

L3 Tecnologías de la cogeneración. Turbina de vapor.



Sistemas de Potencia - Tecnología Energética
Máster Universitario en Ingeniería Industrial
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Estructura Tecnología Energética Sistemas de Potencia

1. Demanda de energía y generación
2. Introducción a la cogeneración
- 3. Tecnologías de cogeneración. TV**
4. Tecnologías de cogeneración. TG
5. Tecnologías de cogeneración. MCIA
6. Evaluación de la demanda
7. Evaluación económica
8. Sistemas de almacenamiento de energía
9. Otras tecnologías de generación

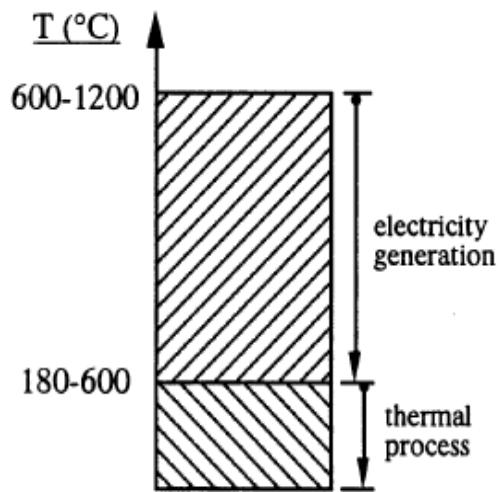
Estructura

1. Tecnologías de cogeneración
2. El ciclo de turbina de vapor
3. Aplicación del ciclo de turbina de vapor a cogeneración
4. Curvas características
5. Regulación de la carga en ciclos de vapor
6. Aplicaciones de cogeneración con ciclo de vapor

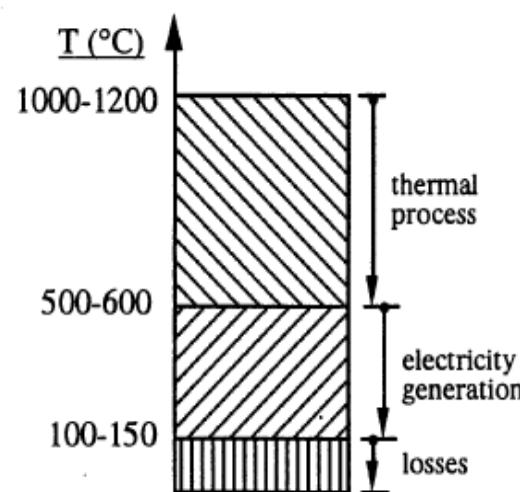
Objetivos

1. Identificar las principales componentes y configuraciones basadas en ciclo de TV
2. Conocer las curvas características de TV
3. Conocer la regulación de TV para aplicación a cogeneración
4. Entender los parámetros que caracterizan un sistema de cogeneración de TV
5. Conocer aplicaciones de cogeneración basadas en TV

Sistemas de cogeneración



Topping system



Bottoming system

Rangos de temperatura para sistemas de cola y de cabecera

1. Tecnologías plantas de cogeneración

Parámetros para evaluar la cogeneración

Rendimiento del generador $\eta_m = \frac{\dot{W}_n - \dot{W}_e}{\dot{H}_f - \dot{m}_f H_p}$

Rendimiento eléctrico $\eta_e = \frac{\dot{W}_e}{\dot{H}_f} = \frac{\dot{W}_e}{\dot{m}_f H_p}$

Rendimiento térmico $\eta_t = \frac{\dot{Q}}{\dot{H}_f} = \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_f H_p}$

Rendimiento total o global o Factor de utilización de energía (FUE):

para un ciclo se puede considerar

$$\text{FUE} = \frac{\dot{W}_e + \dot{Q}}{\dot{Q}}$$

Relación Potencia Calor:

$$\text{PHR} = \frac{\dot{W}_e}{\dot{Q}}$$

$$\text{PHR} = \frac{\eta_e}{\eta_t} = \frac{\eta_e}{\eta - \eta_e}$$

Relación Calor/Electricidad:

$$\text{RCE} = \frac{\dot{Q}}{\dot{W}_e}$$

\dot{W}_n : potencia del motor en el eje

\dot{W}_e : potencia eléctrica del motor en el eje
(considerando pérdidas por elementos auxiliares)

\dot{H}_f : potencia térmica consumida por el motor

\dot{Q} : calor útil

\dot{m}_f : gasto másico de fuel

H_p : poder calorífico inferior del fuel

$$\eta = \eta_e + \eta_t = \frac{\dot{W}_e + \dot{Q}}{\dot{H}_f}$$

1. Tecnologías plantas de cogeneración

$$\Delta F = \left(\frac{\dot{W}_e}{\eta_m} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{caldera}} \right) - \dot{m}_f H_p$$

$$IAE = \frac{\Delta F}{\frac{\dot{W}_e}{\eta_m} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{caldera}}}$$

Otros parámetros relacionados con el funcionamiento:

Fiabilidad:

$$\% \text{ Fiabilidad} = \frac{T-(S+U)}{T-S} \times 100$$

Disponibilidad:

$$\% \text{ Disponibilidad} = \frac{T-(S+U)}{T} \times 100$$

T tiempo de servicio de la planta (h/año)

S tiempo programado de mantenimiento (h/año)

U tiempo no programado de mantenimiento (h/año)

1. Tecnologías plantas de cogeneración

$$\Delta F = \left(\frac{\dot{W}_e}{\eta_m} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{caldera}} \right) - \dot{m}_f H_p$$

$$IAE = \frac{\Delta F}{\frac{\dot{W}_e}{\eta_m} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{caldera}}}$$

PARÁMETROS DE EFICIENCIA PARA ALGUNAS PLANTAS DE COGENERACIÓN

$$\eta_{caldera} = 0,9 \quad / \quad \eta_{planta\ de\ potencia} = 0,4 \quad / \quad [Y_H / Y_E] = 1/3 \quad / \quad F = 1$$

INSTALACIÓN	W	Q _{UCG}	FUE	η _{equivalente}	REE	IAE
Turbina de vapor de condensación con extracción	0,38	0,10	0,48	0,41	0,43	0,057
Turbina de vapor de contrapresión	0,25	0,60	0,85	0,45	0,75	0,235
Turbina de gas con caldera de recuperación	0,30	0,55	0,85	0,47	0,77	0,265
Ciclo combinado con turbina de contrapresión	0,40	0,42	0,82	0,54	0,75	0,318

1. Tecnologías plantas de cogeneración

	MOTOR DIESEL	MOTOR GAS	TURBINA VAPOR	TURBINA GAS	MICROTURBINA
Rendimiento eléctrico (PCI)	30-50%	25-45%	30-42%	25-40% (simple) 40-60% (combinado)	20 – 30%
POTENCIA (MW)	0,05 - 5	0,05 - 5	Cualquiera	0,5 - >250	0,025 – 0,25
Coste Instalación (€/kW)	530 - 1000	530 - 1000	530 - 700	470 - 600	330 - 870
Disponibilidad	90 – 95 %	92 – 97 %	98 - 99 %	90 – 98 %	90 – 98 %
Tiempo entre revisiones (h)	25.000 – 30.000	24.000 – 60.000	> 50.000	30.000 – 50.000	10.000 – 40.000
Características de uso	Elevado rendimiento a plena carga y parcial Robustos frente a elevado número de paradas y arranques		Operación estable Averías poco frecuentes	Temperatura de salida de gases elevada Reducidos costes de O&M	Elevada compacidad y portabilidad Reducidos costes de O&M
NOx (g/kWh)	1,35 - 15	1 - 12	0,8	0,13 – 1,8	0,18 – 0,95
Potencia Térmica (kJ/kWhe)	3.400	1.000 – 5.000	--	3.400 – 12.000	4.000 – 15.000
Temperatura útil para cogeneración (°C)	82 - 480	150 - 260	--	360 - 650	250 - 360
Campo de aplicación de la cogeneración	Agua caliente, vapor BP, calefacción distrito, frío absorción	Agua caliente, vapor BP, calefacción distrito, frío absorción	Vapor BP y AP, calefacción distrito, frío absorción	Calentamiento directo, agua caliente, vapor AP y BP, calefacción distrito, frío absorción	Calentamiento directo, agua caliente, vapor BP

1. Tecnologías plantas de cogeneración

Tecnologías de plantas de cogeneración. Ventajas e inconvenientes.

	Advantages	Disadvantages
Steam Turbines	<ul style="list-style-type: none"> High overall efficiency; Any type of fuel may be used; Heat to power ratios can be varied through flexible operation; Ability to meet more than one site heat grade requirement; Wide range of sizes available; Long working life. 	<ul style="list-style-type: none"> High heat:power ratios; High cost; Slow start-up.
Gas Turbines	<ul style="list-style-type: none"> High reliability which permits - long-term unattended operation; High grade heat available; Constant high speed enabling - close frequency control of electrical output; High power:weight ratio; No cooling water required; Relatively low investment cost per kWe electrical output Wide fuel range capability (diesel, LPG, naphtha, associated gas, landfill sewage); Multi fuel capability; Low emissions. 	<ul style="list-style-type: none"> Limited number of unit sizes within the Output range; Lower mechanical efficiency than Reciprocating engines; If gas fired, requires high-pressure supply or in-house boosters; High noise levels (of high frequency can be easily attenuated); Poor efficiency at low loading (but they can operate continuously at low loads); Can operate on premium fuels but need to be clean of dry; Output falls as ambient temperature rises due to thermal constraints within the turbine; May need long overhaul periods.

1. Tecnologías plantas de cogeneración

Tecnologías de plantas de cogeneración. Ventajas e inconvenientes.

Reciprocating Engines	<ul style="list-style-type: none"> High power efficiency, achievable over a wide load range; Relatively low investment cost per kWe electrical output; Wide range of unit sizes from 3 kWe (there are 2,000 3 kWe installations in Germany) upward; Part-load operation flexibility from 30% to 100% with high efficiency; Can be used in island mode (all ships do this) good load following capability; Fast start-up time of 15 second to full load (gas turbine needs 0.5 – 2 hours); Real multi-fuel capability, can also use HFO as fuel; Can be overhauled on site with normal operators; Low investment cost in small sizes; Can operate with low-pressure gas (down to 1 bar). 	<ul style="list-style-type: none"> Must be cooled, even if the heat recovered is not reusable; Low power:weight ratio and out-of-balance Forces requiring substantial foundations; High levels of low frequency noise; High maintenance costs.
Stirling engines	<ul style="list-style-type: none"> Technical advantages: Much experience in high power range; Less moving parts with low friction; No internal burner chamber; High theoretical efficiency; Suitable for mass production. <p>Advantages for micro-cogeneration:</p> <ul style="list-style-type: none"> No extra thermal-boiler necessary; Electricity production independent from heat production; Very low emissions; Easy to control; Can be built as an interchangeable unit. 	<ul style="list-style-type: none"> Little experience in low power range; Poor shaft efficiency by the existing machines (350 –800 Watt shaft power); Better efficiency at 3,000 Watt shaft power; First machines have been/are very expensive.

1. Tecnologías plantas de cogeneración

Tecnologías de plantas de cogeneración. Ventajas e inconvenientes.

Micro turbines	<ul style="list-style-type: none"> High reliability due to small number of moving parts; Simplified installation; Low maintenance requirement; Compact size; Light weight; Acceptable noise levels; Fuelled by domestic natural gas resource with expanded fuel flexibility; Competitive costs when built in quantity; Low emissions; High temperature exhaust for heat recovery; Acceptable power quality. 	Costs
Fuel cells	<ul style="list-style-type: none"> Low emissions and low noise; High efficiency over load range; Modular design, siting flexibility, short construction time; Automated operation, quick load changes, low maintenance; Many fuels, but require processing unless pure hydrogen. Flexible heat to power ratio; Low or high-grade heat, depending on design and fuel cell type. 	Costs, durability, power density, start-up time, degradation; Corrosion for liquid electrolytes, Sulphur.

1. Tecnologías plantas de cogeneración

Tecnologías de plantas de cogeneración. Criterios generales para selección planta de potencia.

Selection of prime movers for cogeneration

Steam turbines may be the appropriate choice for sites where:

- electrical base load is over 250 kWe
- there is a high process steam requirement; and heat:power demand ratio is greater than 3:1
- cheap, low-premium fuel is available
- adequate plot space is available
- high grade process waste heat is available (e.g. from furnaces or incinerators)
- existing boiler plant is in need of replacement
- heat:power ratio is to be minimised, using a gas turbine combined cycle

Gas turbines may be suitable if:

- power demand is continuous, and is over 1 MWe (smaller gas turbines are just starting to penetrate the market)
- natural gas is available (although this is not a limiting factor)
- there is high demand for medium/high pressure steam or hot water, particularly at temperature higher than 140°C
- demand exists for hot gases at 450°C or above – the exhaust gas can be diluted with ambient air to cool it, or put through an air heat exchanger

(Also consider using in a combined cycle with a steam turbine)

Reciprocating engines may be suitable for sites where:

- power, or processes are cyclical or not continuous
- low pressure steam or medium or low temperature hot water are required
- there is a low heat:power demand ratio
- when natural gas is available, gas powered reciprocating engines are preferred
- when natural gas is not available, fuel oil or LPG powered diesel engines may be suitable
- electrical load is less than 1 MWe - spark ignition (units available from 3 kWe to 10 MWe)
- electrical load greater than 1 MWe - compression ignition (units from 100 kWe to 20 MWe)

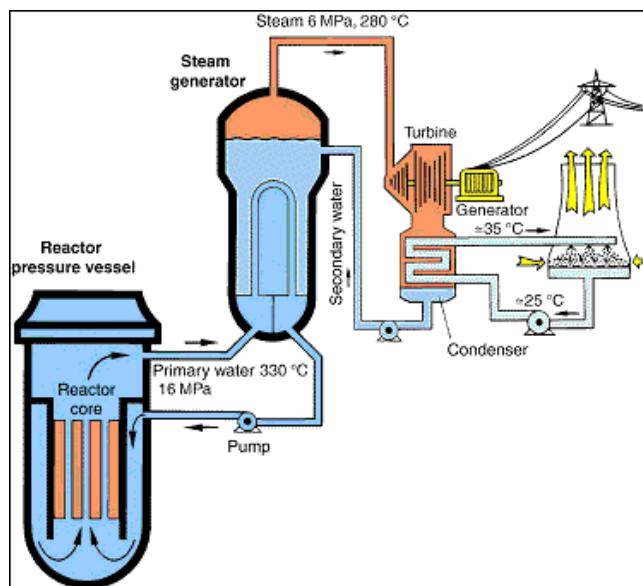
Ciclo de Rankine

- Las centrales de vapor son motores de combustión externa:
 - Requieren intercambiadores de calor para los procesos de absorción y cesión de calor
 - Estos equipos incrementan significativamente el volumen de la planta, penalizando consecuentemente la potencia específica



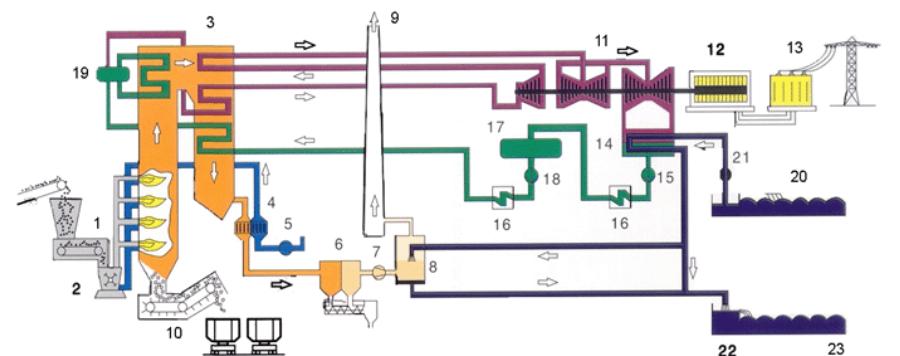
Grohnde Nuclear Power Plant in Germany

Potencia en bornas: 1,430 MW



Air
Coal, Ash
Flue Gas
Water Steam Cycle
Cooling Water

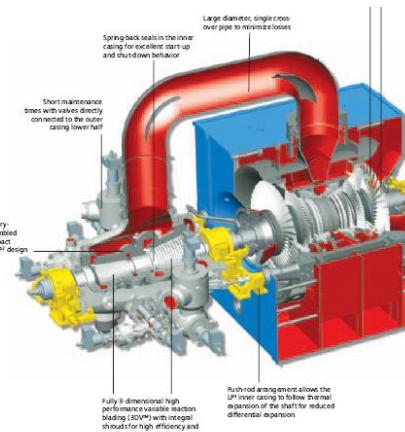
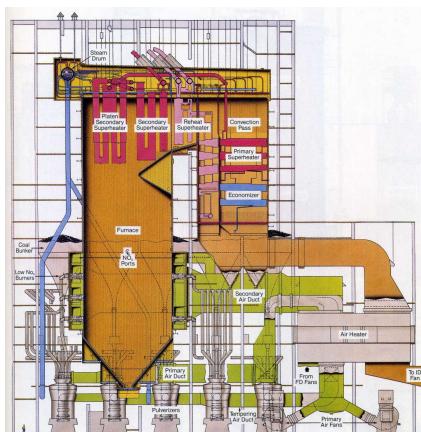
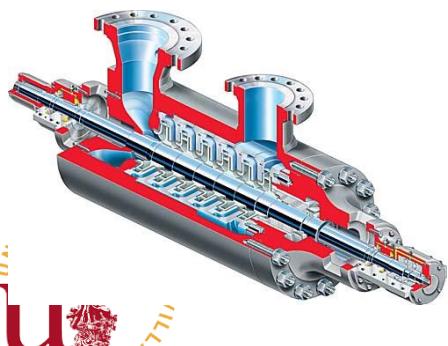
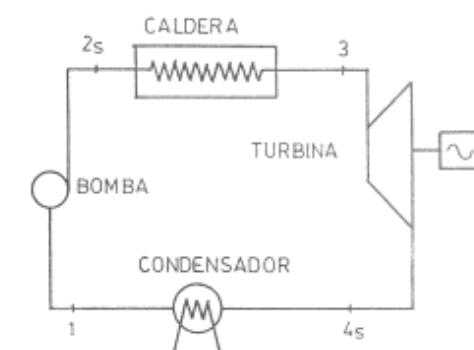
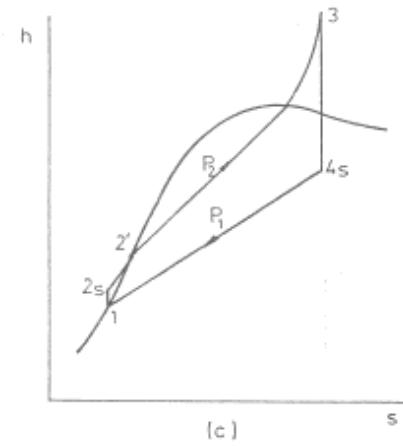
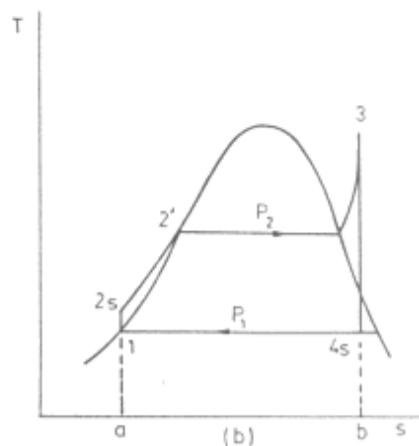
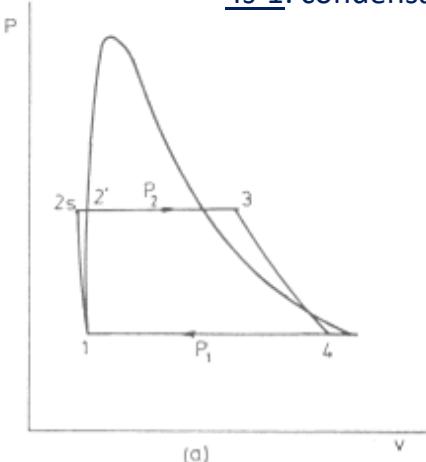
PT Jawa Power (Siemens)
Potencia en bornas: 610 MW



