997 se adicionó el potencial de cogeneración que representa PEMEX Refinación. Derivado de este estudio se estableció un potencial teórico de un rango entre 8,360 y 15,670 MW, dependiendo de la forma en que se obtenga la energía útil para el proceso de cada industria o comercio.

En este mismo sentido y con el fin de conocer, durante el período de esta prospectiva, el potencial de cogeneración técnica y económicamente factible se aplicaron, a los valores antes obtenidos, factores que abarcan las variables más importantes en el desarrollo de estos proyectos, y se obtuvo así un potencial rentable que varía entre los 3,000 y 5,500 MW. Los factores utilizados para este cálculo consideran diversas variables, como la situación económica actual del país y el marco normativo existente en la materia, los cuales pueden cambiar y alterar de forma significativa el potencial técnico –económico estimado.

## Potencial nacional de cogeneración (teórico vs. técnico – económico)

Sector	Con combustible adicional MW		Sin combustible adicional MW		Participación Porcentual
	Teórico	Técnico-económico	Teórico	Técnico-económico	
Industrial	5,200	1,820	9,750	3,410	62.0
PEMEX Petroquímica	1,610	565	3,000	1,060	19.3
PEMEX Refinación	780	275	1,470	515	9.4
Comercial	770	270	1,450	510	9.3
<b>TOTAL</b>	<b>8,360</b>	<b>2,930</b>	<b>15,670</b>	<b>5,495</b>	<b>100.0</b>

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, 2001. Conae México 1995.

Con base en las políticas nacionales orientadas a fomentar el aprovechamiento de los potenciales de ahorro de energía, los sistemas de cogeneración deberán diseñarse, de manera que satisfagan completamente los requerimientos térmicos de la instalación, con objeto de lograr la máxima eficiencia global del sistema; de esta forma se podrá obtener una capacidad eléctrica excedente que podrá venderse a las empresas suministradoras.

### Permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía.

Desde su creación en 1996, las actividades realizadas por esta Unidad han estado dirigidas a adecuar el marco regulatorio vigente, para alentar la inversión social y privada.

La CRE cuenta con el registro de 61 permisos de generación de energía eléctrica en operación, bajo la modalidad de usos propios continuos, otorgados antes de las reformas a la LSPEE en 1992.

Desde la publicación de la Ley de la CRE hasta julio de 2001, este organismo ha otorgado 166 títulos de permiso, que adicionados a los concedidos por la Sener desde que fueron publicadas las reformas a la LSPEE, dan un total de 196 permisos bajo la nueva legislación (177 se encuentran vigentes, uno fue revocado, seis han sido cancelados por renuncia del permisionario y 12 caducados por incumplimiento del programa de obras relativo al proyecto objeto del permiso).

## Permisos administrados

Modalidad	Capacidad autorizada (MW)	Generación potencial (GWh)
Autoabastecimiento	4,760	26.555
Usos propios continuos <sup>1/</sup>	579	1,774
Producción independiente	7.619	51.862
Cogeneración	2.130	12.539
Exportación	556	4.544
Importación	134	n.a.*
<b>T o t a l</b>	<b>15,778</b>	<b>92.274</b>

Se refiere a permisos otorgados antes de las Reformas de 1992 a la LSPEE.

\*/ 991.42 GWh autorizados de energía eléctrica importada, cantidad no considerada en el total de la generación potencial de los permisos administrados

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

A julio de 2001, la capacidad autorizada a los 238 permisos administrados por la CRE, asciende a 15,779 MW, de este total, 43.7% corresponde a las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración, 48.3% los aporta la producción independiente, mientras que con el 8.0% restante participan en conjunto las modalidades de usos propios continuos, exportación e importación.

El 64.2% de la capacidad total autorizada en los permisos administrados, utiliza como tecnología de generación el ciclo combinado, y por consiguiente, emplea gas natural como combustible, el cual participó con 85.9% en los primeros siete meses del 2001.

La generación potencial de energía eléctrica de los permisos administrados hasta julio de 2001, ascendió a 92,274 GWh (se estima contar con esta energía una vez que todos los permisos administrados se encuentren en operación). De este total, 53.3% serán generados por permisionarios bajo la modalidad de producción independiente de energía.

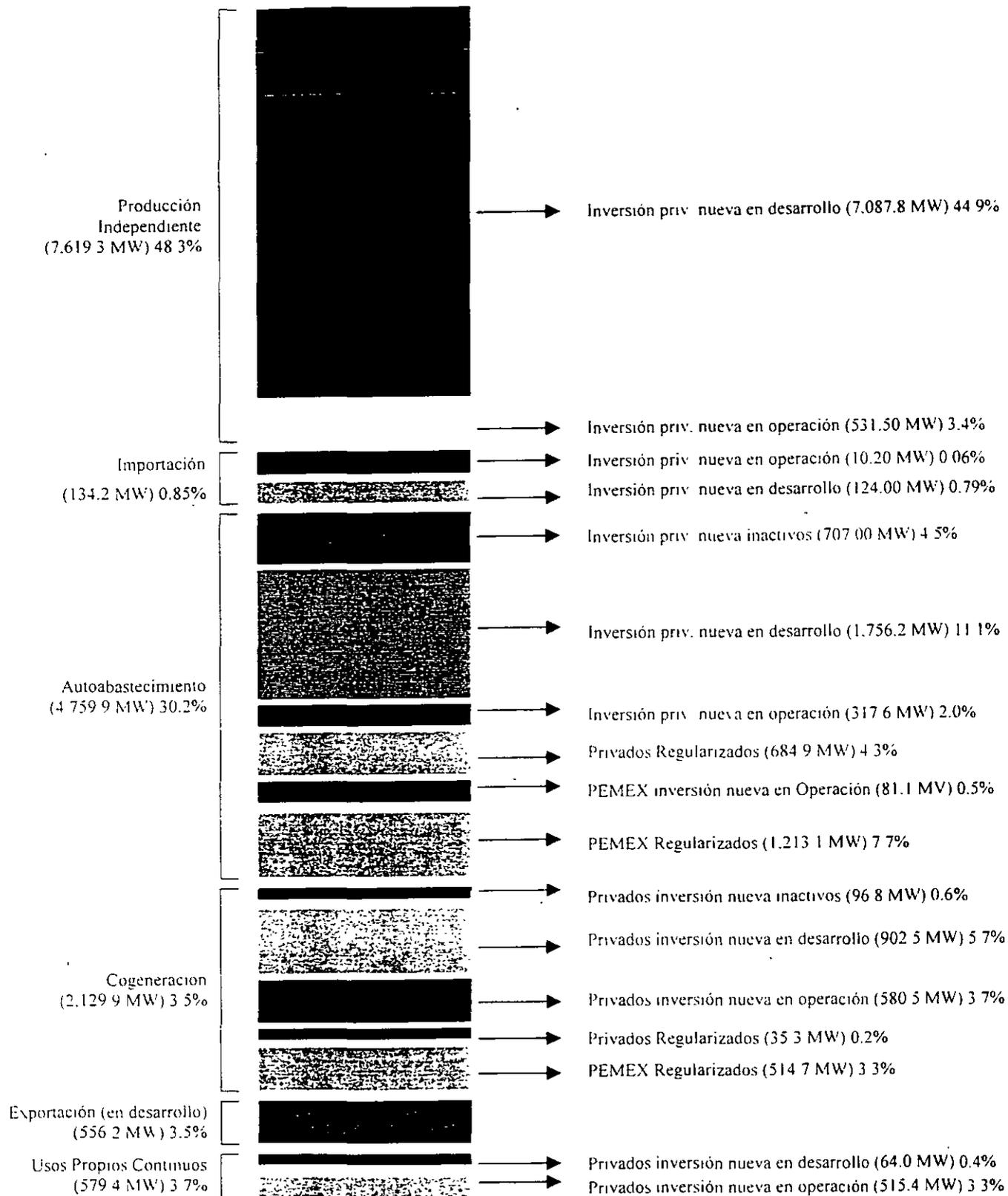
## Energéticos y tecnología utilizada por permisionarios a julio de 2001.