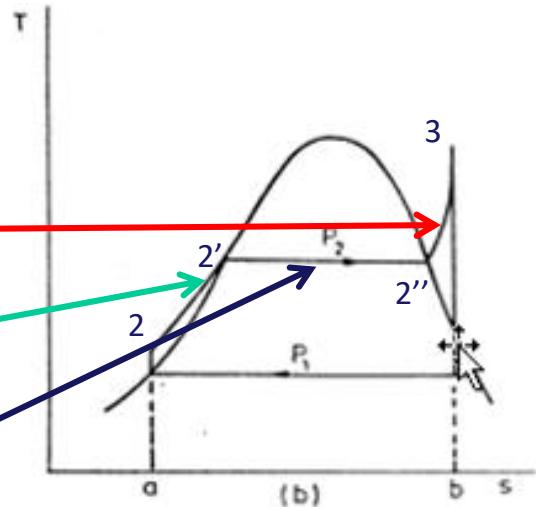
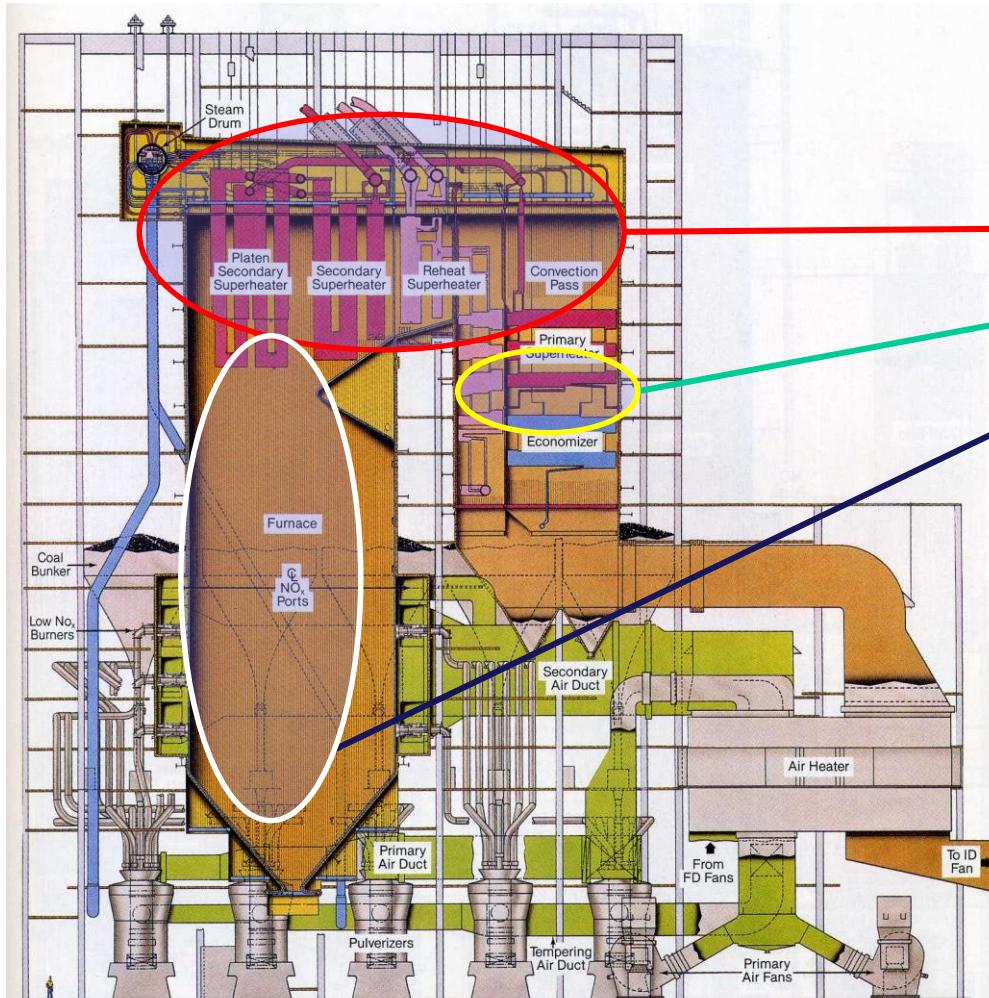
1 Coal Bunker	9 Stack
2 Coal Mill	10 Ash Handling Equipment
3 Steam Generator	11 Steam Turbine
4 Flue Gas Air Heater	12 Generator
5 Combustion Air Fan	13 Generator Transformer
6 Flue Gas Precipitator	14 Condenser
7 Flue Gas Fan	15 Condensate Pump
8 Flue Gas Desulfurization	16 Preheater
17 Feedwater Tank	
18 Feedwater Pump	
19 Boiler Drum	
20 Cooling Water Cleaning	
21 Cooling Water Pump	
22 Seal Well	
23 Outlet Culvert	

Ciclo básico de la turbina de vapor. Diagramas representativos

- El ciclo básico ideal de Rankine comprende los siguientes procesos:
 - 1-2s: Incremento de presión isentrópico en la bomba (adiabático sin pérdidas)
 - 2s-3: producción de vapor en la caldera (generalmente sobrecalentado; en ocasiones, saturado seco) a presión constante
 - 3-4s: expansión isentrópica en la turbina (adiabática sin pérdidas)
 - 4s-1: condensación a presión constante en el condensador



Ciclo básico de la turbina de vapor. Componentes (caldera)

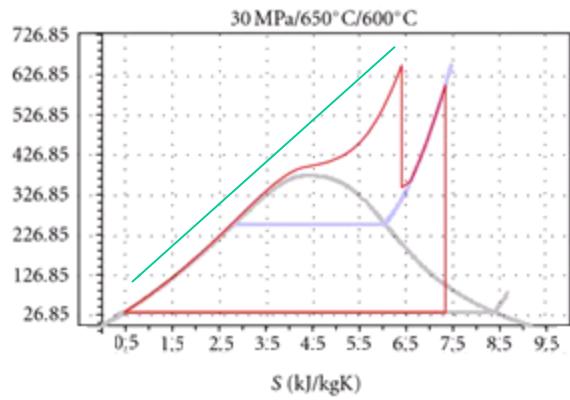


- Economizador (2-2'): agua subenfriada
- Evaporador (2'-2''): agua/vapor
- Sobrecalentador (2''-3): vapor sobrecalentado

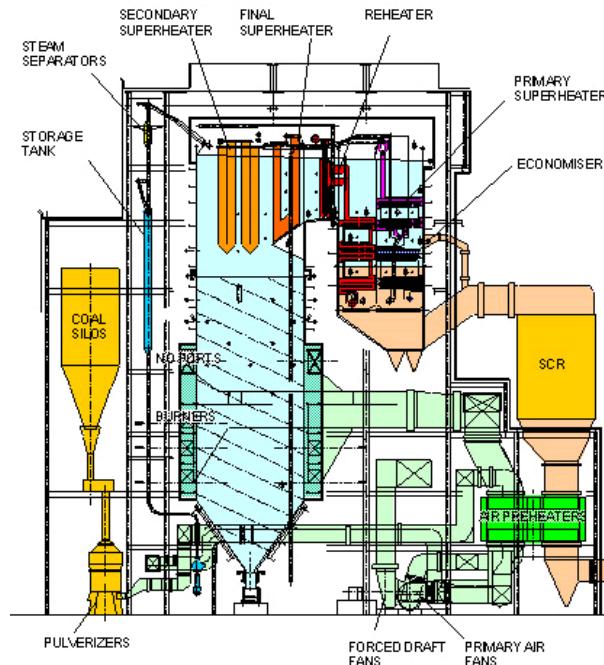
MOTORES TÉRMICOS DE COMBUSTIÓN EXTERNA FLUIDO CONDENSABLE TURBINA DE VAPOR. PLANTA DE POTENCIA COMBUSTIBLE FÓSIL. INTERCAMBIADORES - CALDERA



Wisconsin Energy Elm Road Unit 1 y 2.
Constructor: Hitachi America Ltd



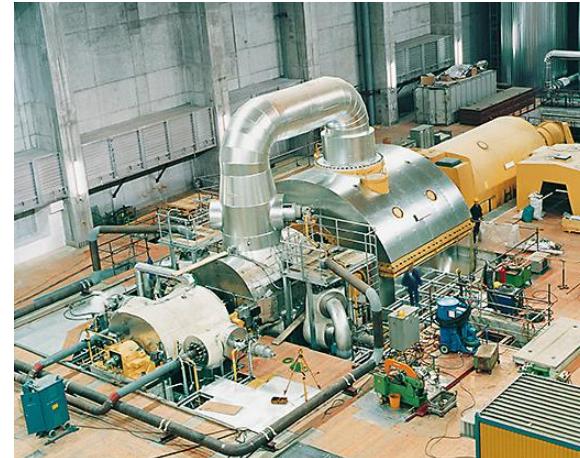
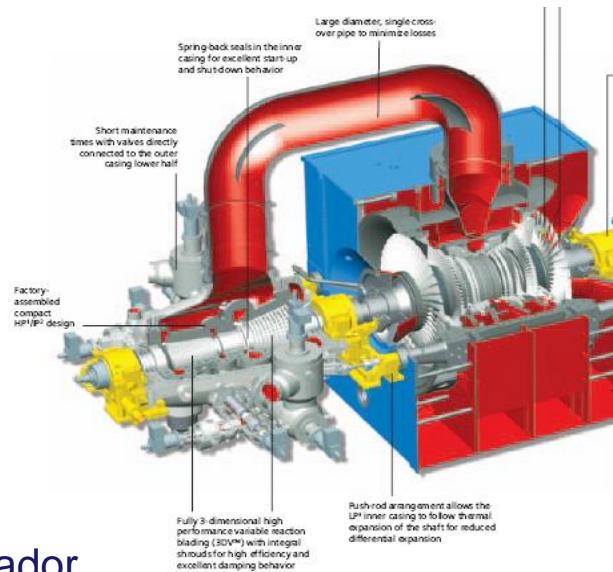
Supercrítica
262 bar



Boiler Type :	Once-Through, Benson
Generator Output :	677MW
Main Steam Flow :	4,317,000 lbs/h
Steam Conditions :	3,800 psia / 1055 °F / 1055 °F
Fuel :	Eastern Bituminous
Commercial Operation :	2009, 2010

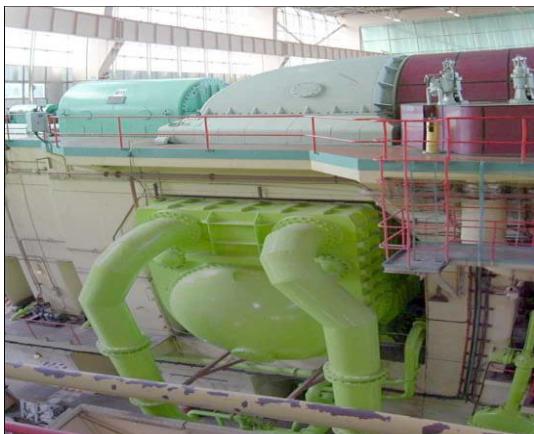
Ciclo básico de la turbina de vapor. Componentes

Turbina



Siemens SST 5-5000

Condensador



Condensador para central geotérmica (30 MW)

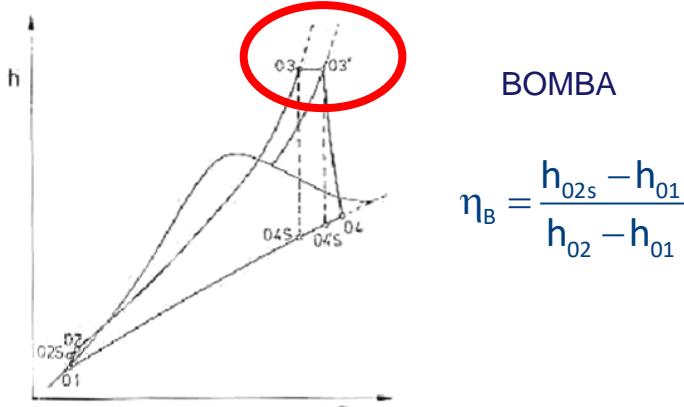
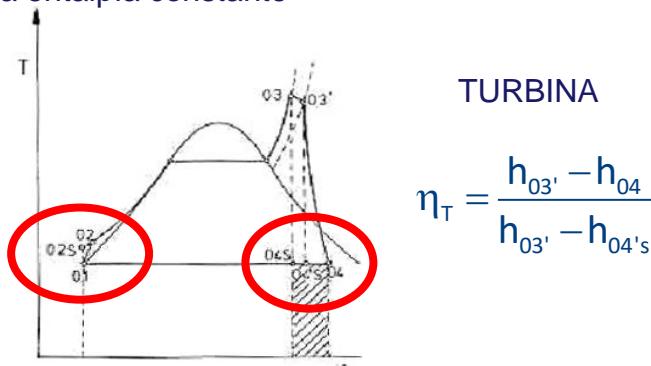


Central térmica de carbón
Matimba Power Station (Sudáfrica)
Potencia instalada 3990 MW (6 x 665 MW)
La planta está equipada con el ACC de mayor tamaño utilizado actualmente en el sector

Ciclo real de la turbina de vapor. Irreversibilidades

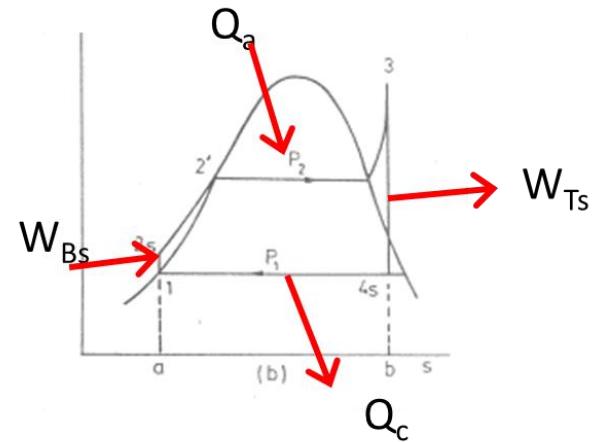
1. Irreversibilidades internas:

- Originadas en el interior de los elementos de la instalación.
- Los comportamientos no isentrópicos de bomba y turbina se tienen en cuenta a través de sus rendimientos internos.
- En el caso de las pérdidas de carga en caldera y válvula de regulación, se supone que éstas tienen lugar a entalpía constante



2. Irreversibilidades externas:

- Originadas en los procesos de transferencia de calor y energía mecánica hacia o desde los elementos internos de la instalación.
- Se tienen en cuenta a través de un rendimiento para cada uno de los efectos



1. Transferencia de calor en la caldera:

$$\dot{m}_v (h_3 - h_2) = \dot{m}_f P_C I \eta_c$$

2. Transferencia de energía mecánica en bomba y turbina:

$$W_{\text{neto}} = W_{Ts} \eta_T \eta_{mT} - \frac{W_{Bs}}{\eta_B \eta_{mB}}$$

Ciclo real de la turbina de vapor. Irreversibilidades

- El trabajo específico y el rendimiento térmico del ciclo incluyen las irreversibilidades internas y se calculan como:

$$W_{esp} = W_{Ts} \eta_T - \frac{W_{Bs}}{\eta_B}$$

$$\eta_t = \frac{W_{esp}}{Q_a} = \frac{W_{Ts} \eta_T - \frac{W_{Bs}}{\eta_B}}{h_3 - h_2}$$

- Cuando además se introducen las irreversibilidades externas, se obtienen la potencia neta y el rendimiento real, global o económico de la planta:

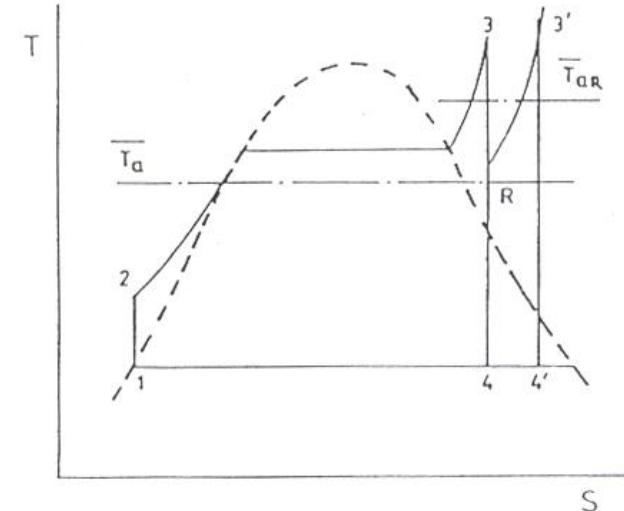
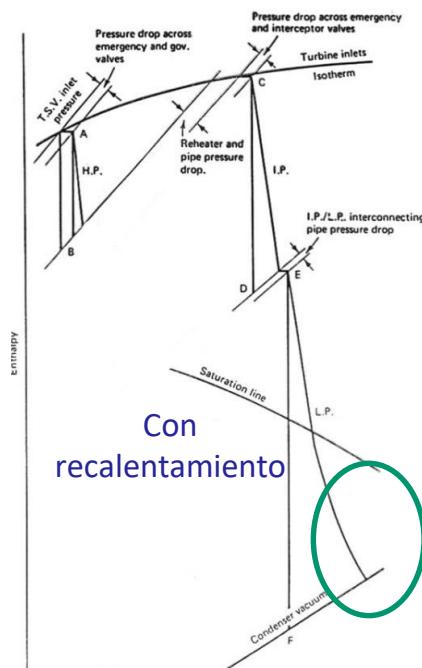
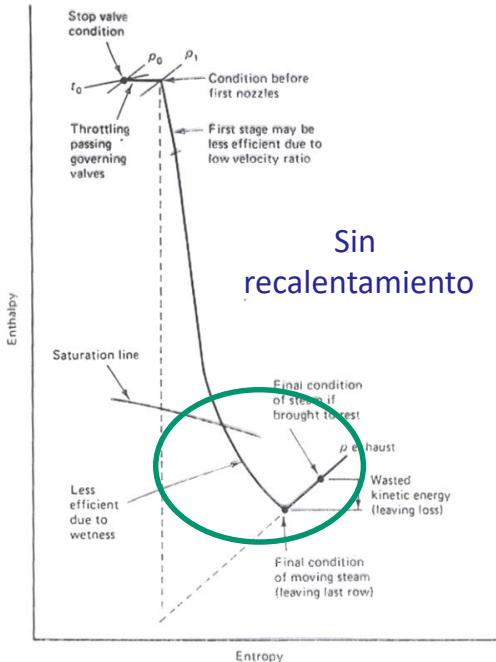
$$\dot{W}_{neta} = \dot{m}_v \left(W_{Ts} \eta_T \eta_{mT} - \frac{W_{Bs}}{\eta_B \eta_{mB}} \right)$$

$$\eta_e = \frac{\dot{W}_{neta}}{\dot{m}_f PCI} = \frac{W_{Ts} \eta_T \eta_{mT} - \frac{W_{Bs}}{\eta_B \eta_{mB}}}{\dot{m}_f PCI}$$

$$Q_{esp} = HR = \frac{1}{\eta_e} \cdot 3600 \quad [\text{kJ/kWh}]$$

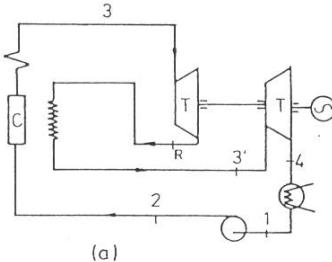
Recalentamiento intermedio

- El vapor parcialmente expansionado en la turbina se vuelve a calentar, generalmente hasta la misma temperatura inicial, para posteriormente expandirlo de nuevo en la turbina
- Objetivo principal:
 - El objetivo prioritario del recalentamiento intermedio es reducir la humedad en los últimos escalonamientos de la turbina ($x_4 > x_4'$)*

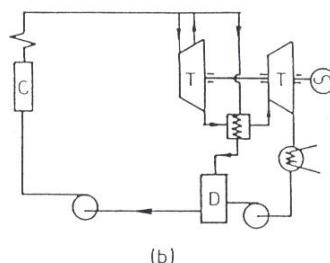


Como consecuencia de la reducción de humedad aumenta el rendimiento interno de la turbina

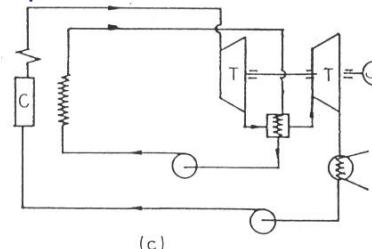
Recalentamiento caldera



Recalentamiento vapor vivo o extracción

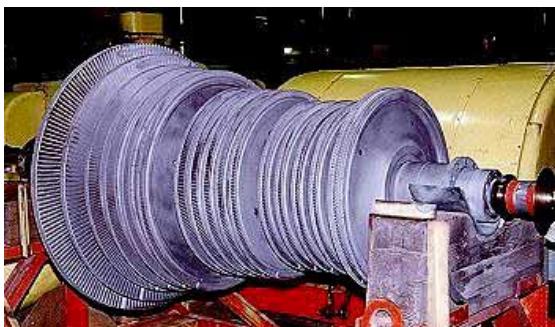
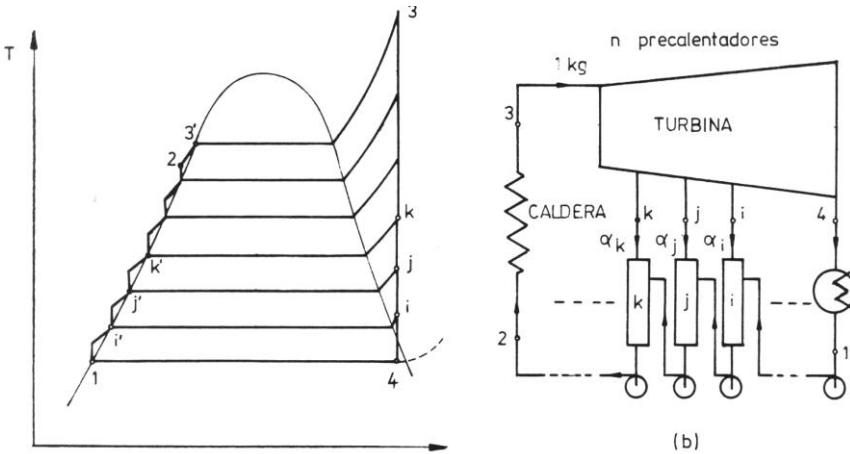


Recalentamiento fluido caloportador en circuito cerrado



Ciclo regenerativo

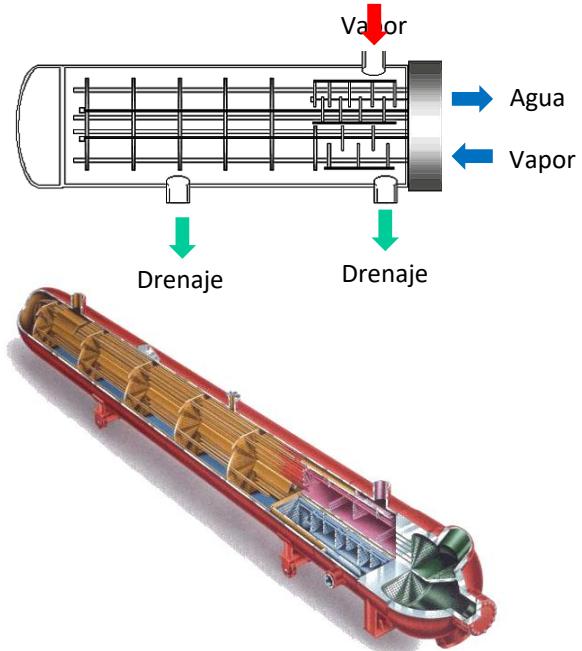
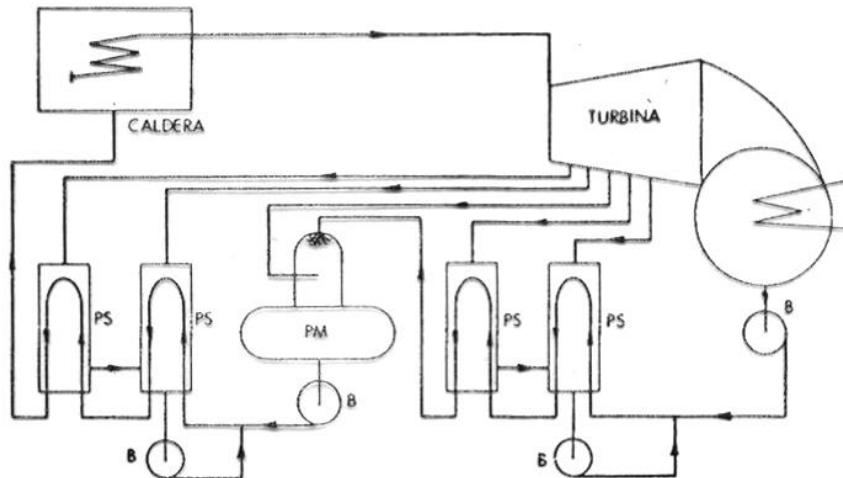
El ciclo regenerativo presenta las siguientes ventajas fundamentales:



1. El rendimiento térmico mejora
2. La cantidad de calor cedida en el condensador disminuye (menor tamaño del equipo)
3. El gasto másico de vapor en los últimos escalonamientos de la turbina es menor, lo que permite reducir la velocidad de salida y, con ello, las pérdidas de escape
4. El trabajo específico de la turbina disminuye (referido a vapor vivo):
 - Es preciso aumentar el gasto de vapor vivo para producir la misma potencia
 - Aumenta el gasto en los primeros escalonamientos: mejora el rendimiento de la sección de alta presión (menor parcialidad)
 - El gasto por la sección de baja presión aumenta menos (proporcionalmente) por lo que el rendimiento interno mejora (menor peso de la zona húmeda de la turbina)

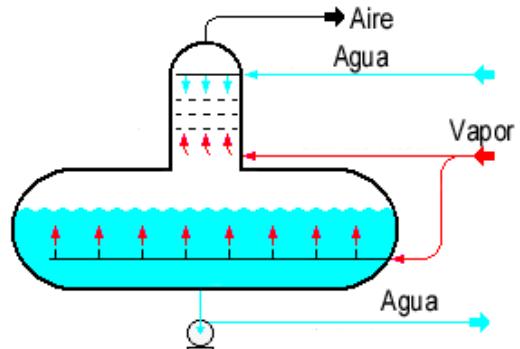
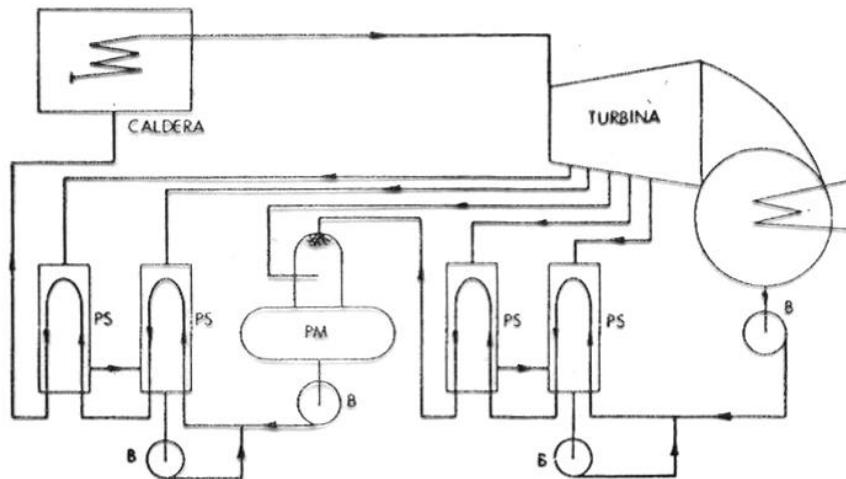
Ciclo regenerativo. Precalentadores

- Los precalentadores empleados en la práctica son de superficie

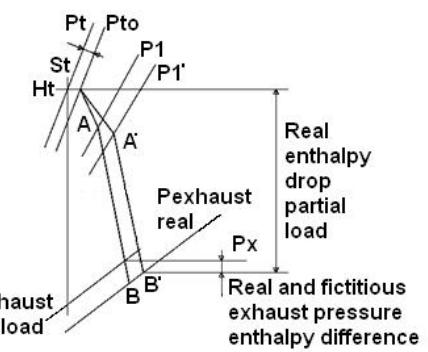
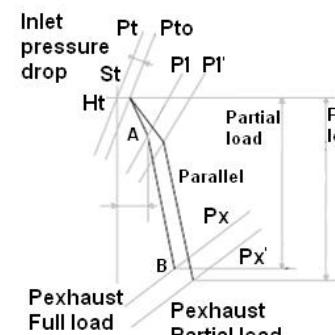
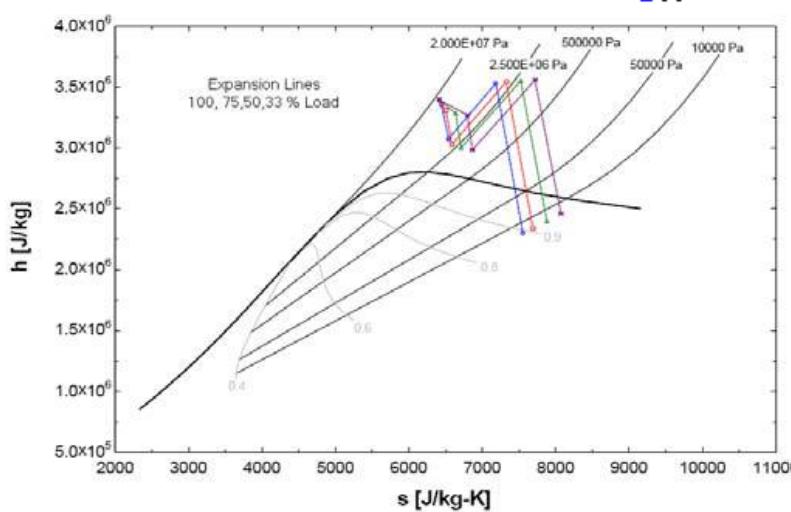
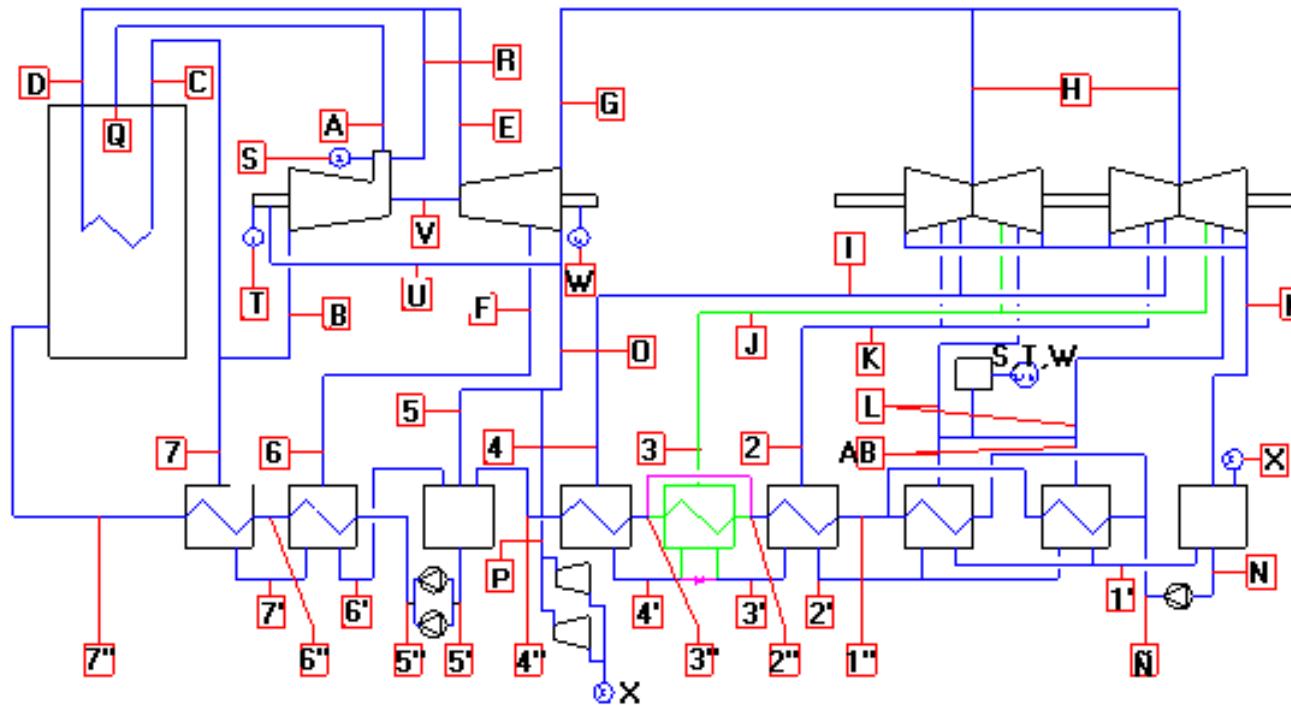


Ciclo regenerativo. Desgasificador

- Los precalentadores empleados en la práctica son de superficie
- No obstante, existe un precalentador de mezcla denominado “desgasificador” que se sitúa en la mitad del tren de precalentamiento
 1. Precalienta el agua de alimentación
 2. Permite la eliminación de gases no condensables de la instalación
 3. Sirve de depósito de acumulación de agua para la planta



Turbina de vapor. Ciclos y Configuraciones



Turbina de vapor. Principales características

Arranques

Operación a cargas parciales

Auxiliares



Sistemas de cogeneración de turbina de vapor

La fuente de calor más común es una caldera, que puede quemar cualquier tipo de combustible o ciertas combinaciones de combustibles, y produce vapor sobrecalegado. En lugar de una caldera, se pueden usar reactores nucleares, también se puede usar energía renovable como biomasa o radiación solar concentrada. Incluso se pueden quemar subproductos de desecho, siempre que la caldera esté equipada con unidades adecuadas de reducción de la contaminación.

Las condiciones de operación pueden variar en un amplio rango. Para aplicaciones de cogeneración, la presión del vapor puede variar desde unos pocos bar hasta alrededor de 100 bar; en el sector de servicios públicos, también se pueden usar presiones más altas.

La temperatura del vapor puede variar desde unos pocos grados de sobrecaleamiento hasta alrededor de 450 °C, y, en el sector de servicios públicos, hasta alrededor de 540 °C. La potencia de salida suele estar en el rango de 0,5-100 MW, aunque también es posible una mayor potencia.

Los sistemas de turbina de vapor tienen una alta fiabilidad, que puede alcanzar el 95%, alta disponibilidad (90-95%) y un ciclo de vida prolongado (25-35 años). El período de instalación es bastante largo: 12-18 meses para unidades pequeñas, hasta tres años para sistemas grandes.

Sistemas de cogeneración de turbina de vapor

Rendimiento y PHR de sistemas de turbinas de vapor

El rendimiento total es relativamente alto (60-85%) y disminuye solo ligeramente a carga parcial.

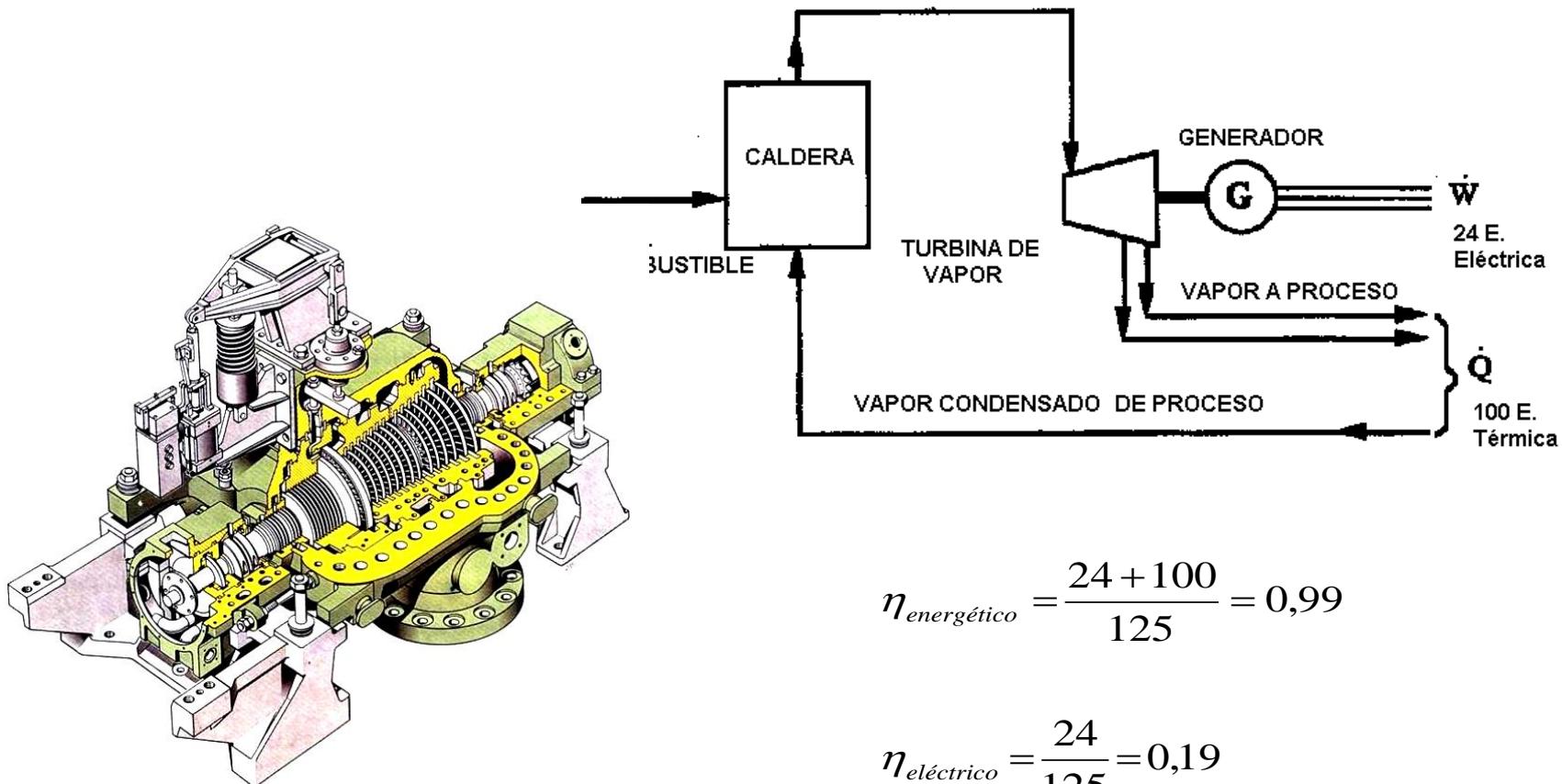
Sin embargo, el rendimiento eléctrico es bajo (los valores en el rango de 15 - 20% no son raros),

Lo que resulta en baja relación potencia / calor (PHR = 0.1 -0.5).

En general, cuanto mayor es la temperatura requerida para el vapor de proceso, menor es el rendimiento eléctrico.

El rendimiento eléctrico se puede aumentar hasta cierto punto aumentando la presión y la temperatura del vapor en la entrada de la turbina.

Turbina de vapor de contrapresión



$$\eta_{\text{energético}} = \frac{24 + 100}{125} = 0,99$$

$$\eta_{\text{eléctrico}} = \frac{24}{125} = 0,19$$

Sección interior de una turbina de contrapresión.

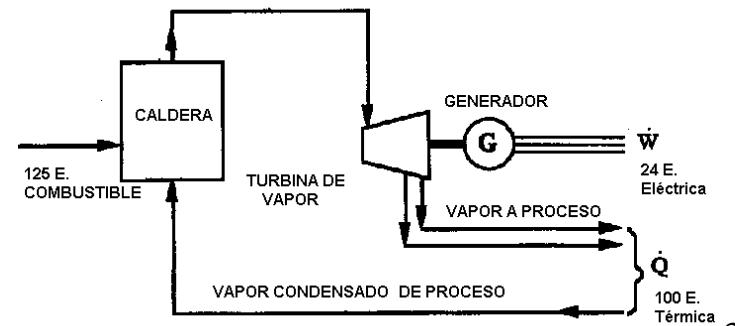
Turbina de vapor de contrapresión

Es la configuración más simple. El vapor sale del generador, entra a la turbina, se expande y sale de la turbina a una presión más alta o al menos igual a la presión atmosférica, en las condiciones demandadas por el proceso o carga térmica. Esta es la razón por la cual se usa el término "contrapresión".

También es posible extraer vapor de las etapas intermedias de la turbina de vapor, a una presión y temperatura apropiadas para la carga térmica. Estas extracciones se llaman automáticas porque su presión de extracción se mantiene constante, independientemente del caudal de vapor extraído.

Después de la salida de la turbina, el vapor va al proceso (carga térmica), donde libera calor y se condensa. La entalpía del vapor a la salida de la turbina, que se perdería normalmente en el condensador de un ciclo de potencia clásico, es aprovechada en el proceso, con lo que aumentaría el rendimiento global de la instalación.

El condensado vuelve al sistema con un caudal que puede ser menor que el caudal de vapor, si se usa gasto de vapor en el proceso o si hay pérdidas a lo largo de la tubería. El agua de reposición cumpliría el balance de masa.



Turbina de vapor de contrapresión

La potencia que puede obtenerse de una turbina de contrapresión depende de los siguientes factores:

- Entalpía del vapor a la entrada de la turbina
- Entalpía del vapor a la salida, que depende del rendimiento isoentrópico de la turbina
- Gasto másico de vapor
- Rendimiento mecánico

En una central de cogeneración suelen ser pequeñas, por lo que tienen un bajo rendimiento isentrópico. Esto hace que la entalpía a la salida sea más alta, con lo que la relación energía térmica/eléctrica será más alta, lo cual puede ser beneficioso en aplicaciones de cogeneración.

En sistemas de cogeneración, el vapor sale de la turbina a una presión y temperaturas fijadas por el proceso.

- Si se quisiese aumentar la potencia de la turbina manteniendo el gasto másico de vapor a proceso, se tendría que aumentar la entalpía de entrada, aumentando la presión y la temperatura. Esto requeriría mayor inversión en el generador de vapor y mayores costos de operación.
- Si se quisiese aumentar el gasto de vapor a proceso, la turbina tendría que ser mayor, pues normalmente están asociadas a mayores presiones y temperaturas a la entrada de esta, para alcanzar una tasa de rentabilidad aceptable en la inversión requerida.

Turbina de vapor de contrapresión

Ventajas:

- Configuración simple con pocos componentes.
- Se evitan los costos de las etapas de baja presión de la turbina, que son más caras
- Bajo costo de capital
- Reducida flujo de refrigeración o incluso nula.
- Alto rendimiento total, porque no hay cesión de calor al medio ambiente a través de un condensador.

Desventajas:

- La turbina de vapor es más grande para la misma potencia de salida, porque funciona con una diferencia de entalpía inferior de vapor.
- El caudal masico de vapor a través de la turbina depende de la carga térmica.

En consecuencia, la electricidad generada por el vapor se controla mediante la carga térmica, lo que da como resultado poca o ninguna flexibilidad para hacer coincidir directamente la salida eléctrica con la carga eléctrica.

Por lo tanto, se necesita una conexión bidireccional con la red para comprar electricidad suplementaria o vender el exceso de electricidad generada.

El aumento de la producción de electricidad es posible mediante la descarga de vapor directamente a la atmósfera, pero esto es muy ineficiente, porque se desperdicia agua tratada de las calderas y, muy probablemente, en mal funcionamiento económico y energético.

Turbina de vapor de contrapresión

- El caudal másico de vapor a través de la turbina depende de la carga térmica.

En consecuencia, la electricidad generada por el vapor se controla mediante la carga térmica, lo que da como resultado poca o ninguna flexibilidad para hacer coincidir directamente la salida eléctrica con la carga eléctrica.

Por lo tanto, se necesita una conexión bidireccional con la red para comprar electricidad suplementaria o vender el exceso de electricidad generada.

El aumento de la producción de electricidad es posible mediante la descarga de vapor directamente a la atmósfera, pero esto es muy ineficiente, porque se desperdicia agua tratada de las calderas y, muy probablemente, en mal funcionamiento económico y energético.

Una forma de alcanzar cierta flexibilidad para producir más energía eléctrica y no desperdiciar ese gasto de vapor de más, es extraer vapor de la turbina para el precalentamiento por regeneración del agua de alimentación. La potencia térmica se reduce entonces con todo el calor de condensación del vapor extraído, mientras que la potencia mecánica se reduce menos, porque el vapor extraído todavía entrega trabajo por su expansión incompleta. El rendimiento total apenas varía.