Energético	Utilización en la generación %	Tecnología	Capacidad Autorizada MW
Gas natural	85.90		
Combustóleo	5.06		
Coque de petróleo	3.95	Ciclo combinado	10.125.2
Carbón	1.38	Turbina de vapor	2.604.4
Diesel	1.07	Turbina de gas	1.637.5
Bagazo de caña	0.58	Lecho fluidizado	708.0
Agua	0.55	Combustión interna	260.4
Viento	0.54	Turbinas hidráulicas	183.3
Gas de coque	0.25	Eoloeléctrica	121.0
Gas residual	0.22	Importación	0.22
Gas dulce	0.22	Caldera de parrillas	5.0
Energía térmica residual	0.07		
Gas de alto horno	0.07		
Licor negro	0.07		
Biogas	0.05		
Residuos sólidos	0.02		
Gas LP	0.002		

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

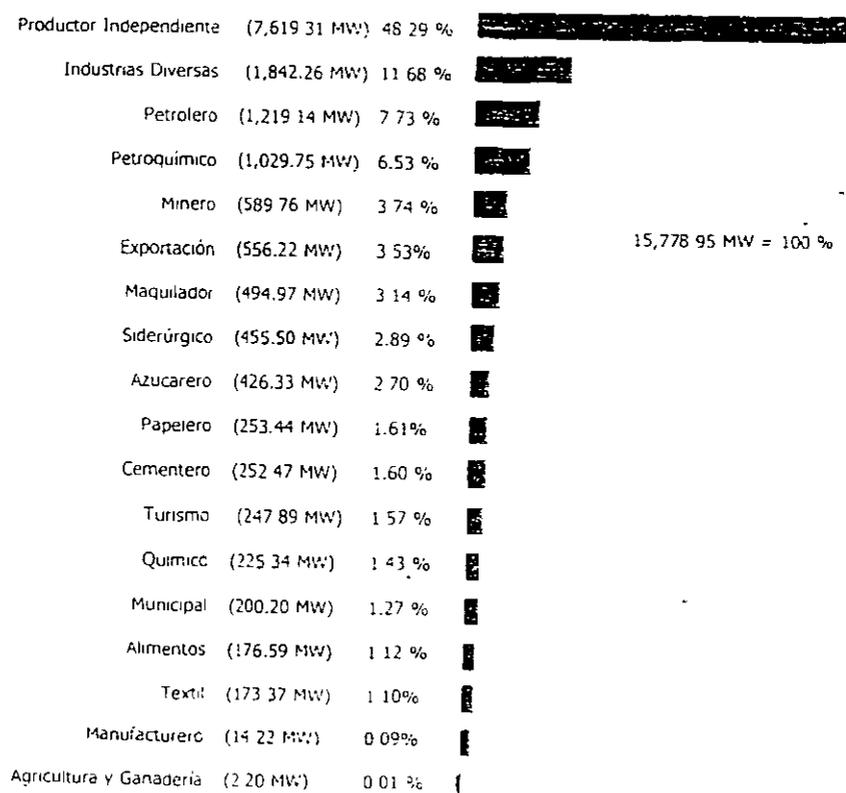
# Gráfica 1

## Modalidad y capacidad de los permisos administrados, 2000



A julio de 2001, la capacidad autorizada en las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración significó 6,890 MW, de los cuales 26.3% correspondió a proyectos de PEMEX. La generación reportada en el 2000 por estas instalaciones ascendió a 9,841 GWh.

### Capacidad de generación autorizada por sector



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

En el cuadro 2 se muestra la evolución de la capacidad instalada y del consumo de las cargas alimentadas con plantas privadas de autoabastecimiento y cogeneración.

**Cuadro 2**  
**Evolución de la capacidad de autoabastecimiento y cogeneración, MV**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Anterior sin Pemex	1,412	1,540	1,526	1,526	1,526	1,526	1,526	1,526	1,526	1,526	1,526	1,526
Pemex	1,727	2,075	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073
Iberdrola Energía Monterrey (PEGI)	177	177	177	427	677	677	677	677	677	677	677	677
Micase		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Energía y agua pura de Cozumel			25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Energía Azteca VIII (Intergen)			100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Enron Energía Industrial de México (Vtro)				284	284	284	284	284	284	284	284	284
Termoeléctrica del Golfo, (CEMEX)				250	250	250	250	250	250	250	250	250
Termoeléctrica Peñoles					230	230	230	230	230	230	230	230
Electricidad de Veracruz I y II (Dos Bocas)						500	500	500	500	500	500	500
Nuevo Pemex								350	350	350	750	750
Nuevos Proyectos de Autogeneración									503	983	983	2,223
<b>TOTAL</b>	<b>3,316</b>	<b>3,802</b>	<b>3,912</b>	<b>4,696</b>	<b>5,176</b>	<b>5,676</b>	<b>5,676</b>	<b>6,026</b>	<b>6,529</b>	<b>7,009</b>	<b>7,409</b>	<b>8,649</b>

Evolución del consumo de autoabastecimiento y cogeneración, GWh

Anterior sin Pemex	4,612	4,657	5,407	5,407	5,673	7,485	8,279	7,706	7,261	7,261	7,261	7,261
Pemex	5,656	5,888	6,689	7,031	7,492	10,091	11,189	10,395	9,742	9,742	9,742	9,742
Iberdrola Energía Monterrey (PEGI)	566	439	566	2,137	3,259	3,259	3,259	3,259	3,259	3,259	3,259	3,259
Micase		33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Energía y agua pura de Cozumel			160	213	213	213	213	213	213	213	213	213
Energía Azteca VIII (Intergen)			579	679	679	679	679	679	679	679	679	679
Enron Energía Industrial de México (Vtro)				861	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066
Termoeléctrica del Golfo, (CEMEX)				728	1,735	1,735	1,735	1,735	1,735	1,735	1,735	1,735
Termoeléctrica Peñoles					1,587	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687
Electricidad de Veracruz I y II (Dos Bocas)						3,724	3,835	3,835	3,835	3,835	3,835	3,835
Nuevo Pemex								2,516	2,606	2,606	4,599	4,599
Nuevos Proyectos de Autogeneración									1,922	3,609	4,031	6,604
<b>TOTAL</b>	<b>10,864</b>	<b>11,027</b>	<b>13,434</b>	<b>17,089</b>	<b>22,736</b>	<b>30,973</b>	<b>32,973</b>	<b>34,123</b>	<b>35,037</b>	<b>36,724</b>	<b>39,138</b>	<b>41,711</b>

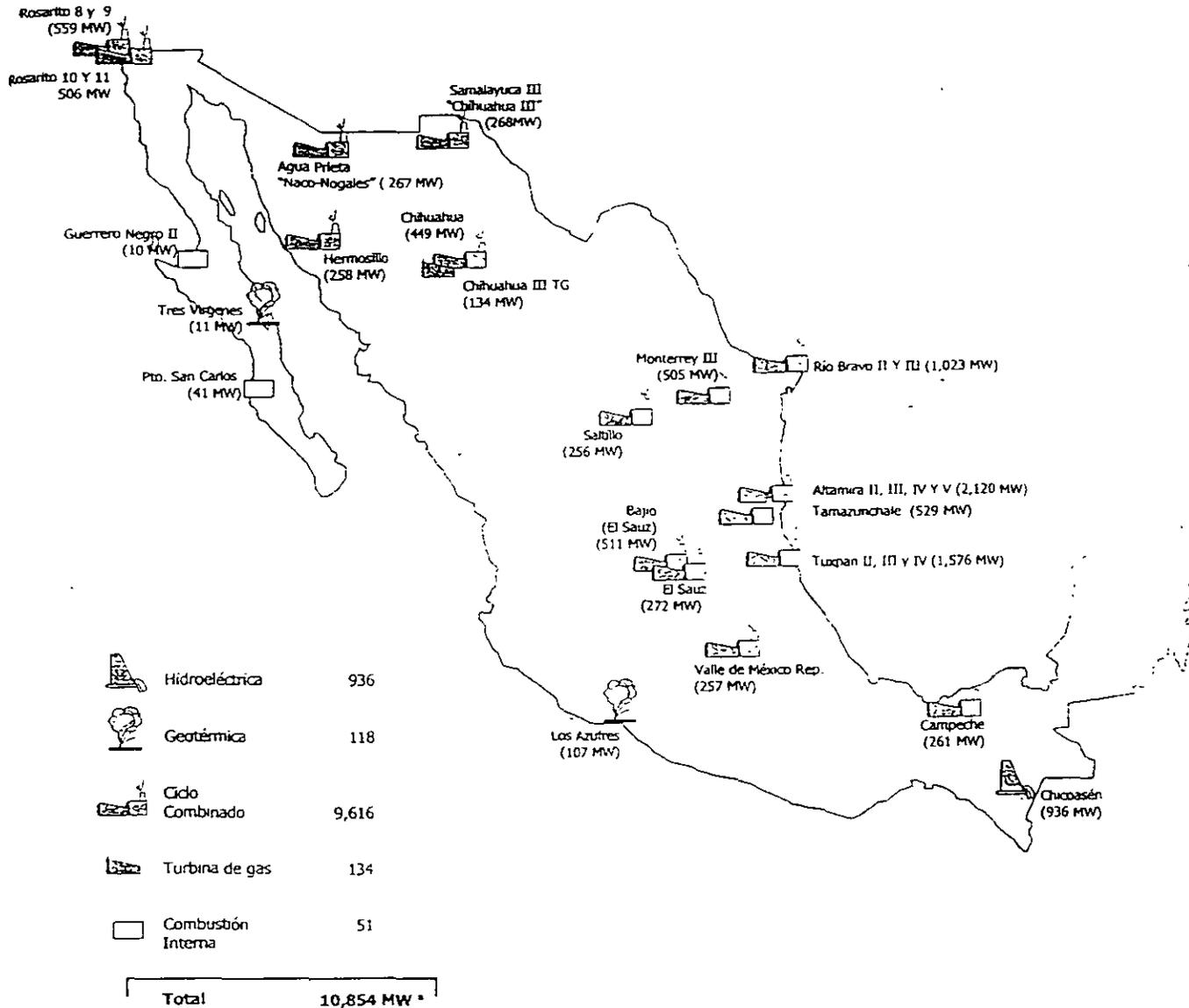
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

<sup>22</sup> Se refiere a los factores de planta declarados en las solicitudes de permiso presentadas a la CRE, y a la información que presentó el Organismo en las reuniones del Grupo Interinstitucional para la Elaboración de la Prospectiva

La ventaja comparativa de la cogeneración, respecto a los sistemas convencionales de generación eléctrica, es su alta eficiencia equivalente de conversión de energía, la cual se puede traducir como ahorro de combustible y, por consiguiente, en una disminución de emisiones contaminantes.

Un sistema de cogeneración permite alcanzar valores de aprovechamiento de la energía de 70% o superiores, en proyectos que satisfacen 100% de los requerimientos térmicos de una empresa, generalmente se obtiene energía eléctrica excedente que se vende a los suministradores públicos o es consumida en otras instalaciones asociadas al sistema de cogeneración.