Turbina de vapor de contrapresión

Diseño de un sistema de cogeneración con turbina de contrapresión

Requiere un análisis detenido de las características de cada turbina, en general, estos datos serán suministrados por el fabricante.

Ideas generales sobre el comportamiento característico de las turbinas de contrapresión:

- El rendimiento interno de las turbinas de contrapresión aumenta con la potencia.
- El rendimiento interno mejora al aumentar el grado de recalentamiento del vapor, como consecuencia de una reducción en las pérdidas debidas a la presencia de humedad
- Cada turbina se diseña para una cierta relación de presión, de forma que el rendimiento disminuye si esa relación de presión es inferior o superior a la de diseño.

Para predecir la producción de electricidad de un sistema de cogeneración, es necesario conocer el comportamiento de la turbina da carga parcial.

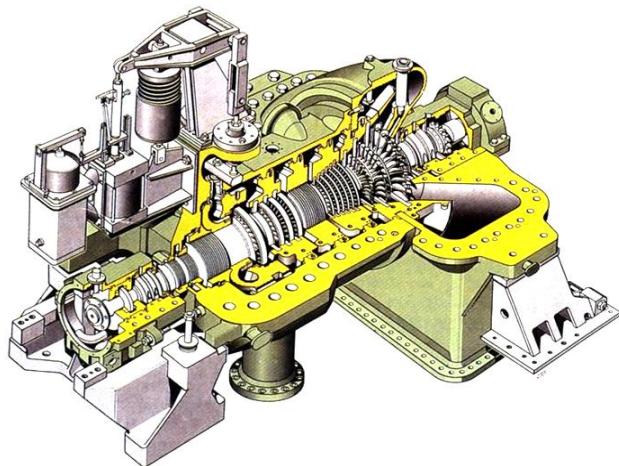
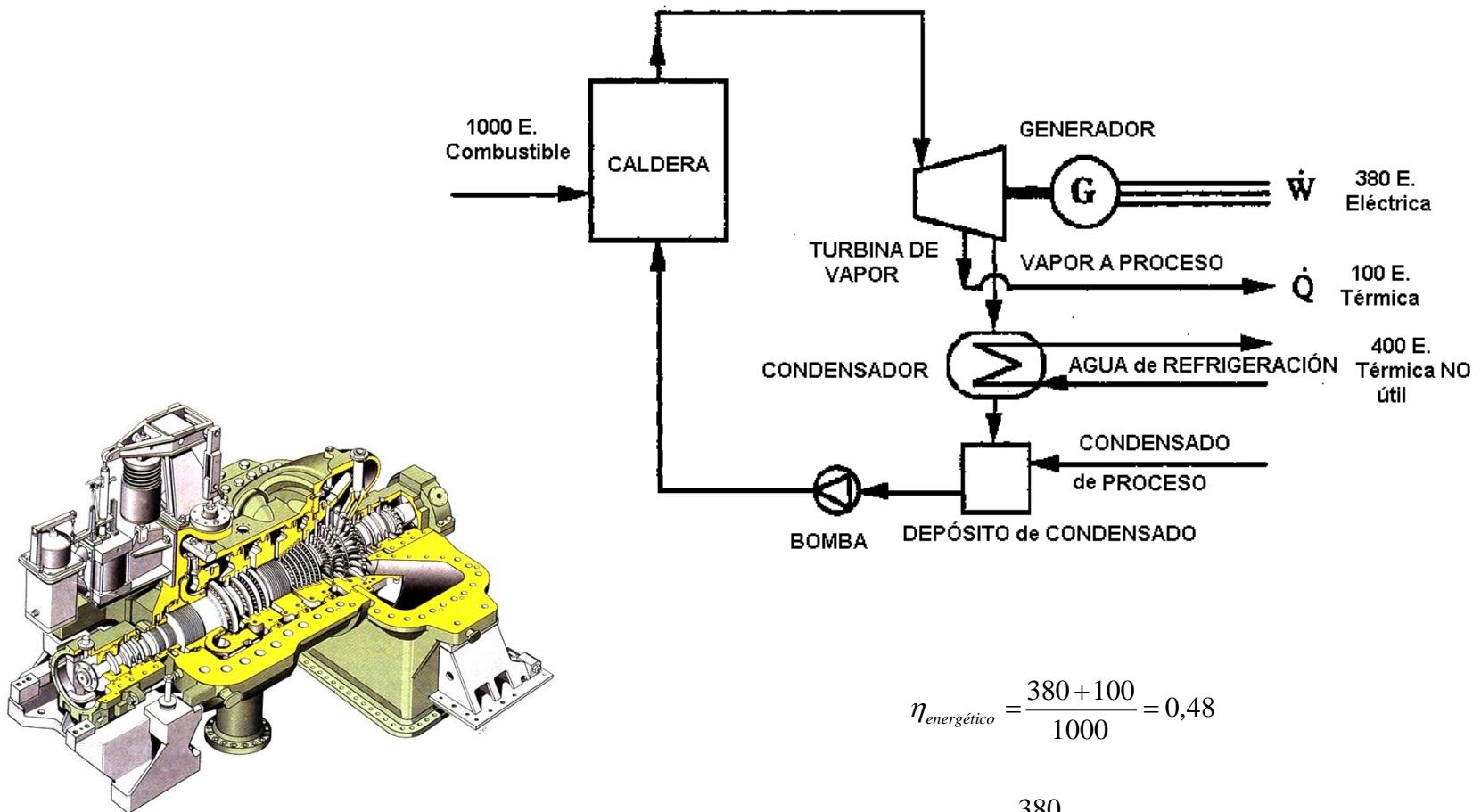
- Para ello se utilizan unos gráficos de la potencia en función del gasto que atraviesa la turbina.
- La relación entre la potencia y el caudal másico es aproximadamente lineal, y es suministrada por el fabricante.

Turbina de vapor de contrapresión

Eficiencia y PHR de sistemas de turbinas de vapor de contrapresión

- El rendimiento total puede alcanzar el 85%, cuando se utiliza toda la energía térmica del vapor y el condensado vuelve de los procesos sin enfriamiento adicional y sin calor cedido al ambiente,
- PHR permanece aproximadamente constante durante los cambios de carga, dado que la potencia eléctrica generada es proporcional al caudal de vapor hacia el proceso,

Turbina de vapor de extracción condensación



Sección interior de una turbina de vapor de condensación con extracción. Cortesía Siemens.

$$\eta_{\text{energético}} = \frac{380 + 100}{1000} = 0,48$$

$$\eta_{\text{eléctrico}} = \frac{380}{1000} = 0,38$$

Turbina de vapor de extracción condensación

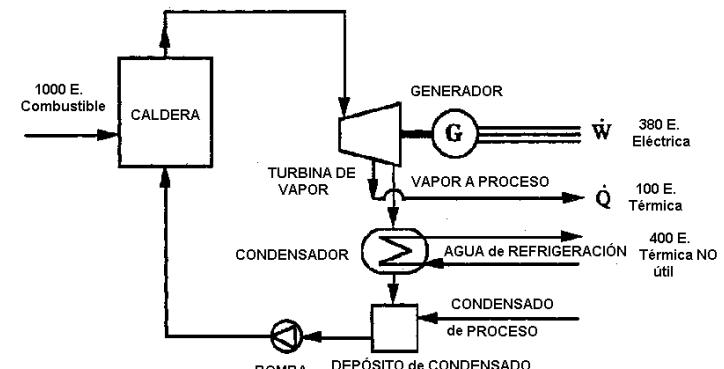
El vapor para la carga térmica se obtiene por extracción de una o más etapas intermedias a la presión y temperatura apropiadas, según demanda el proceso.

Si el gasto de vapor que entra a la turbina es mayor que el demandado por el proceso, el vapor restante se expande hasta la presión del condensador, que puede ser tan bajo como 0,05 bar con la temperatura de condensación correspondiente de aproximadamente 33 °C.

Es bastante improbable que dicho calor a baja temperatura encuentre una aplicación útil y, por consiguiente, se cede al medio ambiente en un condensador.

El vapor extraído también se podría usar para precalentar el agua de alimentación por regeneración, lo que mejora la eficiencia del ciclo Rankine y para accionar equipos auxiliares.

Podría ser considerada como una turbina de contrapesión y luego otra de condensación, operando en serie.



Turbina de vapor de extracción condensación

Capacidad de satisfacer una relación energía térmica/ eléctrica, variable en un intervalo muy amplio.

- Cuando la demanda de vapor de procesos es elevada, la máquina funciona al 100% de extracción y es básicamente una turbina de contrapresión.
- Si la demanda de proceso disminuye, el exceso de vapor se envía a la sección de condensación, donde se genera una potencia eléctrica adicional.

Si no existiera el cuerpo de baja presión:

- el exceso de vapor tendría que ser venteados a la atmósfera, o bien,
- el generador de vapor tendría que funcionar a carga parcial, con la consiguiente disminución de su rendimiento.

En realidad son como dos turbinas en serie: cada una de ellas tendrá un rendimiento característico que dependerá del gasto de vapor.

- Turbina de contrapresión: Cuando la extracción es al 100% y la carga es máxima, la sección de contrapresión presenta el rendimiento máximo.
- Turbina de condensación : Cuando la extracción es cero y la carga es máxima, presenta el rendimiento máximo.
- El rendimiento del conjunto será el resultado de ambos rendimientos.

Turbina de vapor de extracción condensación

A veces se ponen dos turbinas: una de contrapresión y otra de condensación.

- A extracción máxima: la turbina de condensación no es necesaria y se para (también sus auxiliares):
 - por lo que se ahorra energía.
 - Habría que volver a poner en funcionamiento la turbina de condensación, lo que requiere un periodo de calentamiento.
- El coste de dos turbinas es mayor que el de una sola con dos cuerpos.

Cuando hay sólo una turbina con dos cuerpos:

- siempre van a existir unas pérdidas en la sección de condensación, porque siempre va a funcionar.

Turbina de vapor de extracción condensación

Para que se considere cogeneración siempre tiene que haber extracción. Cuando la extracción es menor que la del 100% el rendimiento global del sistema de cogeneración disminuye sensiblemente, este es precisamente el mayor inconveniente de este tipo de sistemas y la razón principal de que su implantación esté poco extendida.

Ocasiones en que esta configuración puede ser la más apropiada:

- No existe la posibilidad de conectarse a una red eléctrica, de manera que el sistema de cogeneración ha de autogenerar toda la electricidad demandada.
- La energía requerida para producir el vapor está disponible a un bajo precio, bien a partir de un combustible residual, o porque es un calor residual que se recupera.
- La potencia producida por la turbina de condensación puede reducir los picos de demanda eléctrica y ello puede permitir reducir la potencia contratada.
- Si se trata de una planta industrial con varios grupos de turbogeneradores, en funcionamiento normal la potencia generada por el cuerpo de condensación será mínima, pero puede ser utilizada como reserva cuando se produzca la parada de algún grupo.
- En proyectos de cogeneración conjuntos industria-compañía eléctrica, la potencia del cuerpo de condensación es otra fuente de generación, que podrá ser utilizada de acuerdo con las fluctuaciones de la demanda.

Turbina de vapor de extracción condensación

En comparación con el sistema de contrapresión, el de condensación

- tiene un costo de capital más alto
- en general, un rendimiento total menor.
- sin embargo, puede controlar la potencia eléctrica de forma independiente, en cierta medida, de la carga térmica mediante la regulación adecuada del caudal de vapor a través de la turbina.

Rendimiento y PHR de sistemas de turbinas de vapor de extracción condensación

- Rendimiento total menor, debido al calor cedido a través del condensador al ambiente
- Capacidad de cambiar el valor de PHR:
 - capacidad de cambiar la potencia eléctrica y térmica de forma independiente, dentro de ciertos límites y, en consecuencia, cambiar el valor de PHR.
 - Es la principal ventaja de estos sistemas.

Turbina de vapor en ciclo de cola

Muchos procesos industriales (por ejemplo, en acerías, fábricas de vidrio, fábricas de cerámica, molinos de cemento, refinerías de petróleo) operan con gases de escape a alta temperatura (1000-1200 °C). Después del proceso, los gases aún están a alta temperatura (500-600 °C). En lugar de liberarlos directamente en la atmósfera, pueden pasar a través de una calera de recuperación de calor (HRSG) que produce vapor, que luego impulsa una turbina de vapor. Por lo tanto, la energía del combustible se utiliza por primera vez para cubrir una carga térmica y luego para producir electricidad mediante un sistema de turbina de vapor en un ciclo inferior.

Con turbinas de condensación, de contrapresión o con la condensación o la extracción de la turbina de contrapresión, si es necesario.

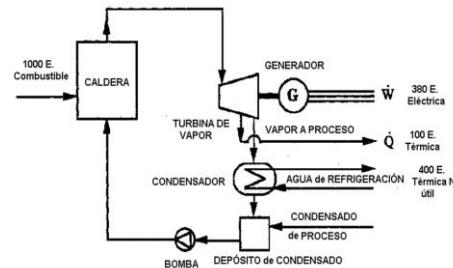
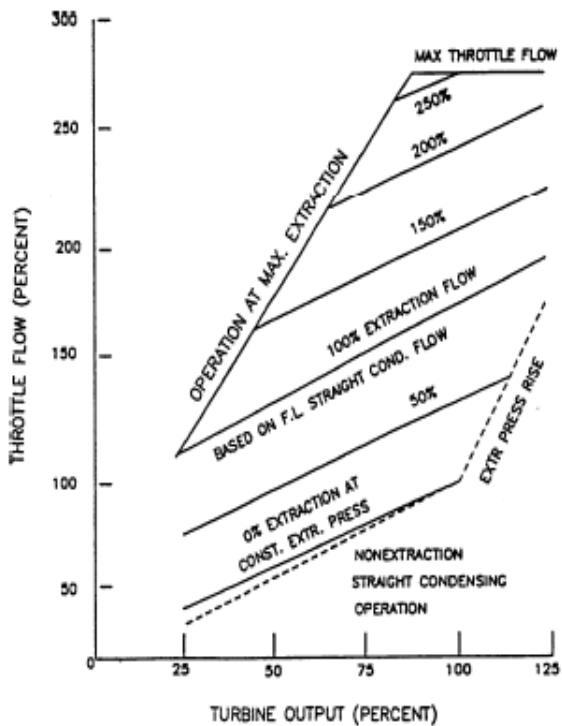
El rendimiento eléctrico bajo (5 -15%), pero la electricidad producida es a partir de energía térmica, que de otro modo sería cedida al medio ambiente.

Operación a carga parcial

El rendimiento óptimo de una turbina de vapor se da típicamente a aproximadamente el 95% de la potencia nominal.

Como la mayoría de las turbinas utilizadas en los sistemas de cogeneración son dispositivos multietapa diseñados para una aplicación específica, que a menudo tienen capacidades de condensación y extracción, las características de carga parcial son exclusivas de cada turbina.

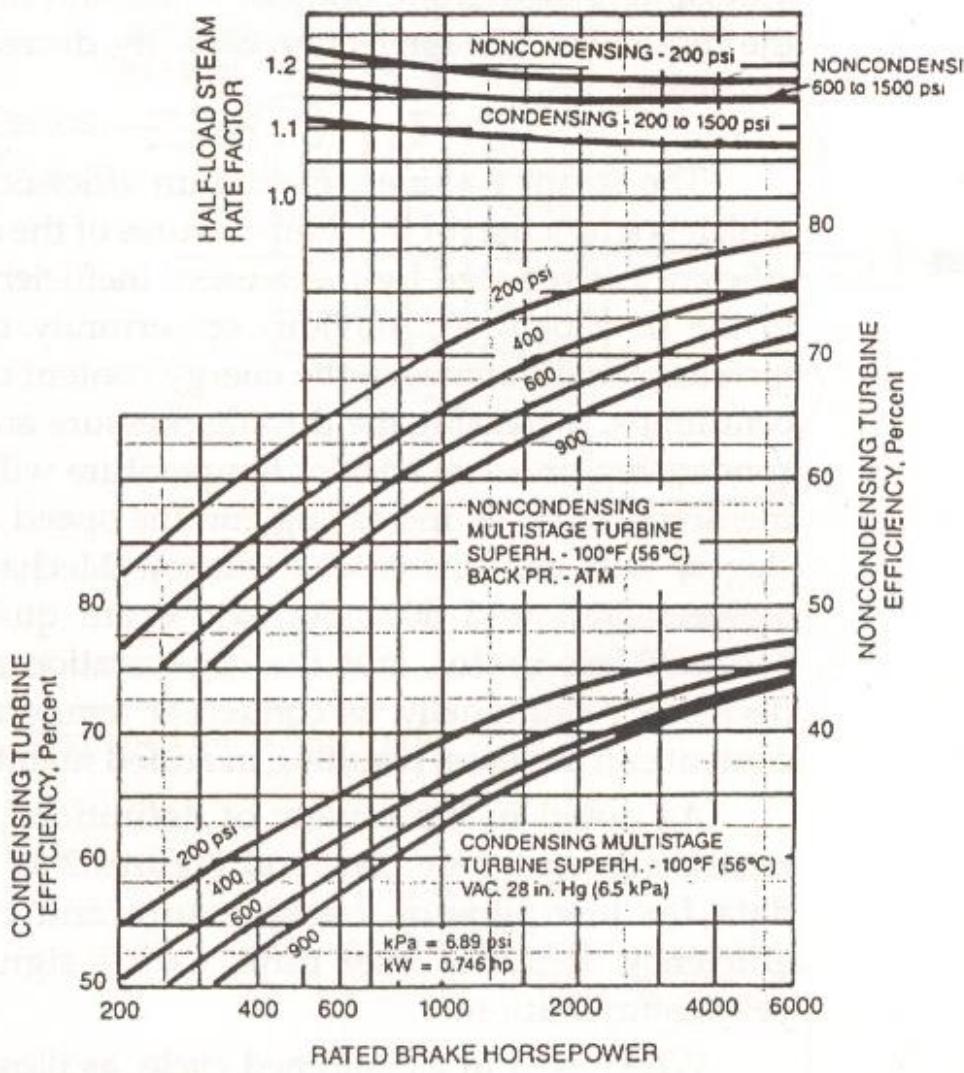
El fabricante de la turbina proporcionará un mapa de rendimiento



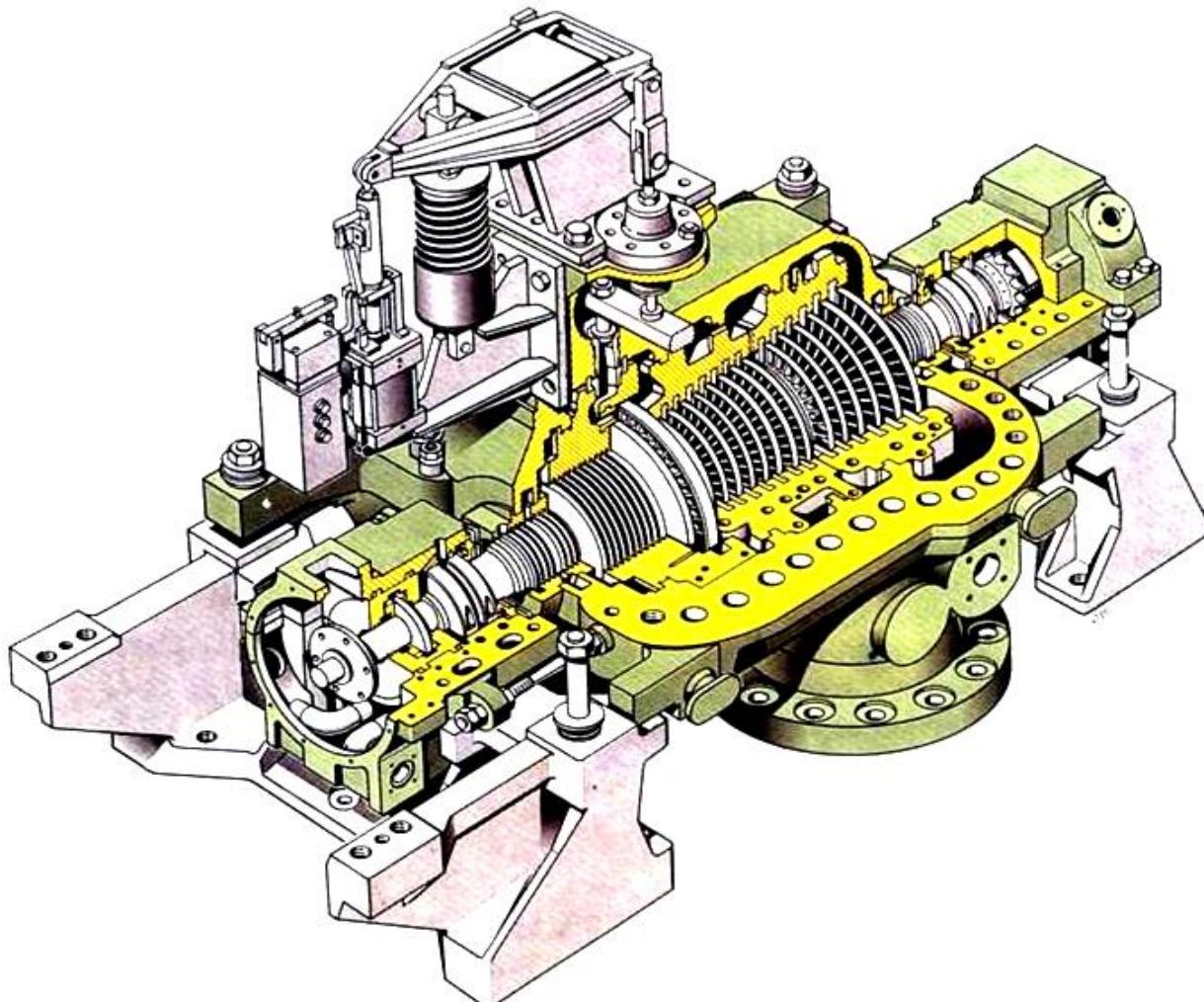
Mapa para Turbina de condensación / extracción: relaciona el flujo estrangulado (caudal de vapor en la entrada de la turbina)