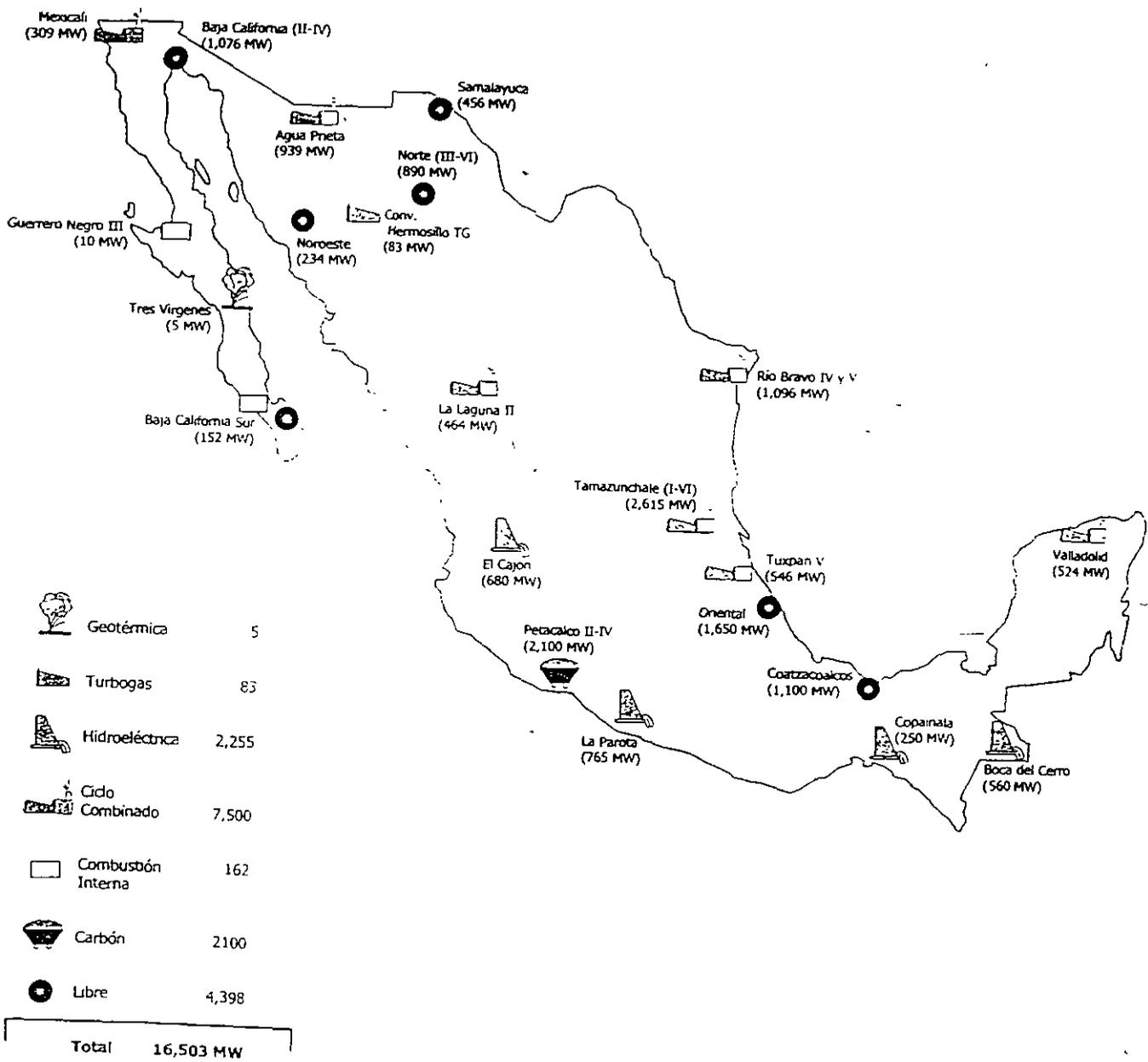
# Centrales en proceso de construcción o comprometidas, 2001 – 2010



\*Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

# Requerimientos de capacidad adicional no comprometida, 2004 – 2010



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

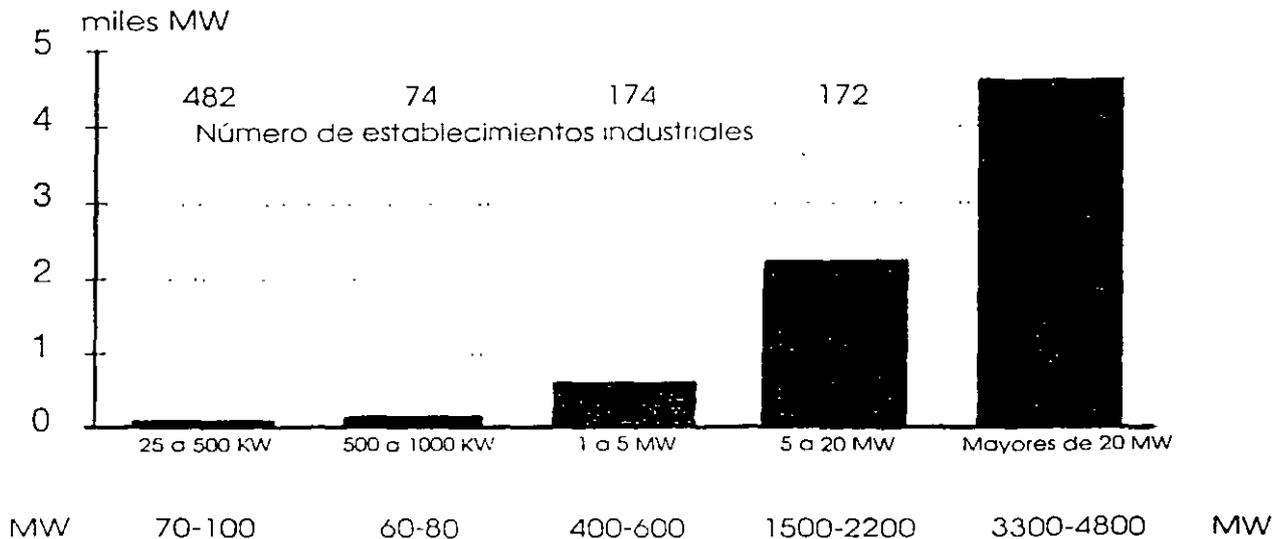
## CLASIFICACIÓN DEL TAMAÑO INDIVIDUAL DE LA COGENERACIÓN.

De acuerdo a un análisis de la CONAE en el potencial de cogeneración se ha considerado; el desglose por tamaño de instalación individual de acuerdo con los valores siguientes:

Microgeneración	25 a 500 KW
Minicogeneración	500 a 1,000 KW
Nivel bajo	1,000 a 5,000 KW
Nivel medio	5,000 a 20,000 KW
Nivel alto	Mayor de 20,000 KW

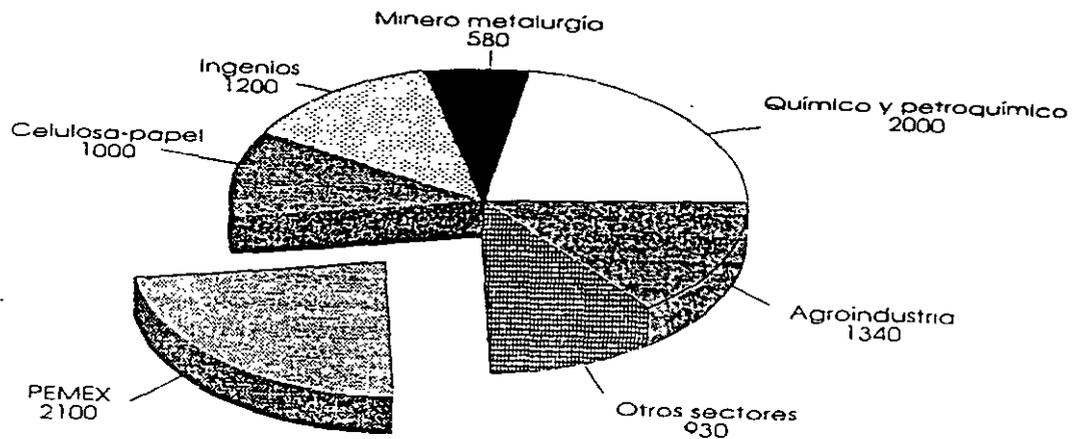
### Potencial de Cogeneración en México

Distribución por tamaño de la cogeneración



# Distribución de Potencial de Cogeneración

Sectores industriales principales



Potencial estimado 500-9250 MW

CONAE- Coordinación de Cogeneración

## **V. II. 4. Conexión de los generadores a las redes de servicio público.**

De acuerdo con los aspectos legales y clasificación que se mencionan anteriormente y considerando los tipos de generación clasificados en el artículo tercero del decreto del 22 de diciembre de 1992. Se deberán atender los términos legales establecidos en dicho artículo y los demás que se mencionan.

Cumpliendo los requisitos mencionados, se definen las condiciones técnicas que requiere la conexión del generador a la red del servicio público.

De las experiencias que se tienen en otros países la conexión de los generadores a la red de servicio público deben cumplir los siguientes requisitos técnicos:

### **- Condiciones de calidad y seguridad.**

- Sistema de voltaje y frecuencia.
- Operación dentro de ciertos valores de falla.
- Deberá considerarse la conexión en paralelo.
- Las corrientes circulantes, de los conductores del neutro, a tierra, armónicas, corrientes de secuencia negativa que deben controlarse.
- Deberá salvaguardarse al público y a las plantas.
- Las prácticas de seguridad en los trabajos deben realizarse en todo tiempo como una alta prioridad.

Para cumplir con los requisitos establecidos se tienen esquemas se utilizan en diferentes países como Inglaterra, Estados Unidos y España principalmente.

En las diferentes aplicaciones se consideran el cuidado en los siguientes factores:

- Niveles de falla
- Flujos de exportación e importación
- Medición

- Pérdida por suministro.
- Protecciones
- Aislamiento
- Control de excitación
- Estabilidad en condiciones transitorias.

Niveles de falla.- Cuando se agrega un generador a la red, deberán verificarse las condiciones de falla ya que en el punto de conexión aumenta el valor de la falla, dependiendo de la reactancia subtransitoria.

Debido a lo anterior habrá que seleccionar el interruptor de acuerdo con la corriente de falla, en su caso aumentado la reactancia del generador con reactancia en serie, lo que afecta por otro lado la regulación de voltaje.

Para unidades de 5 MW y menos se han aplicado limitadores de corriente que limitan la corriente de falla, interrumpiendo la corriente antes de que alcance el valor pico, lo que interrumpe la conexión de la planta al operar el limitador, por lo que habrá que reponerlo para restablecer el servicio, la ventaja consiste en su bajo costo, en comparación con los reactores que son complicados y caros.

#### - **Generadores de 5000 KW y menores.**

En atención a las unidades de 5MW y menos se refieren a la conexión a la red de media tensión y en este caso, se recomiendan a continuación algunos requisitos técnicos, debiendo calcularse y verificarse para cada instalación.

- Diagrama unifilar tipo (fig. 1) con los elementos principales, los números de los equipos que se indican en esta figura se refieren al ANSI standard C37.2.
- 52.- interruptor con sus características de potencia de corto circuito, voltaje, corriente nominal, frecuencia nominal.
- Transformadores de corriente con sus núcleos para protección y para medición con su potencia nominal (burden) de acuerdo a la carga, precisión mayor de 0.5, debiendo garantizar la no

saturación. Las intensidades técnicas y dinámicas se definirán de acuerdo con la corriente de corto circuito.

- Transformadores de potencial, dos juegos del lado del generador, otros dos juegos del lado de la línea. Un juego se destinará para protección y el otro para medición.

### **Relés de protección y control.**

50 / 51.- Relé de sobrecorriente instantáneo y tiempo inverso.- Protección trifásica y desconexión por sobrecorriente y corriente de falla fluyendo en cualquier dirección. El ajuste de disparo deberá coordinarse con otras protecciones para asegurarse un rápido aislamiento del bus para algún problema que no sea manejado por otros dispositivos.

67.- Relé de sobre corriente direccional.- Relevadores 3 fases de alta velocidad al (3 ciclos) sirve para desconectar el bus de la cogeneración de la red del servicio publico cuando la corriente fluye a la red excedente de la capacidad total del generador. El recierre es alrededor de 12 ciclos por lo que la apertura debe realizarse en menos de 9 ciclos.

27.- Relé de bajo voltaje.- Relevadores trifásicos desconecta los dos sistemas del bajo voltaje prevé el cierre del servicio de la compañía por bajo voltaje normalmente opera en 2 segundos para la salida (dropout) y 1 segundo para la conexión (prickup) con valores de 75 a 80% para la salida y 90% par ala conexión.

47.- Relé de voltaje de secuencia de fases. Es un relé de alta velocidad que desconecta las dos fuentes de potencia en las condiciones de bajo voltaje y excesivo desbalance de voltaje. Prevé la resincronización del generador con la red hasta que esta tenga el voltaje nominal en todas sus fases y así mismo la secuencia de fases.

81.- Relé de frecuencia.- Es un relé de alta velocidad que desconecta las 2 fuentes si la frecuencia del bus baja de 59.5 Hz.

25.- Sincronizador.- Es un control de estado sólido que hace que el grupo motor generador iguale la frecuencia, el voltaje y la secuencia de fases a los correspondientes de la red de la compañía antes de que se cierre el interruptor de la compañía. La experiencia ha demostrado que los siguientes límites son recomendables para la frecuencia una desviación de 0.2 Hz o menor; para el voltaje una desviación de 10% del nominal o menor; para el ángulo de fase 5° o menor; valores que el sincronizador debe ser capaz de aceptar.

59.- Relé de sobre voltaje.- Sensor de falla a tierra para voltajes medios y resistencia a tierra operando sobre el interruptor 52.

43.- interruptor Selector.- Se utilizan 3 selectores.- uno para selección las fases del ampermetro y voltmetro, el otro para seleccionar las fase para el sincronizador y el otro para seleccionar la lectura de los KW o KVAR.

### **Relevadores para el Generador.**

La fig. 2 muestra el esquema correspondiente a un generador de un sistema cogeneración; los dispositivos 52, 50 / 51, 27, 81, 25, 59 y 43 son similares a los descritos anteriormente. El resto de los dispositivos son los que adicionalmente se recomiendan para el generador como en seguida se describe.

32. Relé de potencia direccional.- Este relé opera cuando la potencia circunda del bus al generador, lo cual ocurre cuando el primo motor pierde potencia para mover el generador, provocando que este generador trabaje como motor. Cuando se sincroniza también ocurre que la potencia de sincronización circula del bus al generador durante un tiempo, por lo que este relé debe tener una función de retardo; estos valores deben estar con ajustes de 2 segundos con una potencia reversa de 8% de la potencia nominal para motores diese y maquinas reciprocantes; para las turbinas la potencia de reversa debe ser del 2%.

40.- Relé de campo.- Detecta la pérdida de excitación desconectando al generador del bus.

- Controles del motor y del generador.