- con la potencia eléctrica en la turbina
- y con la potencia térmica (determinado por el flujo de extracción)

RENDIMIENTO TV. EXTRACCIÓN BP y CONDENSACIÓN

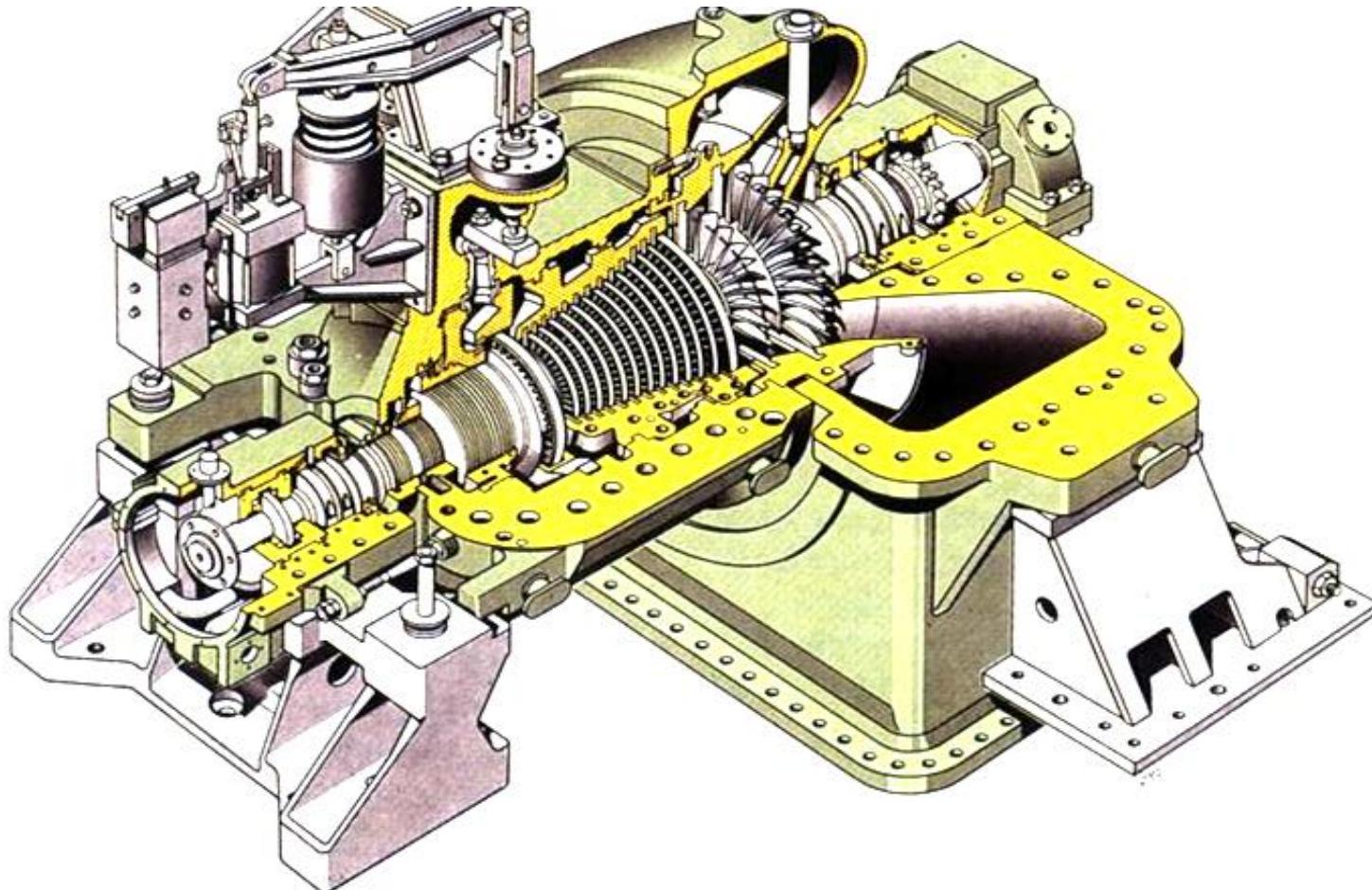


Tecnologías de plantas de cogeneración. TV.



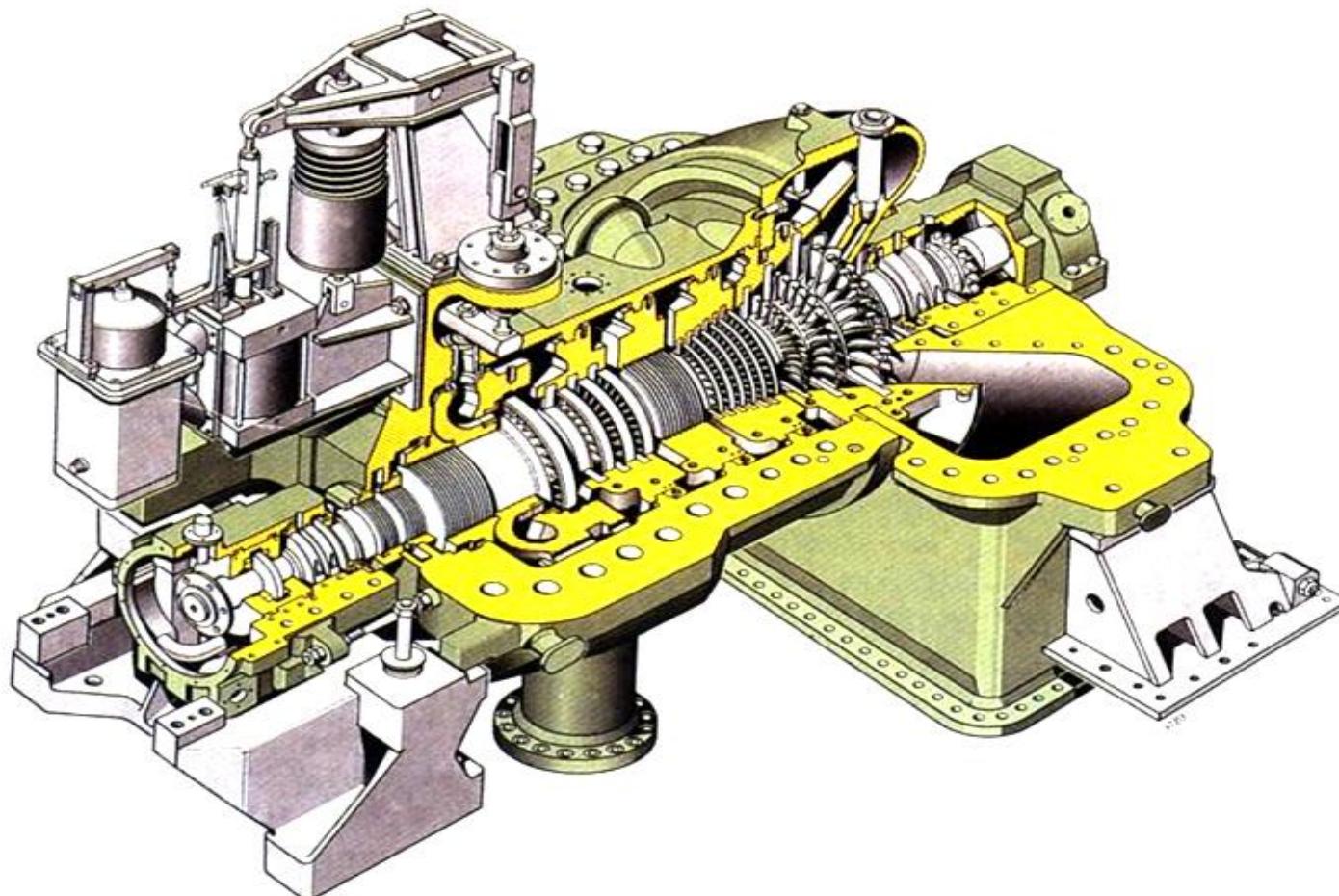
Sección interior de una turbina de contrapresión.

Tecnologías de plantas de cogeneración. TV.



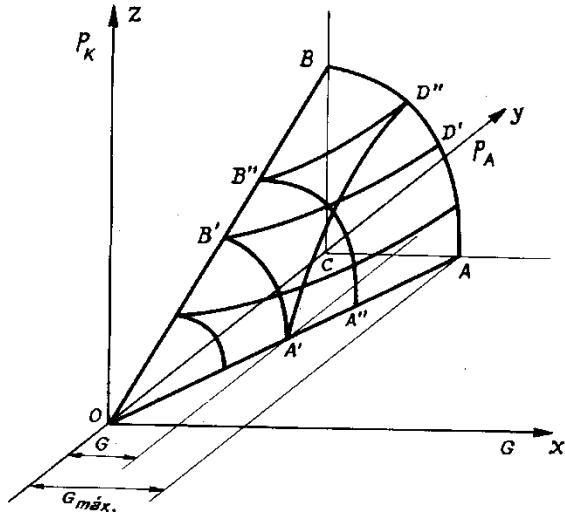
Sección interior de una turbina de vapor de condensación. "Cortesía Siemens"

Tecnologías de plantas de cogeneración. TV.

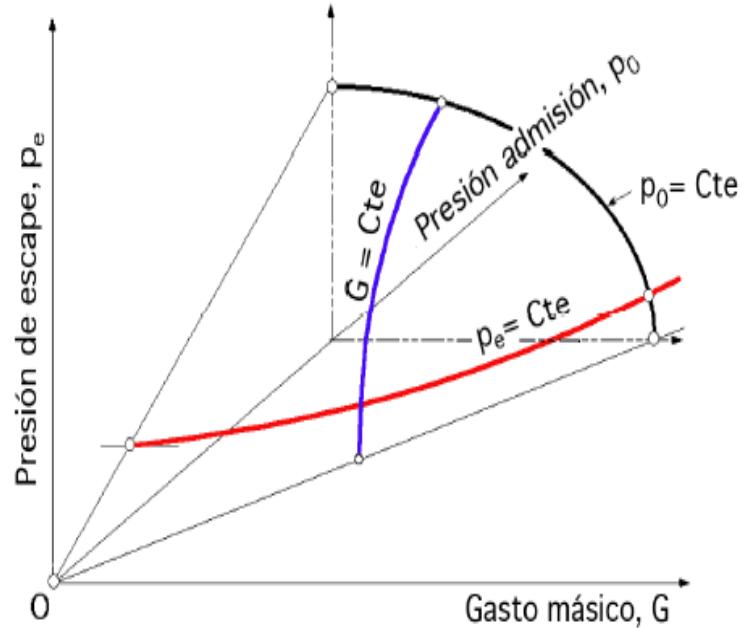
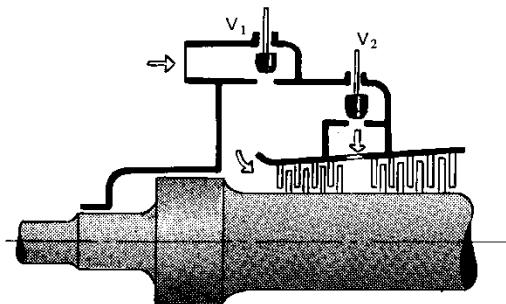


Sección interior de una turbina de vapor de condensación con extracción. "Cortesía Siemens"

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV. Stodola



$$\frac{G}{G_d} = \sqrt{\frac{T_{Ad}}{T_A}} \cdot \sqrt{\frac{p_A^2 - p_K^2}{p_{Ad}^2 - p_{Kd}^2}}$$



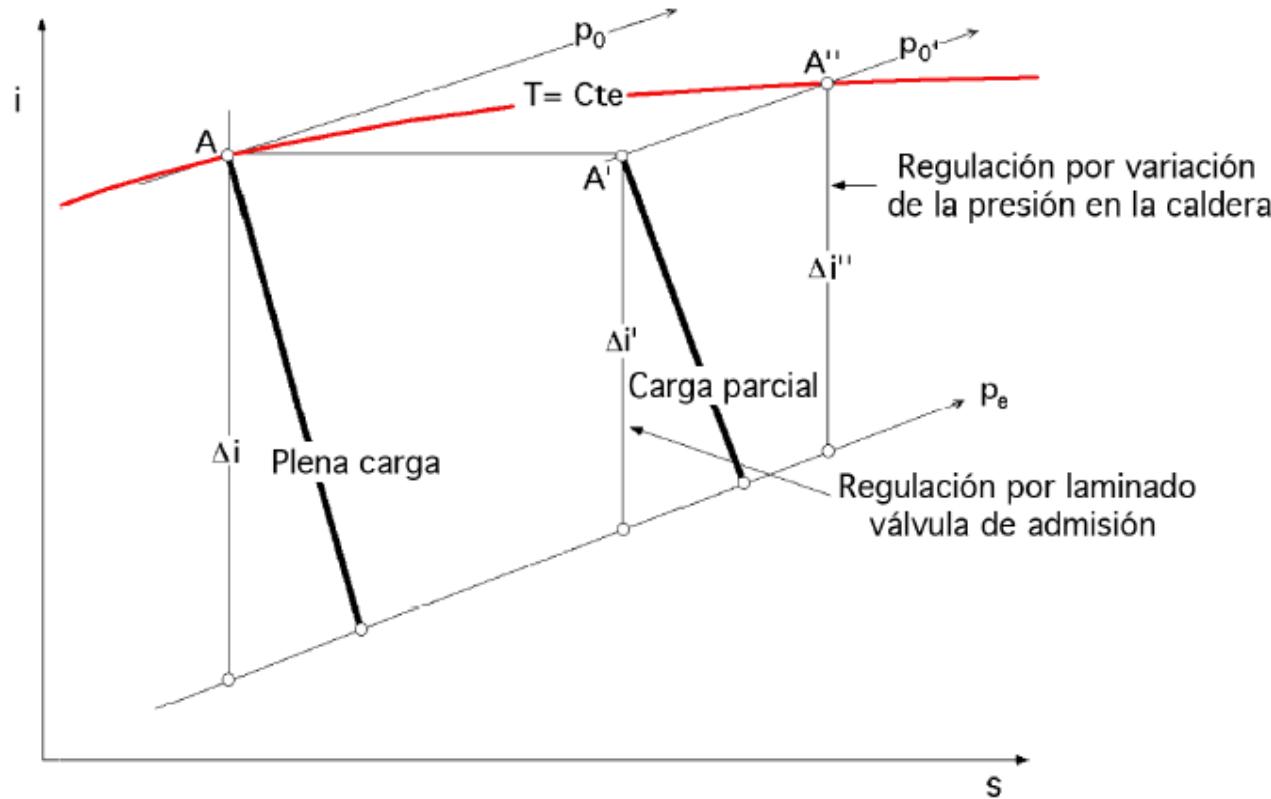
$$\frac{p_0^2}{p_e^2} \cdot \frac{G^2}{b^2} = 1, \text{ en la que } b \text{ es una constante.}$$

Regulación por variación de la presión mediante laminado en la válvula de admisión. Regulación cualitativa

$$\frac{\Delta p'}{\Delta p} = \frac{G' \Delta i' \eta'}{G \Delta i \eta} ; \quad \frac{p_0' - p_e}{p_0 - p_e} = \frac{G' \Delta i' \eta'}{G \Delta i \eta}$$

Turbinas condensación p_e pequeña

$$\frac{G'}{G} = \frac{p_0'}{p_0}$$

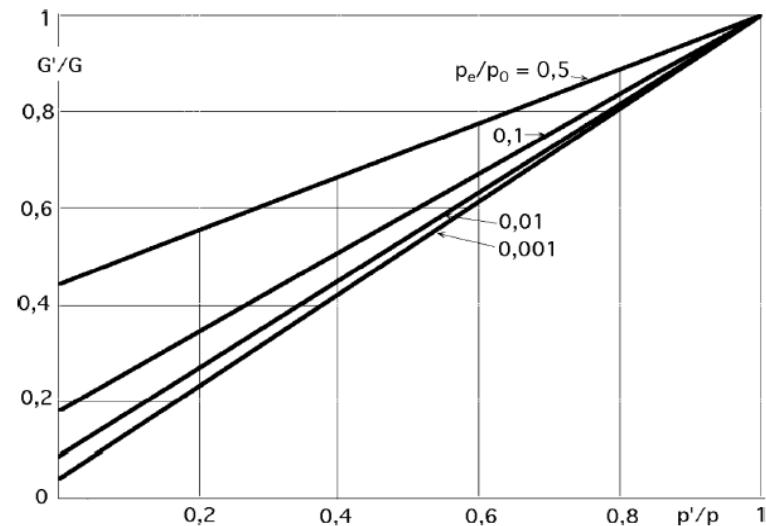
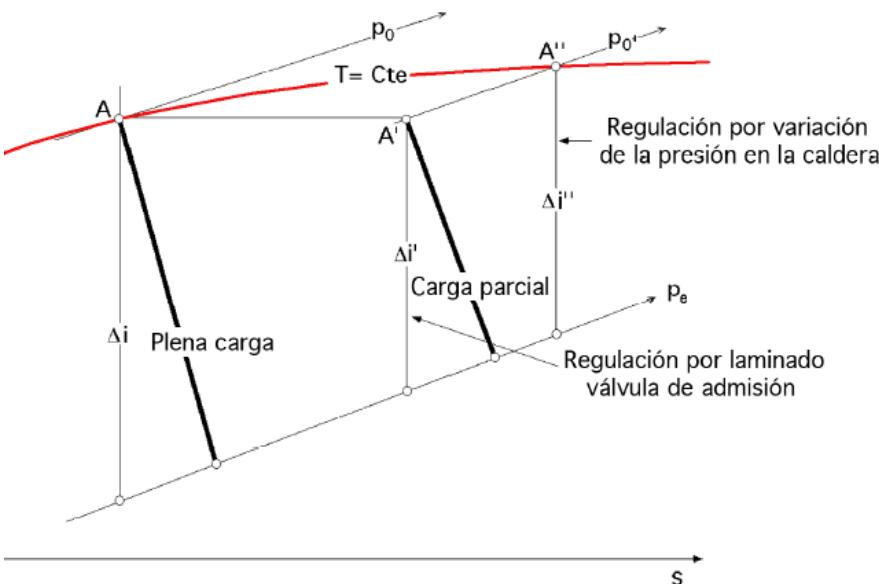


Regulación por variación de la presión mediante laminado en la válvula de admisión. Regulación cualitativa

$$\frac{\Delta p'}{\Delta p} = \frac{G' \Delta i' \eta'}{G \Delta i \eta} \quad ; \quad \frac{p_0' - p_e}{p_0 - p_e} = \frac{G' \Delta i' \eta'}{G \Delta i \eta}$$

Turbinas condensación p_e pequeña

$$\frac{G'}{G} = \frac{p_0'}{p_0}$$



Regulación por admisión parcial, o regulación cuantitativa

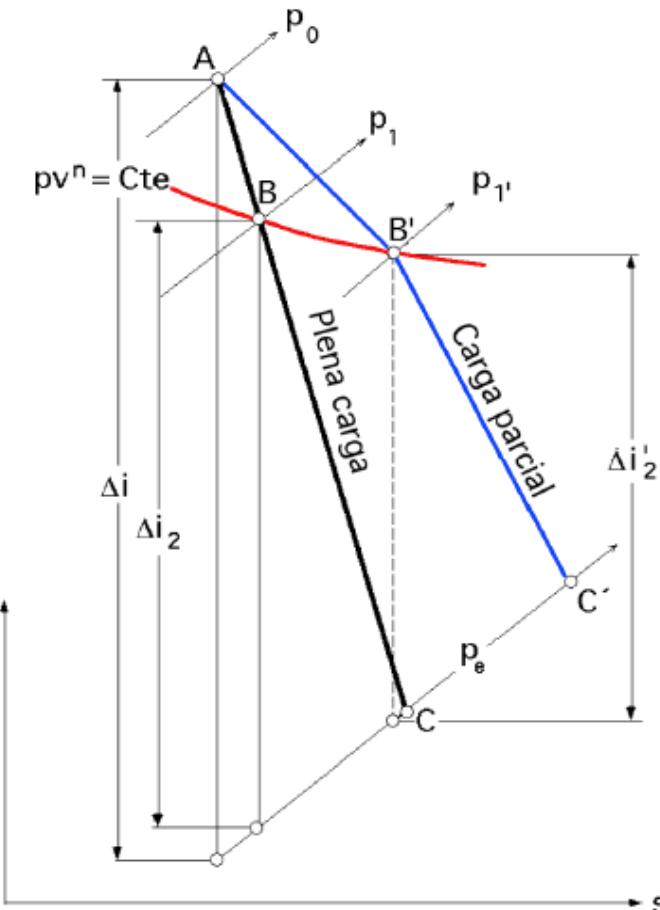
La caída isentrópica global permanece constante; la expansión AB representa la evolución en el primer escalonamiento y la expansión BC en el resto de la turbina a plena carga.

Cuando el gasto másico se reduce a G' , la aplicación a la segunda parte de la turbina de la relación

$$\frac{p_0^2}{p_e^2} \cdot \frac{G^2}{b^2} = 1$$

proporciona la presión $p_{1'}$ a la salida del escalonamiento de cabeza

$$\frac{p_{1'}^2}{p_e^2} \cdot \frac{G'^2}{b^2} = 1 ; G' > G ; p_{1'} < p_1$$



Regulación por admisión parcial, o regulación cuantitativa

El primer escalonamiento trabaja con una carga débil bajo una caída de entalpía mayor y con un rendimiento menor.