El sistema de control del motor es el regulador de velocidad (65) y su accesorio de control de carga (65 c). El sistema de control del generador es el regulador de voltaje (90) y su accesorio (90c) para el control de carga activa y reactiva, como se indica en la fig. 2.

En el caso de un grupo motor generador trabajando separado, el sensor de carga del regulador de velocidad controla a este regulador manteniendo al grupo a velocidad constante a las diferentes cargas y sus variaciones. Cuando trabajan en paralelo 2 o más unidades, pero sin conectarse a la red de servicio público, el sensor de carga del regulador de velocidad forma parte del circuito para la señal de repartición de carga, lo que se hace proporcionalmente. Cuando los generadores operan en paralelo y se conectan a la red del servicio público, el accesorio de control de carga (65c) se conecta al circuito para la señal del reparto de carga mencionada anteriormente, a fin de que las maquinas se repartan proporcionalmente el total de carga, determinada por el control de carga que, responde a la demanda del sistema para el calor y / o energía eléctrica.

Para el caso del regulador de voltajes tratándose para un grupo motor generador trabajando por separado, este regulador controla la excitación del generador para determinar el valor deseado para dicho grupo. Cuando los generadores operan en paralelo pero sin conectarse a la red del servicio público el valor del voltaje establecido es el mismo para todas las unidades, los transformadores de corriente de los reguladores para todos los generadores se conectan en serie, para que todos los reguladores vean el mismo valor de la señal de KVAR de la carga para repartir proporcionalmente los KVAR totales de dicha carga; siendo así este circuito equivalente al circuito para la señal de repartición de carga. Cuando los generadores operan en paralelo con el bus infinito de la red de servicio público, el voltaje terminal es determinado por este, el accesorio para el control de la carga activa y reactiva (90 c) es conectado al sistema de control de voltaje para regular la carga reactiva del generador. Lo más efectivo es el control sobre el sistema de excitación como una función del factor de potencia, con lo que se logra relacionar

los KVAR y KW, también se minimizan los KVA. Los valores que se utilizan se ajustan entre 0.8 y 1 del factor de potencia, recomendándose el 0.9.

Sistema de Medición. Deberá dotarse de equipo de medición para la energía activa (KWH), la energía reactiva (KVARHora) y la demanda máxima.

- Relevadores para el bus del servicio público.

En la fig. 3 se indican las protecciones y controles recomendables para el bus, lo que indica dispositivos similares a la fig. 1.

- Puntos de conexión.

La fig. 4 indica las diferentes formas de conexión para las unidades de cogeneración.

Unidades mayores de 20 MW.

En nuestro país se están desarrollando plantas de dimensiones superiores a 20 MW; en el caso de la planta de el Sauz, localizada en el estado de Querétaro, en donde se aprovecha el calor de dos turbinas de gas para una unidad de vapor de 143 MW.

Las especificaciones y los parámetros de esta planta se definieron por la Comisión Federal de Electricidad de acuerdo con sus necesidades en el punto de conexión.

Se anexa el diagrama unifilar, en donde se pueden observar las características de los equipos principales (Fig. 5).

Sistema de potencia:

Generador.- De 165.5 MVA con tensión de salida de 13.8 KV, 2 polos, resistencia subtransitoria de 18.3%, transitoria 24.3% y síncrona de

226%, que se conecta al interruptor, transformador de potencia y de auxiliares por medio del bus de fase aislada.

Interruptor.- De 8,000 Amperes, 13.8 kv de acuerdo con la capacidad interruptiva del punto de conexión de 63 KA, de acuerdo a la norma IEEE C37.013-1992.

Transformador de potencia 120/155 MVA, OA/FOA 13.8/230 KV conectado a la barra principal de 230 KV en un esquema de interruptor y medio.

Transformador de auxiliar de 11/15/18 MVA OA/FA/FA relación 13.8/4.16 KV.

Conexión a tierra a través de transformador y resistencia con la protección 64.

Sistema de excitación.- Es de tipo estático, se alimenta por un transformador de 798 KVA y las señales de protección y control se toman de la transformadas de potencial y corriente que se indican.

Sistema de protección.- Las protecciones que tiene esta planta, aún cuando algunas de ellas tienen las mismas funciones que las mencionadas en las plantas menores de 5 MW, tiene características que dan mayor confiabilidad y algunas funciones adicionales. También aquí es muy importante la protección diferencial (87) para la protección del generador y las diferentes zonas que conforman la central hasta llegar a la barra de 230 KV y de 4.16 KV.

Los transformadores y las barras tienen su propia protección como se observa.

Sistemas de medición.

El generador tiene:

Ampérmetro para medición de corriente.

Vóltmetro para medición de voltaje.

Wáttmetro para medición potencia activa.

Vármetro para medición de potencia reactiva.

Factorímetro para medición del factor de potencia.

Wathorímetro para medición de energía eléctrica.

En la salida de la energía a la barra de potencia se cuenta con un sistema de medición para facturación, que de acuerdo con la especificaciones de la CFE proporciona lectura local, y remota, con alta confiabilidad y precisión.

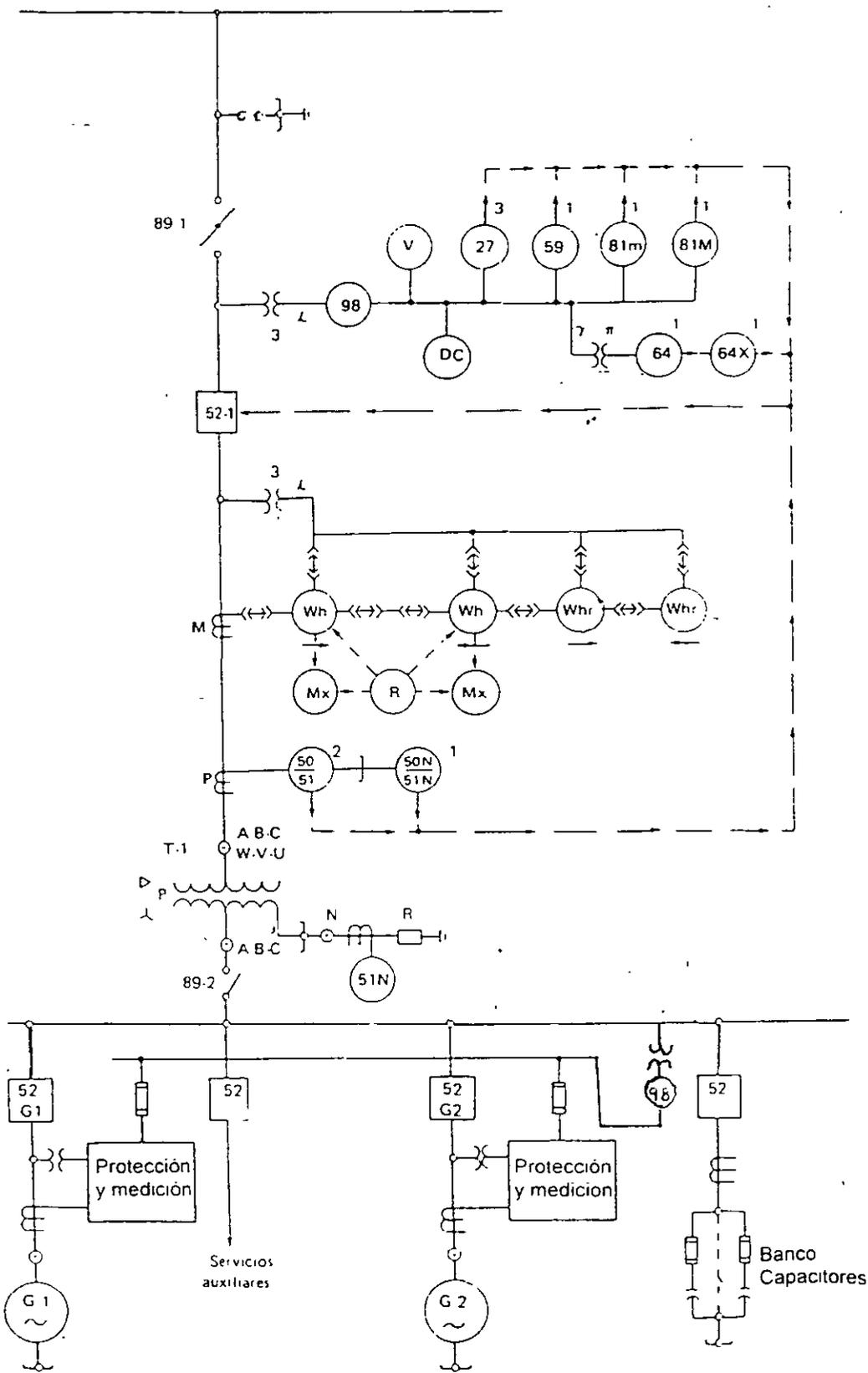


Fig. 1 Diagrama unifilar tipo de autoproducidos.