El resto de la turbina se comporta como una turbina regulada mediante un laminado, con la diferencia de que el punto que representa el estado del vapor en la admisión (p_1 , v_1) no se desplaza sobre una isentálpica, sino sobre una polítrópica de la forma: $pv^n = \text{Cte}$, $n = 1,08$ aproximadamente.

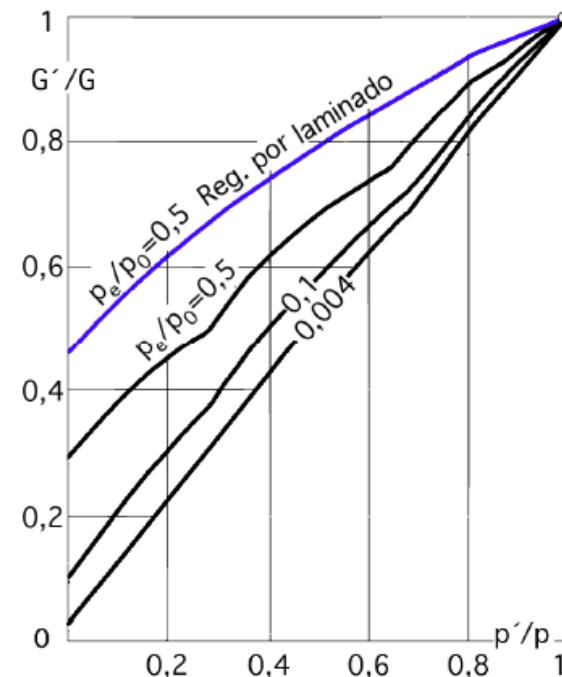
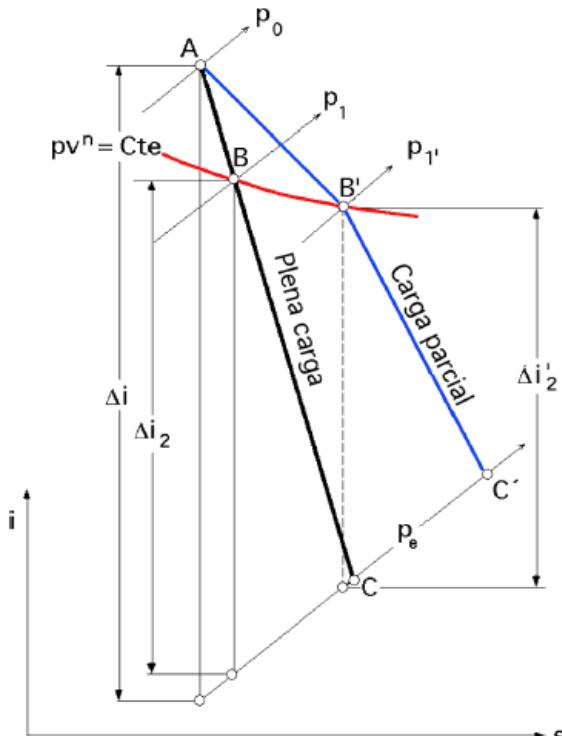
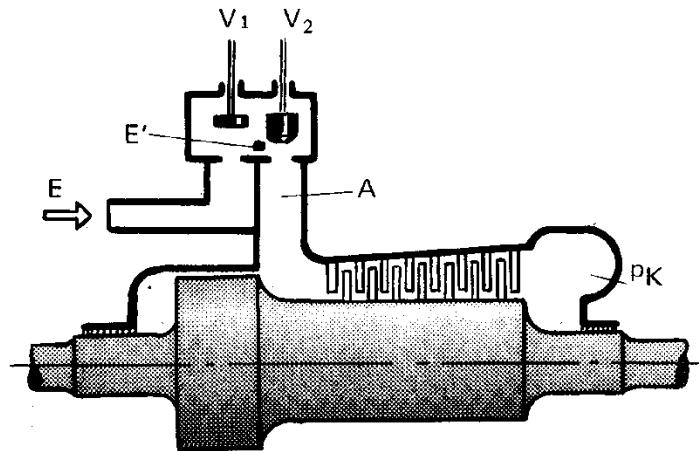


Fig IV.5.- Valores de regulación por admisión parcial

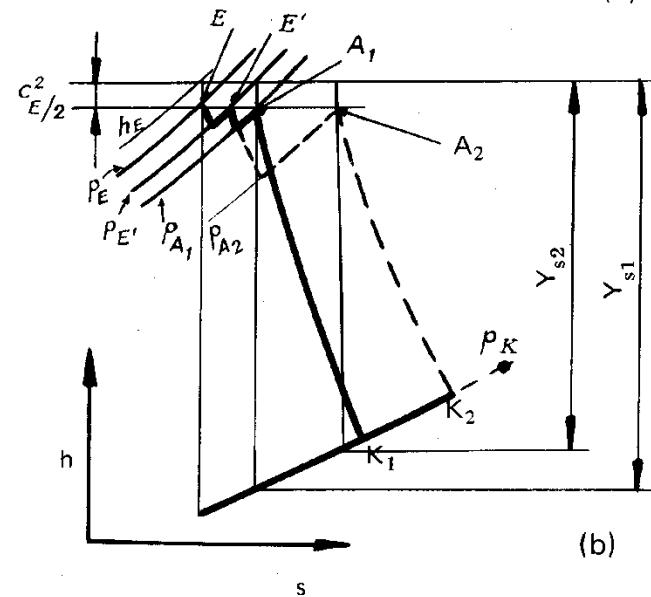
Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

$$\text{POTENCIA} = \text{GASTO} * \Delta H * \eta$$

REGULACIÓN CUALITATIVA

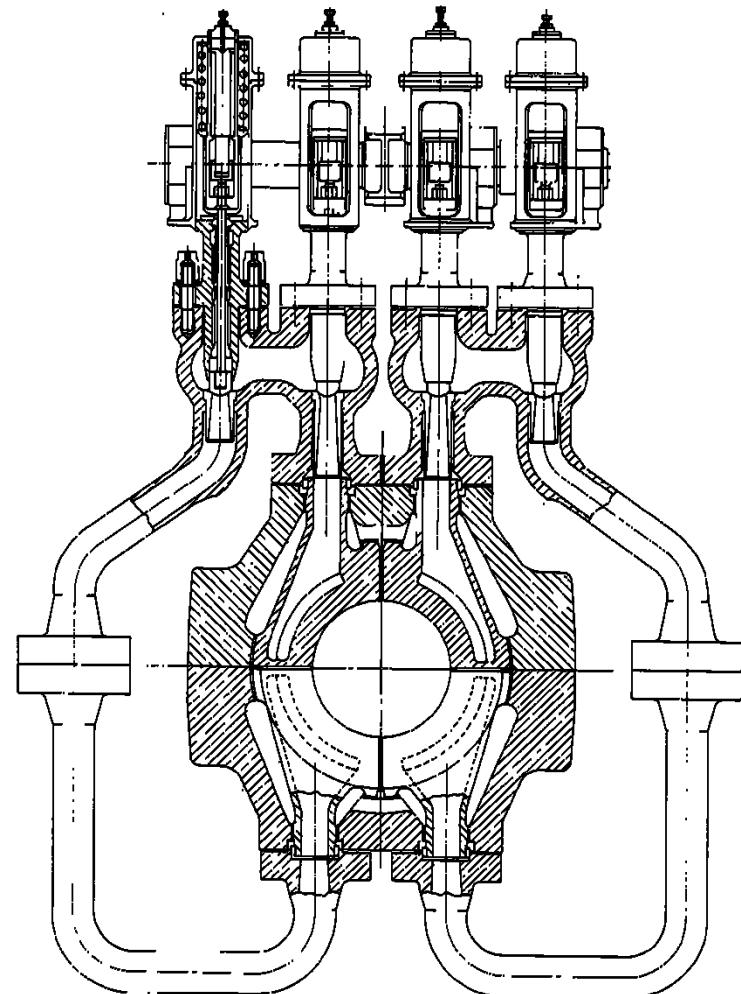
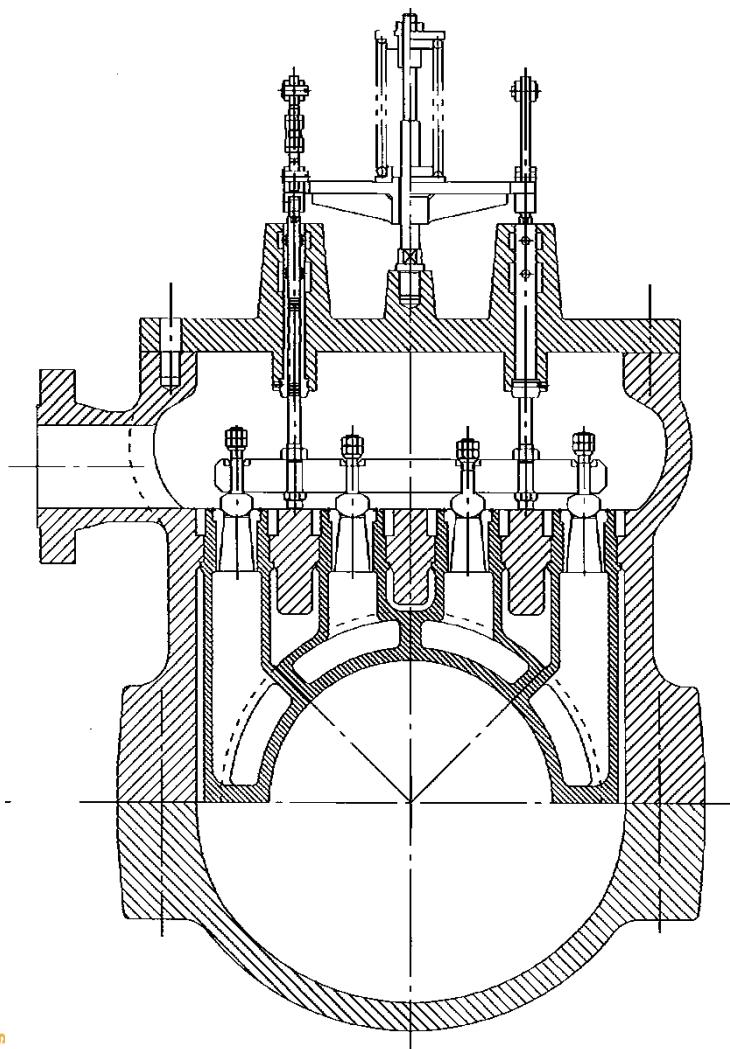


(a)

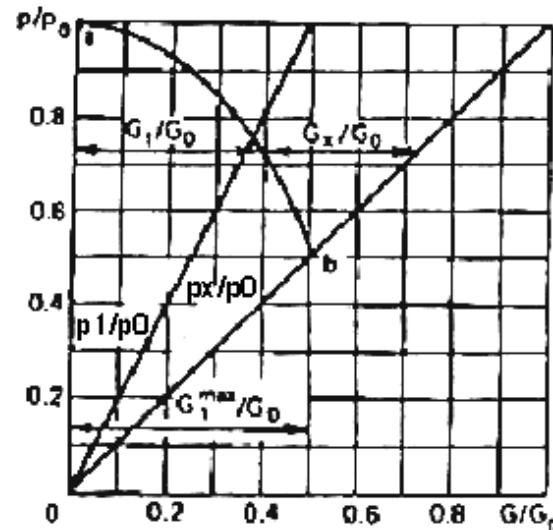
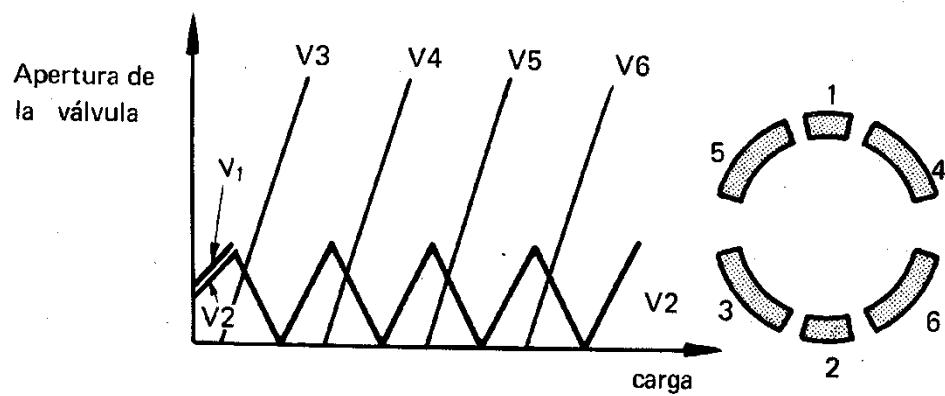
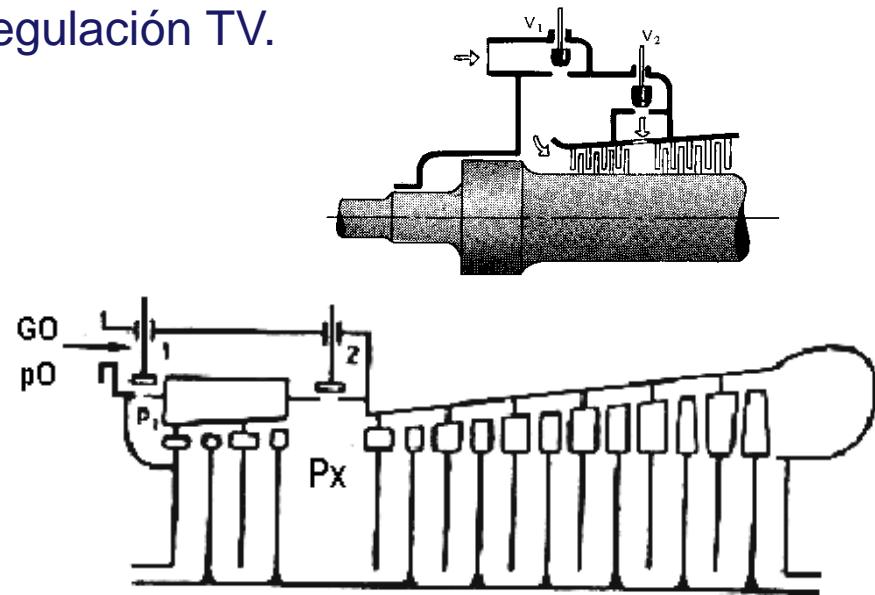
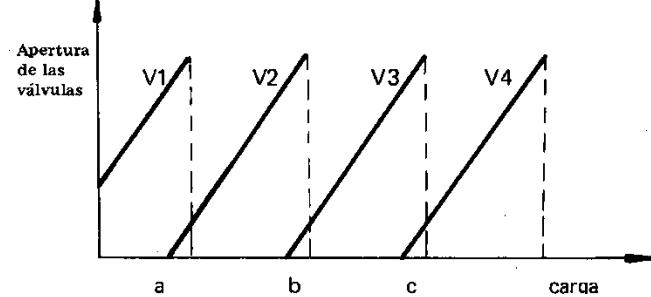
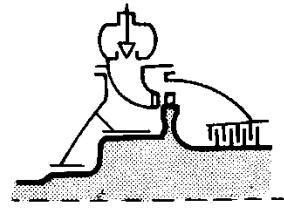
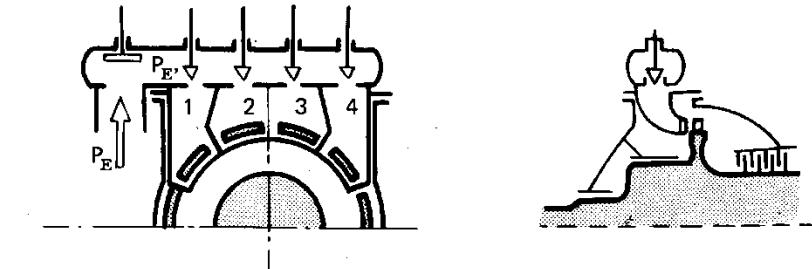


(b)

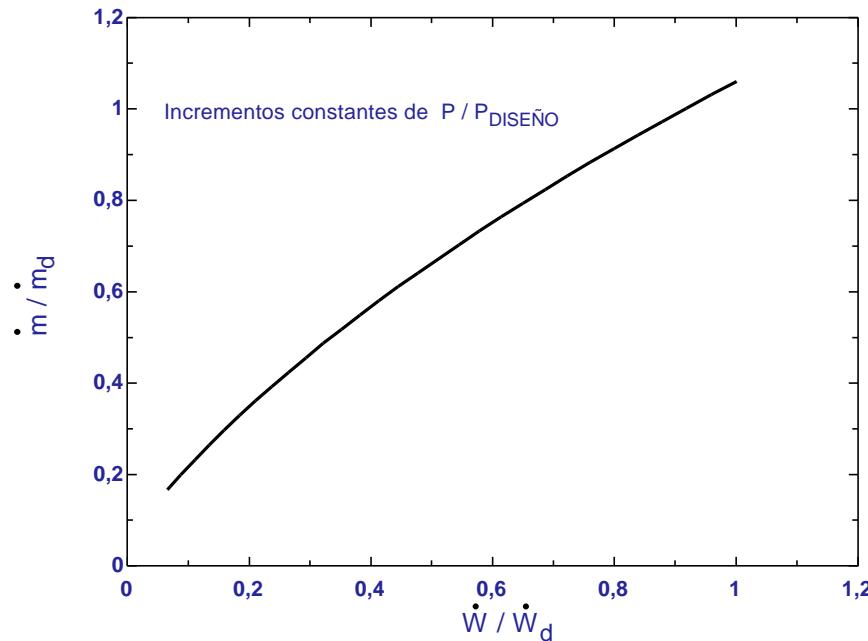
Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.



Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

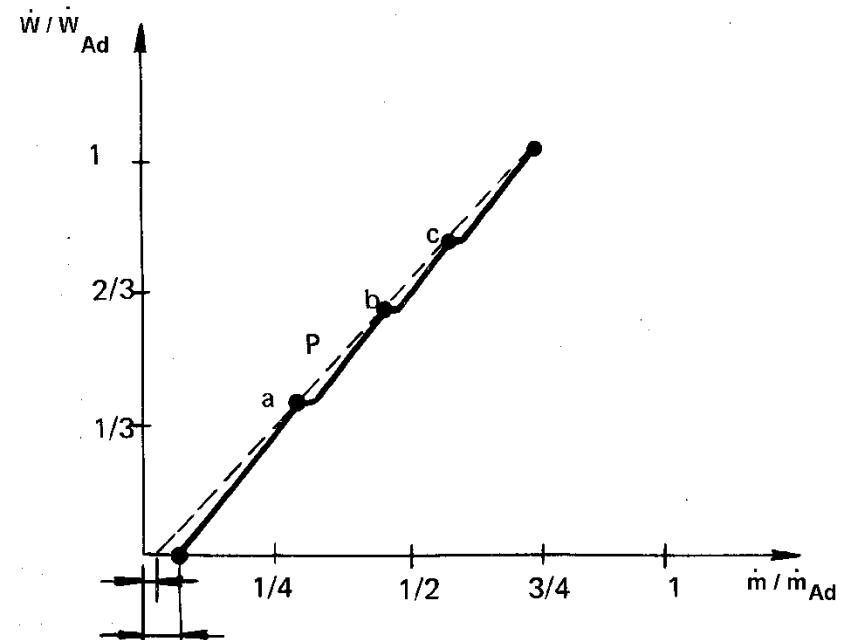


Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.



REGULACIÓN CUANTITATIVA

REGULACIÓN CUALITATIVA



Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

Regulación por admisión parcial para cargas pequeñas, es más ventajoso que la regulación por laminado, tanto más, cuanto mayor sea la relación p_e/p_0 , pero lleva consigo los siguientes inconvenientes:

- El mecanismo de inyección es más complicado (varias válvulas)
- La corona del primer escalonamiento tiene que ser de acción
- Un menor rendimiento a carga parcial, debido a las pérdidas por ventilación en los sectores no alimentados
- Los esfuerzos asimétricos y choques sobre los álabes a la entrada de los sectores en servicio, que es tanto más notable cuanto más elevada sea la presión, debido a la gran densidad del vapor, por lo que en las instalaciones supercríticas, se vuelve a la regulación por laminado.