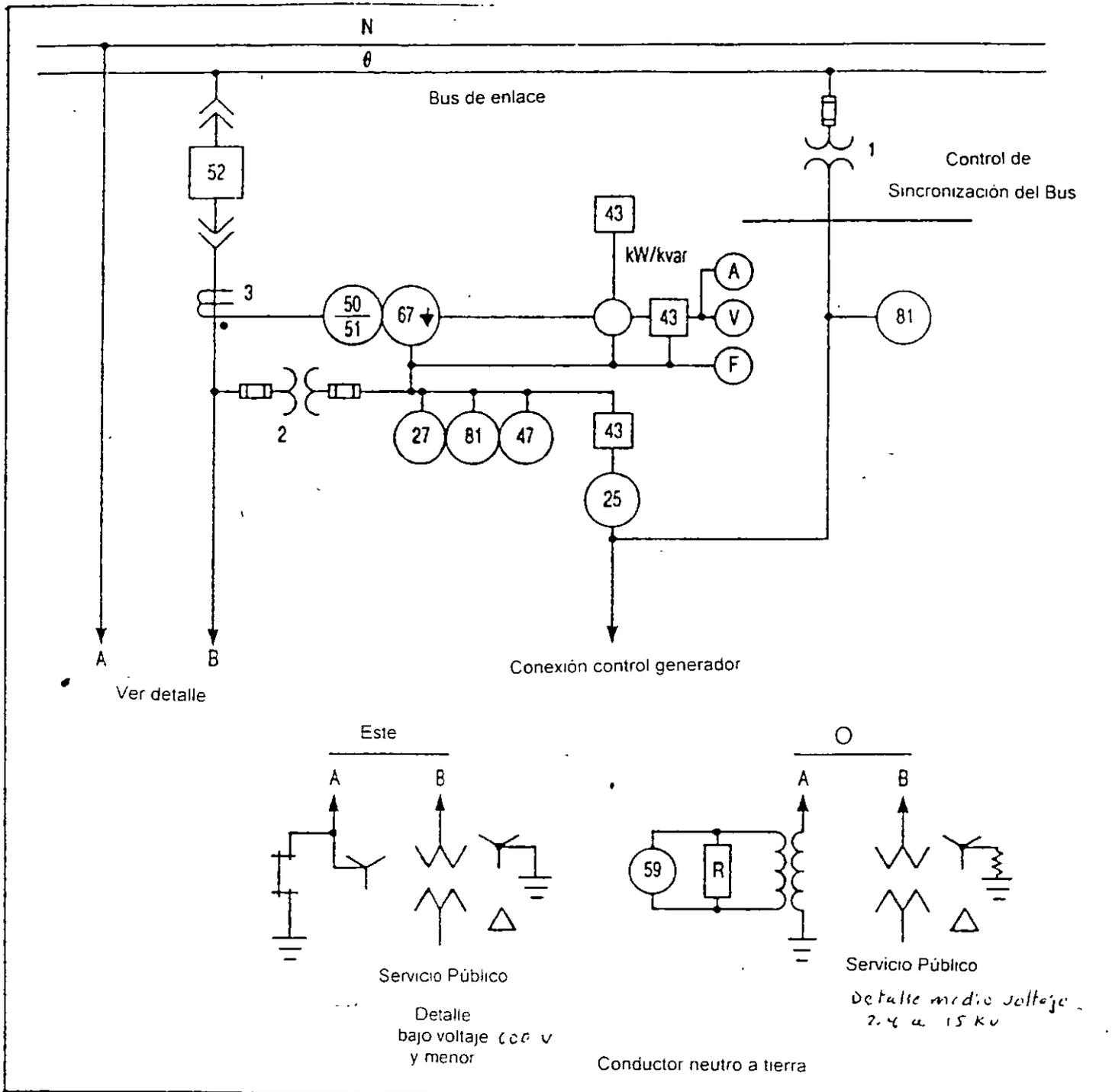


Fig. 3 Bus de enlace de la red de Servicio Público

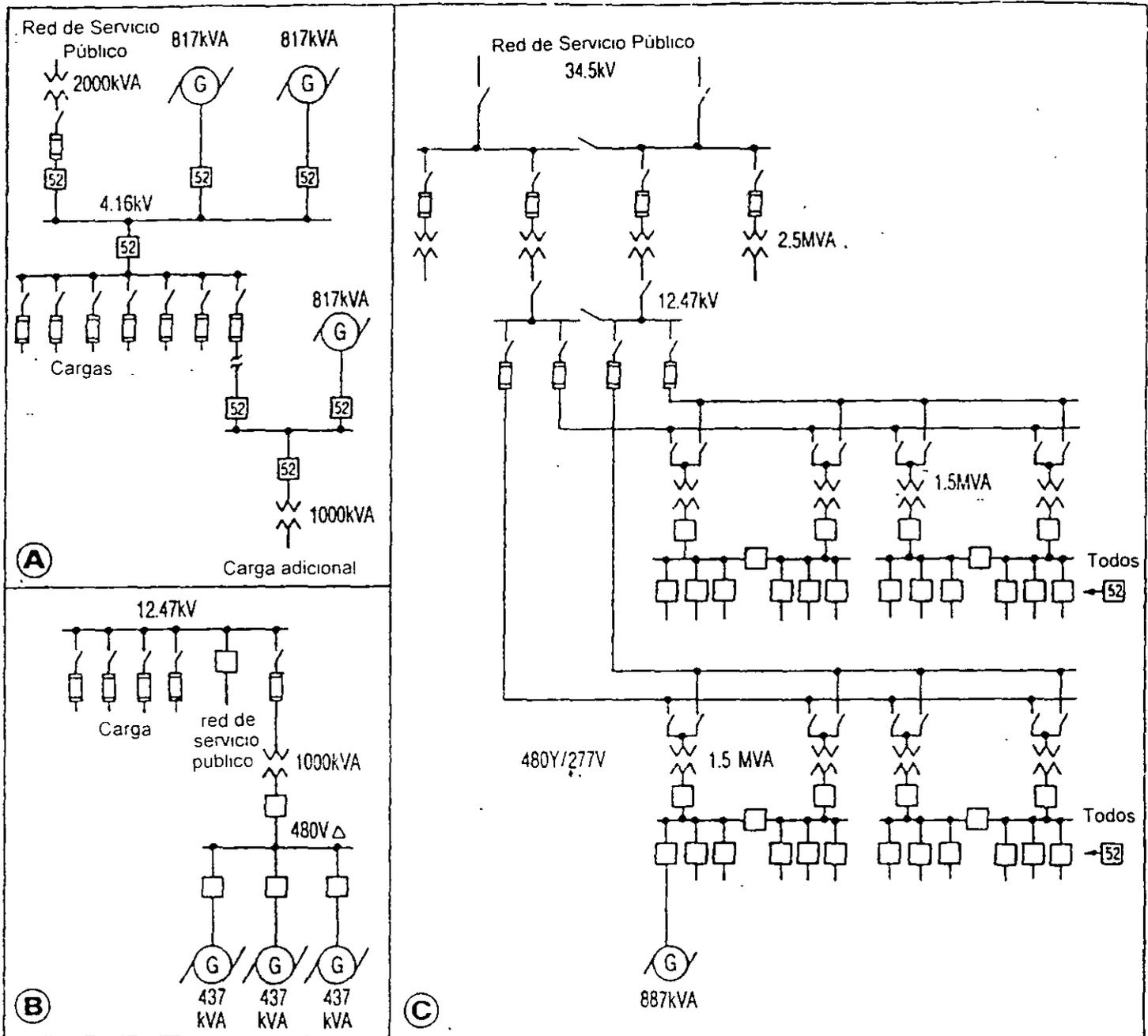


Fig. 4 Algunos tipos de conexión

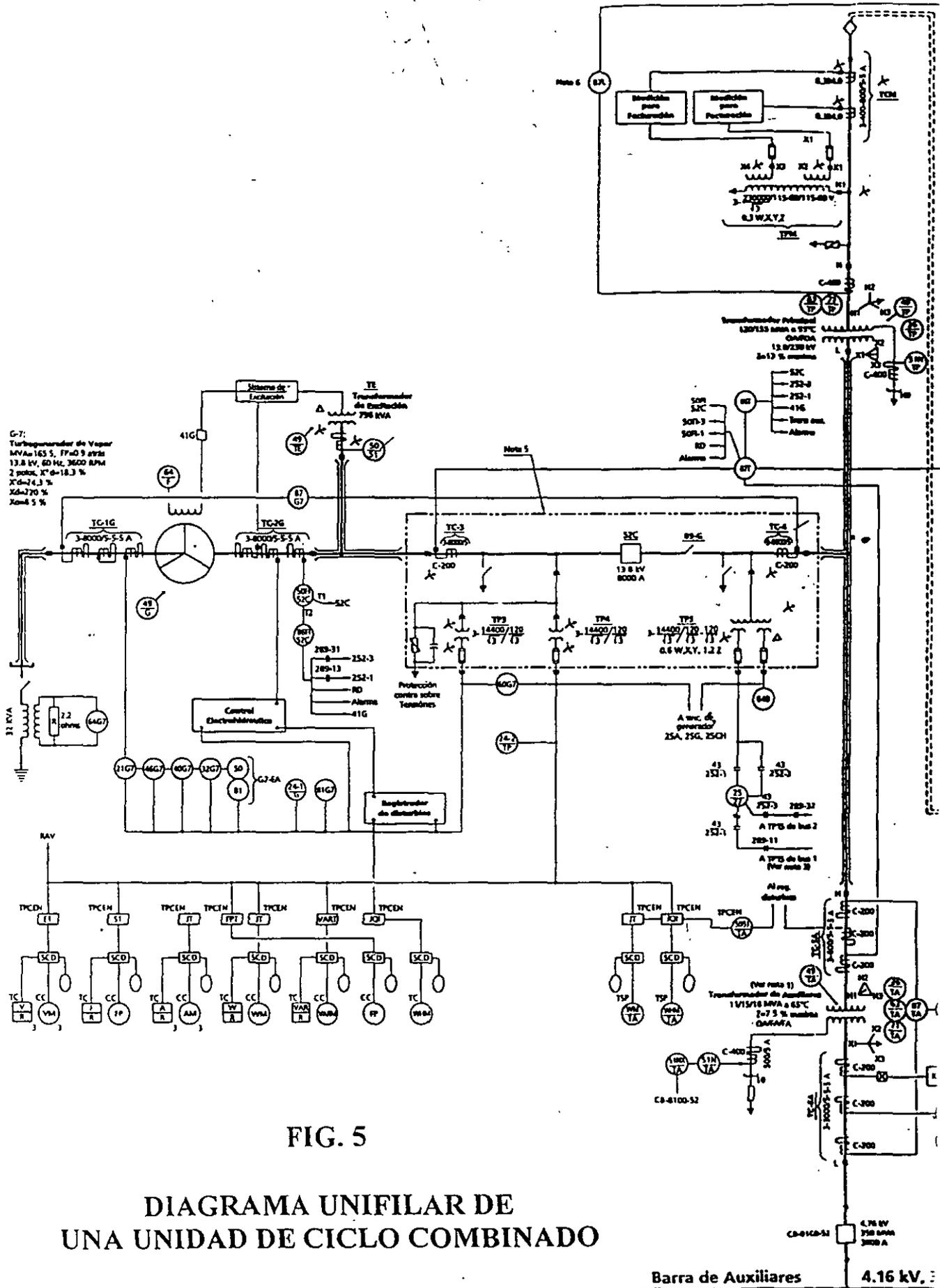


FIG. 5

DIAGRAMA UNIFILAR DE  
 UNA UNIDAD DE CICLO COMBINADO

Barra de Auxiliares 4.16 kV