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

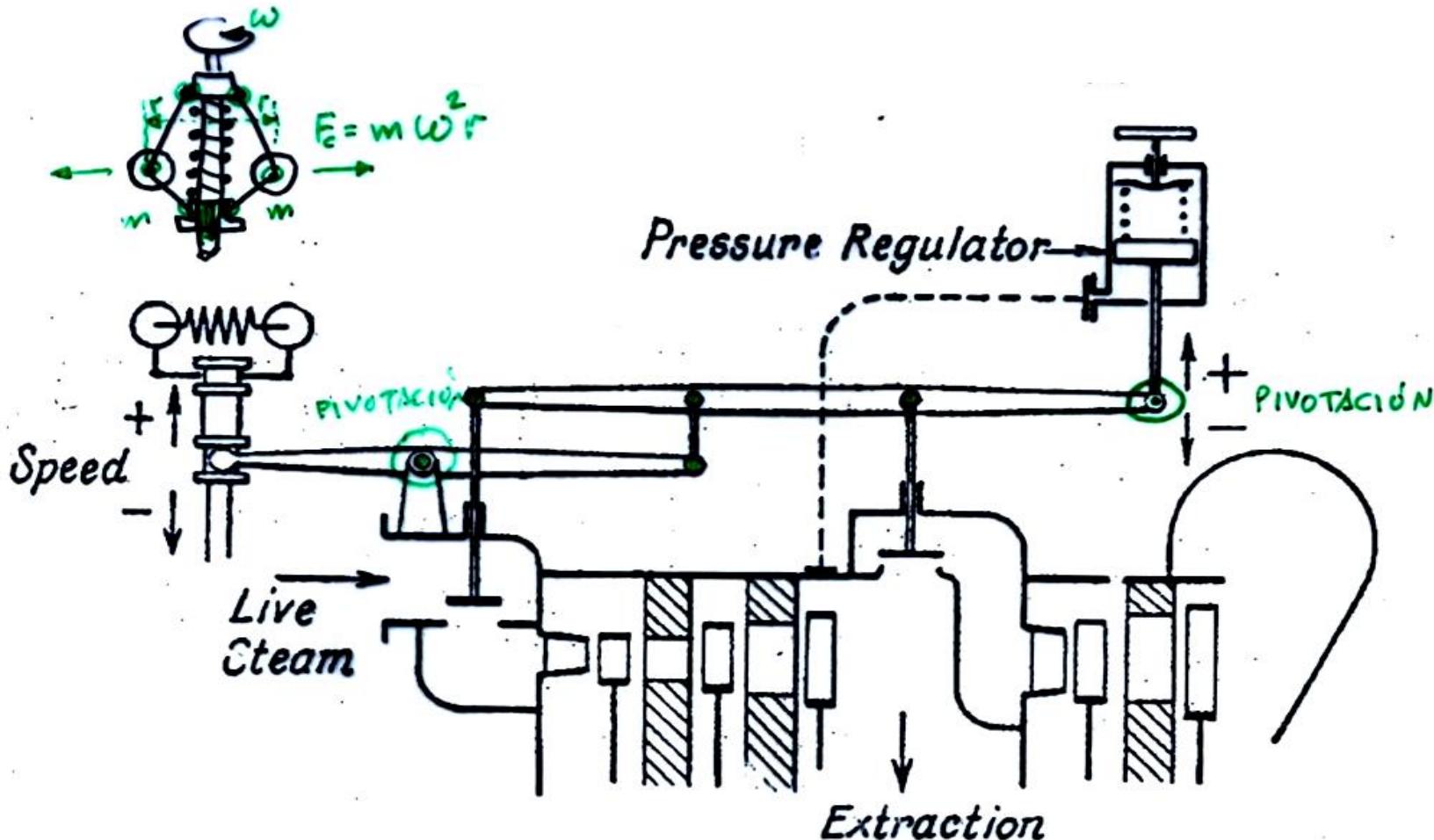
Sobrecarga

Para prever un margen de potencia, del orden del 10% al 20%, más allá de la potencia normal de servicio, algunas turbinas están previstas para funcionar en sobrecarga, lo que lleva consigo un descenso del rendimiento.

La sobrecarga se puede obtener:

- Aumentando el diámetro de la primera corona y previendo un sector de admisión suplementario; por este procedimiento el margen de sobrecarga es bastante reducido, 8% al 10%
- Admitiendo una parte del vapor vivo después de las primeras coronas, pero tiene el inconveniente de someter a los escalonamientos situados aguas abajo a presiones y temperaturas elevadas
- Colocando un by-pass interno que pone en comunicación el vapor que sale de la primera corona con un escalonamiento situado aguas abajo-

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.



Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

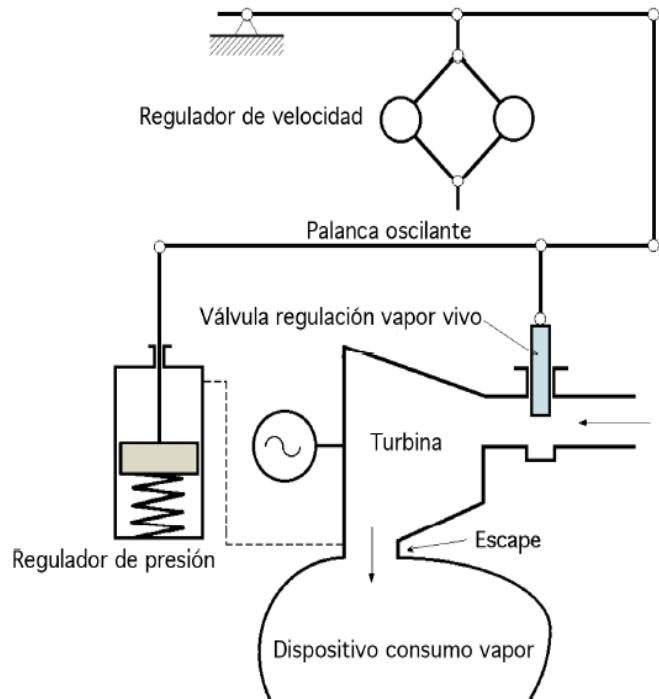


Fig IV.6.- Regulación de una turbina de contrapresión

Turbina de contrapresión cuya potencia es función del consumo de vapor suministrado a presión constante.

El alternador va forzosamente conectado a una red eléctrica que absorbe la energía que sobra, o cede la energía que falta, ya que es imposible, para este tipo de máquinas, regular de manera independiente la potencia y el gasto de vapor. La velocidad se mantiene constante por la frecuencia de la red y el taquímetro sólo entra en acción para detener la máquina cuando se corta la conexión con la red.

- La velocidad de rotación de la turbina es fija, (manteniendo invariable la posición de la palanca oscilante)
- El regulador de presión acciona la válvula de admisión en función de la demanda de vapor de calentamiento
- Si se presentan variaciones de frecuencia en la red, el desplazamiento resultante de la válvula es compensado por el regulador de contrapresión
- Después de un corte en la conexión con la red exterior, el regulador de presión deja de actuar automáticamente y entra en acción el regulador de velocidad

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

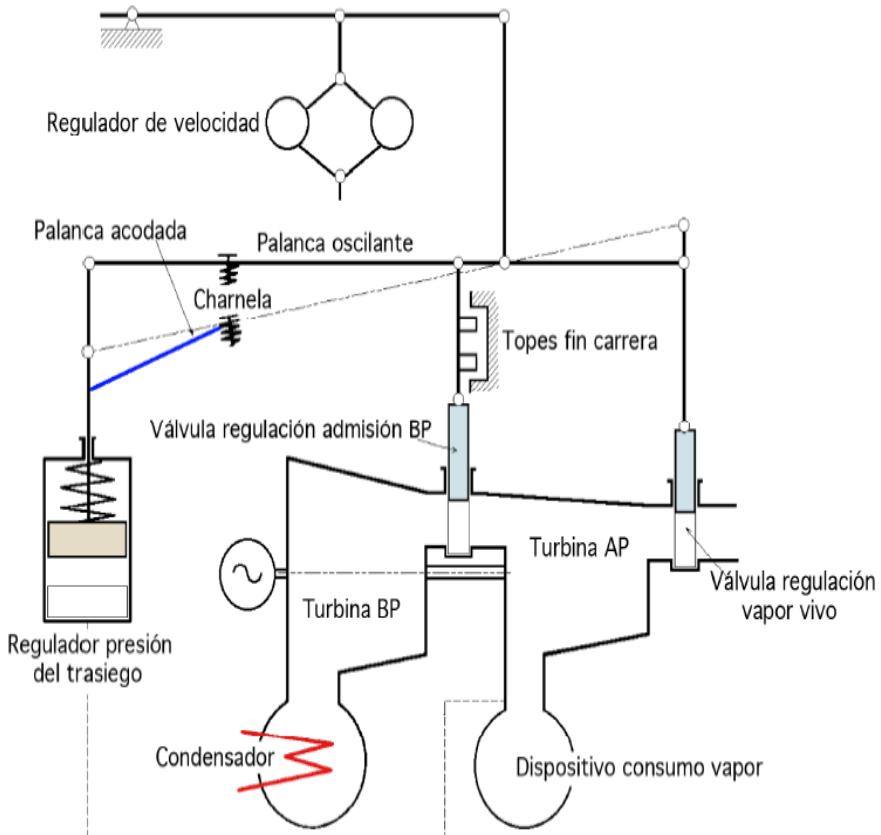
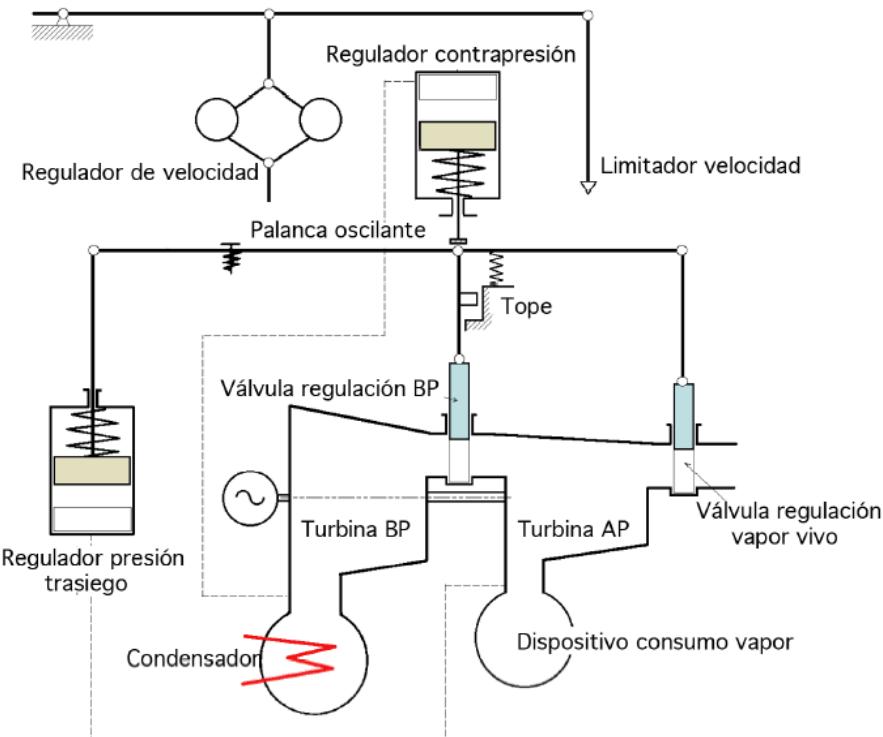


Fig IV.7.- Regulación de una turbina de condensación con extracción de vapor

El grupo tiene que cubrir las necesidades de calor y energía de una explotación, (funcionando sin red exterior), se dispone de una turbina de contrapesión y otra de condensación dispuesta sobre el mismo eje y, generalmente, en la misma bancada

Si la demanda de energía es superior a la potencia que corresponde al gasto máscico de vapor de calentamiento, se abre la válvula que regula la admisión en el cuerpo de BP para enviar al condensador el vapor adicional que atraviesa los dos cuerpos de la turbina,

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.



Por razones económicas a veces es necesario suministrar el vapor a dos temperaturas diferentes, efectuándose la toma a dos presiones distintas. El regulador de velocidad actúa únicamente como limitador

Fig IV.8.- Regulación de una turbina de contrapresión y extracción de vapor

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

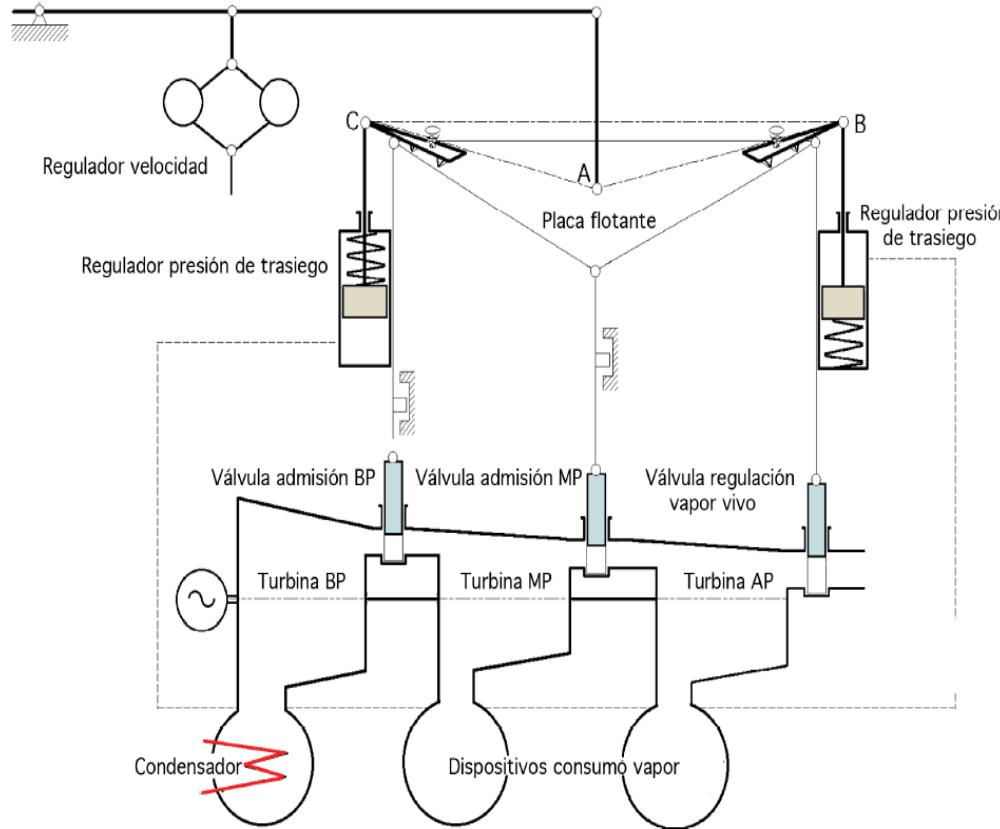


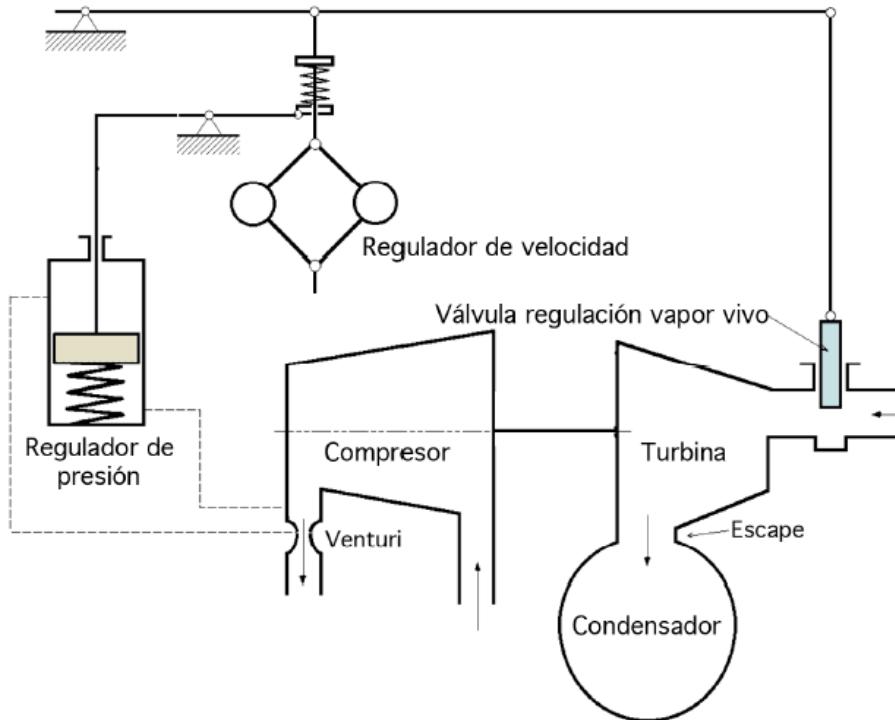
Fig IV.9.- Regulación de una turbina de dos extracciones de vapor y condensación

Si el grupo funciona sin red exterior, la turbina sólo se podrá regular si se añade un cuerpo de condensación después de la turbina de trasiego y contrapresión, que equilibre las variaciones según las necesidades de energía de la explotación

La placa flotante sustituye a la palanca oscilante, las tres válvulas articuladas en sus ángulos controlan el flujo de vapor que va a las partes de AP, MP y BP de la turbina

$$\Delta G_{AP} = \Delta G_{MP} = \Delta G_{BP}$$

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.



Algunas turbinas industriales no están conectadas a alternadores cuya velocidad de rotación permanece constante, sino a otras máquinas receptoras tales como compresores o bombas de velocidad variable dentro de unos límites relativamente amplios. En este caso se prevé la regulación del fluido transportado para mantener constante una de las características (gasto másico, presión)

Regulación de un grupo turbocompresor con regulación de gasto másico de aire en el escape del compresor

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

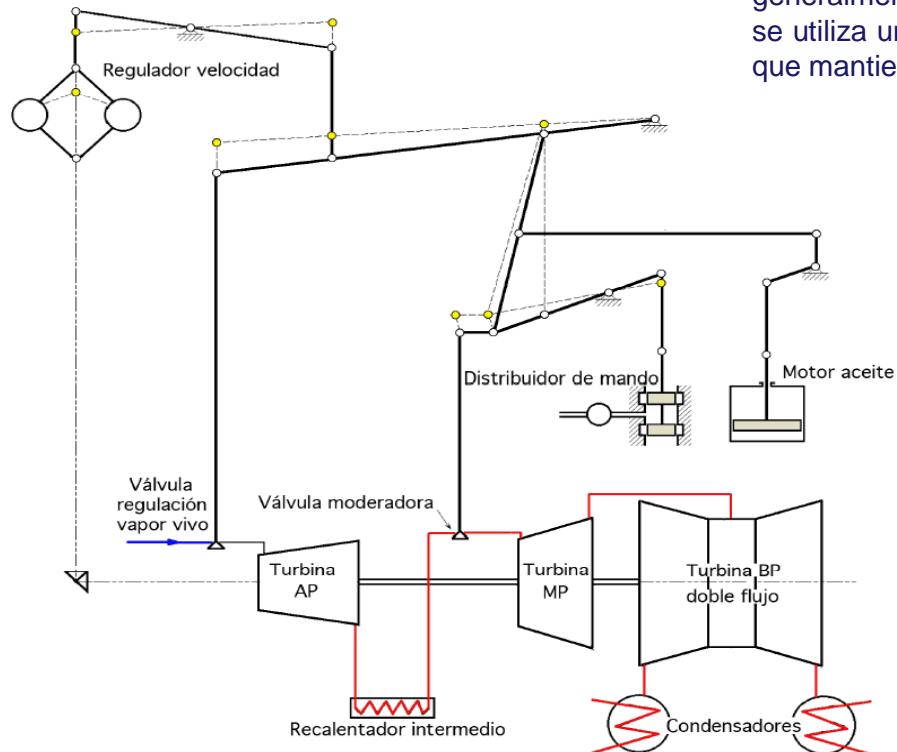


Fig IV.11.- Regulación de una turbina con recalentamiento intermedio

Regulación de una turbina con recalentamiento intermedio

La turbina de condensación, sin recalentamiento, no lleva generalmente más que un regulador de velocidad. En algunos casos se utiliza una regulación compuesta de velocidad-presión de admisión que mantiene constante la presión a la entrada de la turbina.

La turbina de condensación con recalentamiento intermedio, va provista de un sistema de regulación complejo, ya que el gran volumen de vapor contenido en el recalentador intermedio y los conductos, que a plena carga está a una presión de 20÷ 30 atm, constituye una reserva de energía cuya descarga completa, aun en el caso de una reacción rápida de los órganos de regulación del lado del vapor vivo, produciría una sobrevelocidad inadmisible que podría pasar del 25% al 45% de la normal (el máximo valor admitido es del 10%), por lo que es indispensable intercalar órganos de regulación después del recalentamiento intermedio, inmediatamente delante del cuerpo de MP, que sean susceptibles de intervenir en caso de descarga repentina.

Estos órganos de regulación (válvulas de moderación) sólo entran en acción en el régimen transitorio; para evitar un aumento exagerado de la velocidad en régimen normal, a cualquier carga se mantienen abiertas, pues todo estrangulamiento provocaría una caída de presión puesta a disposición de los cuerpos de MP y BP, por lo que sólo se utilizan las válvulas de vapor vivo de forma provisional.

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

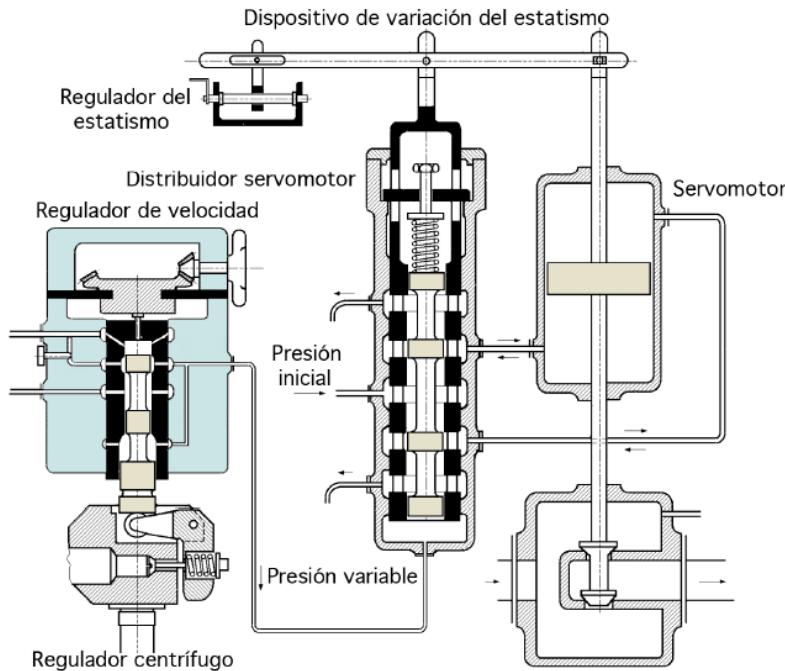


Fig IV.12.- Esquema de regulación de una turbina de condensación

Esquema de regulación de una turbina de condensación

Regulación de una turbina de condensación.- En la regulación de una turbina de condensación, el taquímetro actúa sobre una válvula de distribución de corredera que establece la presión del aceite en función de la velocidad, provocando un desplazamiento de la válvula de distribución de corredera que alimenta el motor de las válvulas de doble efecto.

Un sistema de mando por palanca y manguito asegura la estabilidad de la regulación. El estatismo se introduce modificando la posición del punto de pivotamiento de la palanca de accionamiento. La regulación de la velocidad se asegura desplazando el manguito que contiene la varilla del taquímetro modificando así la posición de equilibrio de este último.

En otro sistema de regulación de turbinas de condensación, un taquímetro acciona, mediante una palanca y un relé, una válvula de corredera que proporciona un consumo de aceite cuya presión se modula en función de la velocidad de rotación de la turbina y que se aplica a un pistón, de forma que en régimen transitorio, los desplazamientos de este pistón originan el desplazamiento de una válvula de corredera de distribución de aceite en un servomotor de doble efecto, que acciona las válvulas de regulación

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

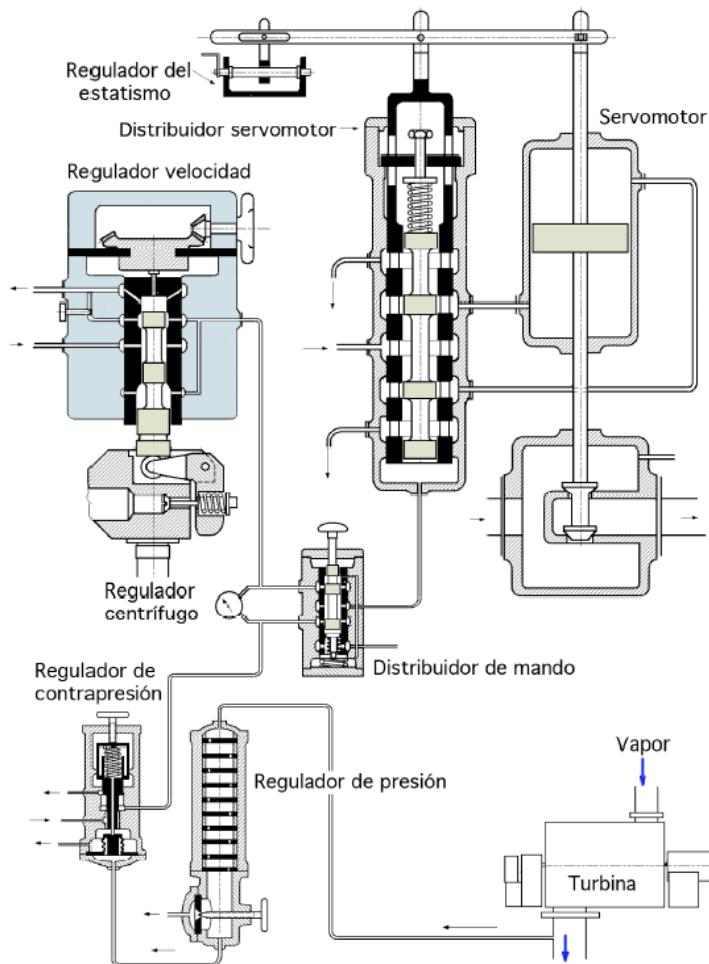


Fig IV.13.- Esquema de regulación de una turbina de contrapresión

La regulación de una turbina de contrapresión, consta de dos mecanismos que establecen la presión del aceite, uno en función de la velocidad, y otro en función de la contrapresión.

Un distribuidor de mando permite elegir el mecanismo que actúa sobre las válvulas de alimentación de la turbina. El regulador de contrapresión lleva una membrana sobre la que actúa el vapor después de un laminado eventual en un transformador de presión (expansión a entalpía constante). Los movimientos de la membrana producen una modulación de la presión del aceite aplicada en la válvula distribuidora de corredera del regulador. Una vez puesto el grupo en marcha, se regula la velocidad (que se mantiene constante por la frecuencia síncrona de la red), entrando en acción el regulador de contrapresión mediante una inversión del distribuidor de mando, asegurándose de que en el manómetro, doble, coincidan las presiones de aceite dadas por los dos reguladores. Si mientras la turbina está regulando la contrapresión, la velocidad aumenta por cualquier circunstancia, la presión de aceite disminuye por la acción del regulador de velocidad, hasta que en el límite previsto de sobrevelocidad, un resorte situado bajo el distribuidor de maniobra invierte automáticamente este último sobre el regulador de velocidad.

Cuando las condiciones de servicio vuelven a ser normales, se puede invertir manualmente el distribuidor sobre el regulador de contrapresión.

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

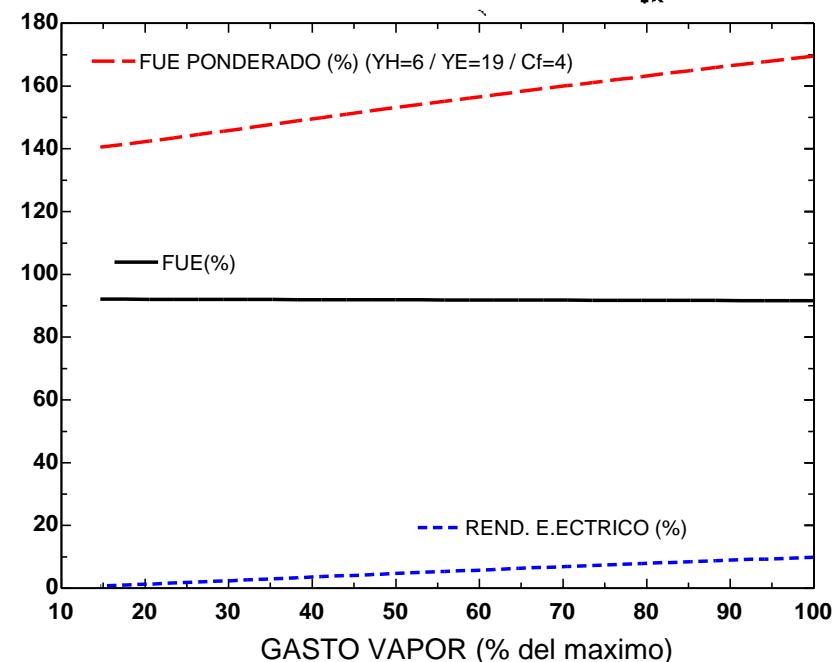
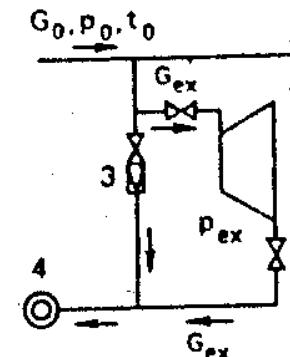
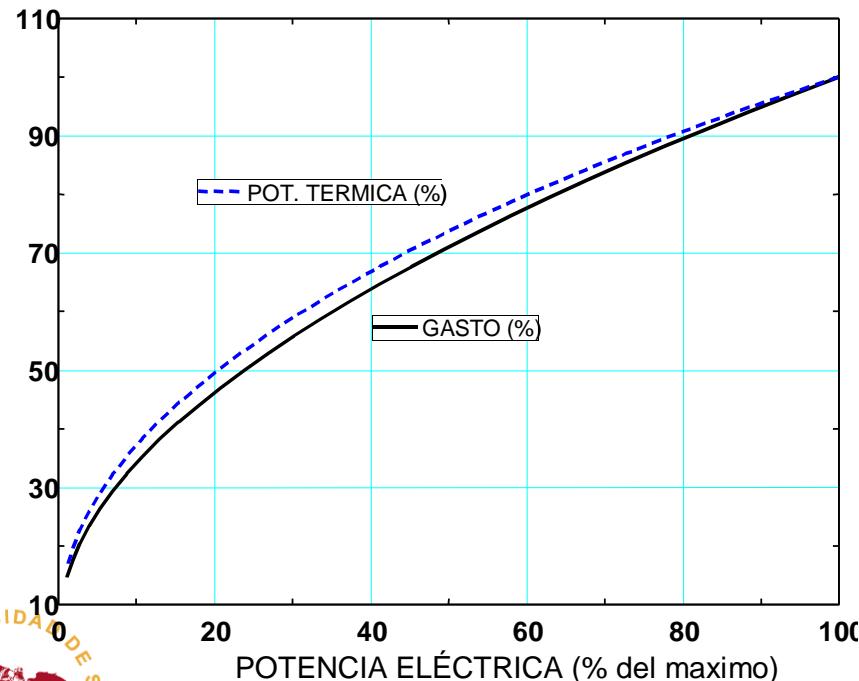
TURBINA DE CONTRAPRESION

POTENCIA ELÉCTRICA MAX = 14,7 MW

POTENCIA TÉRMICA MAX. = 114,1 MW

P vapor vivo = 140 bar / T vapor vivo = 525 °C / GASTO MAX: vapor = 41 kg/s

Presión retorno = 60 bar / Temperatura retorno = 80 °C



Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

TURBINA DE CONTRAPRESIÓN + TURBINA DE CONDENSACIÓN

P vapor vivo = 140 bar / T vapor vivo = 525 °C

TURBINA DE CONTRAPRESIÓN

POTENCIA ELÉCTRICA = 14,7 MW

POTENCIA TÉRMICA MAX. = 114,1 MW

GASTO MAX: vapor = 41 kg/s

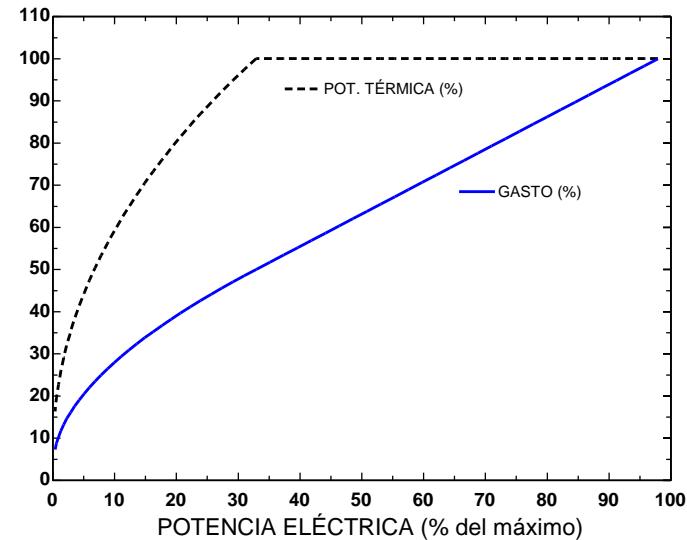
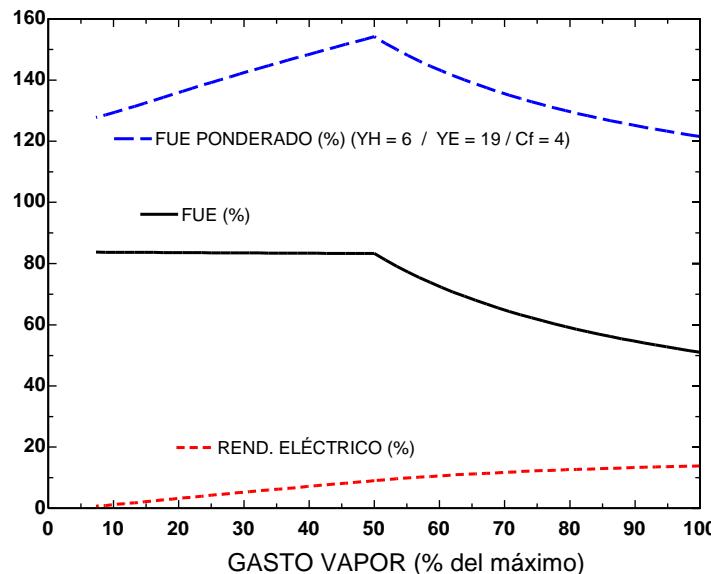
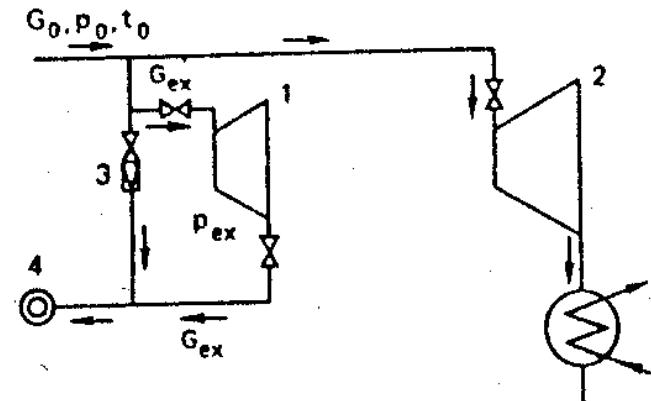
Presión retorno = 60 bar / Temperatura retorno = 80 °C

TURBINA DE CONDENSACIÓN

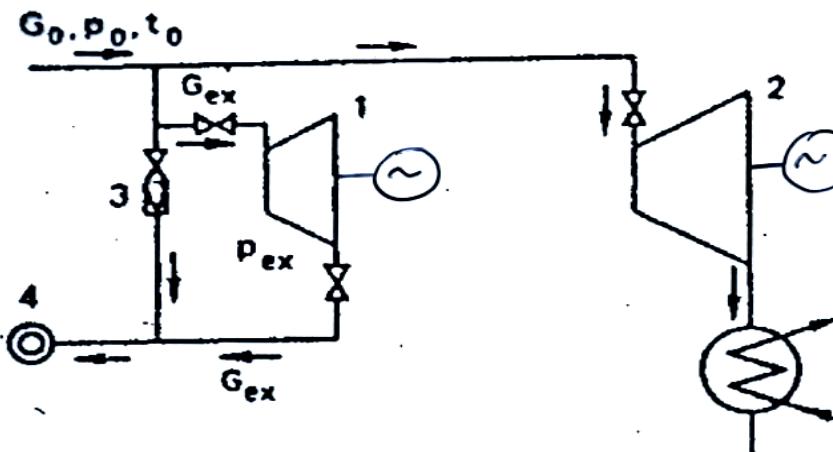
POTENCIA ELÉCTRICA= 28,7 MW

GASTO MAX: vapor = 41 kg/s

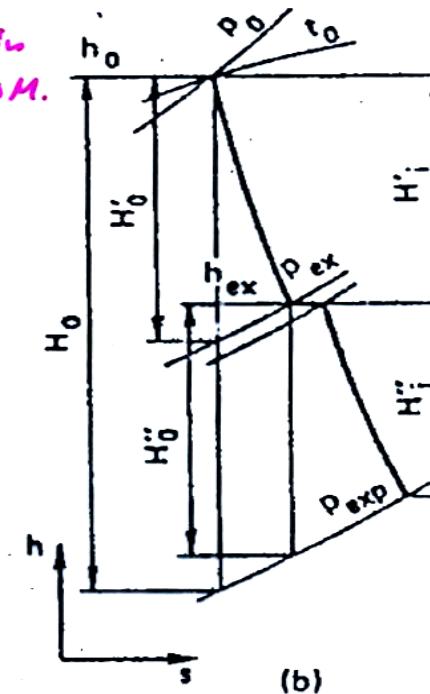
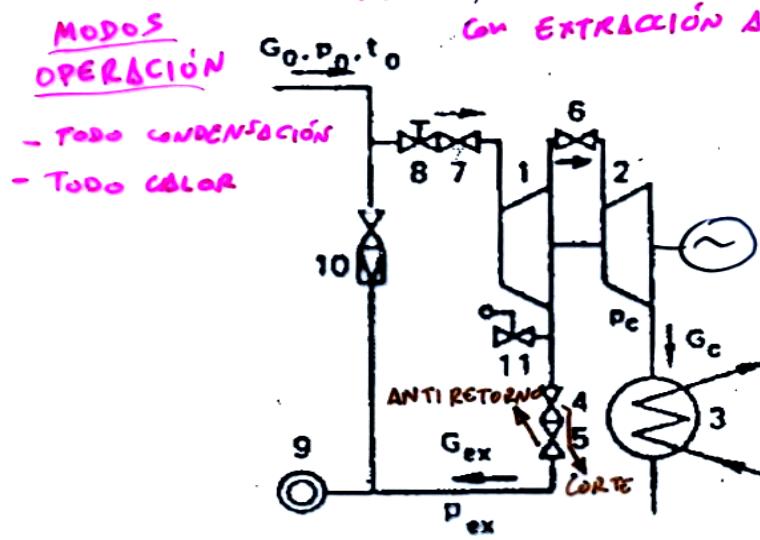
PRESIÓN CONDENSACIÓN=80 mbar



Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

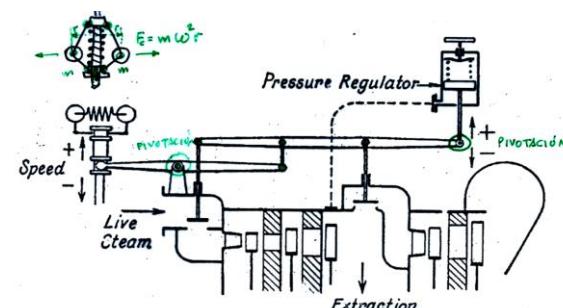
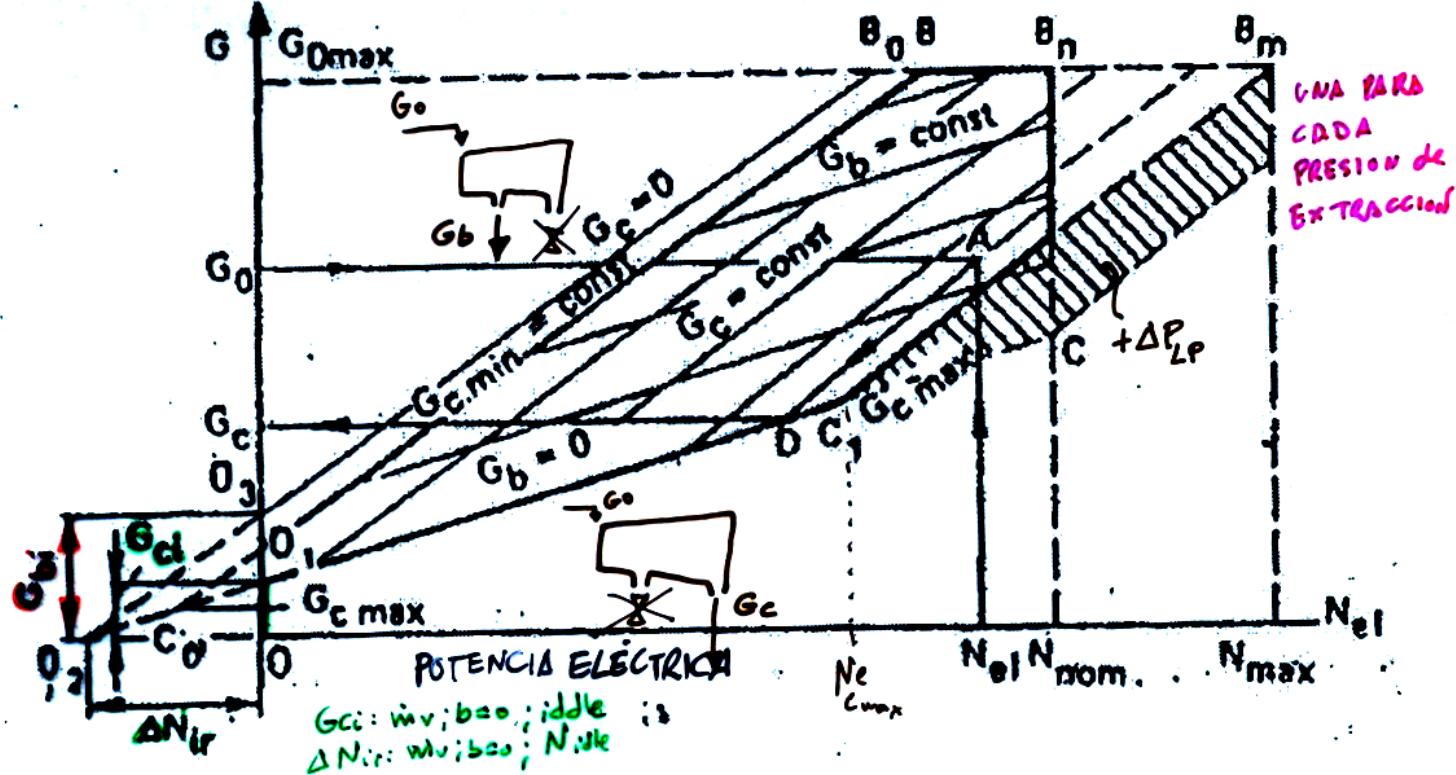


TV extracción condensación
con EXTRACCIÓN AUTOM.

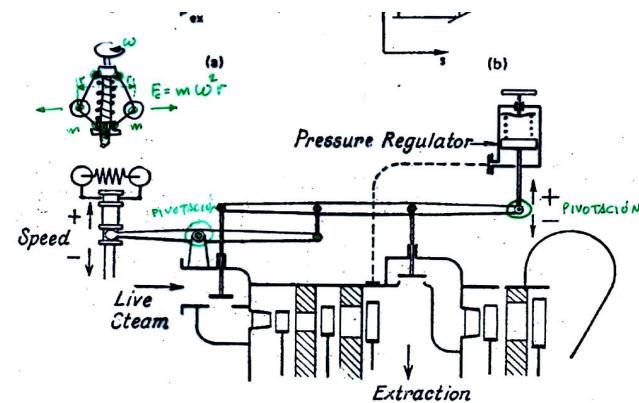
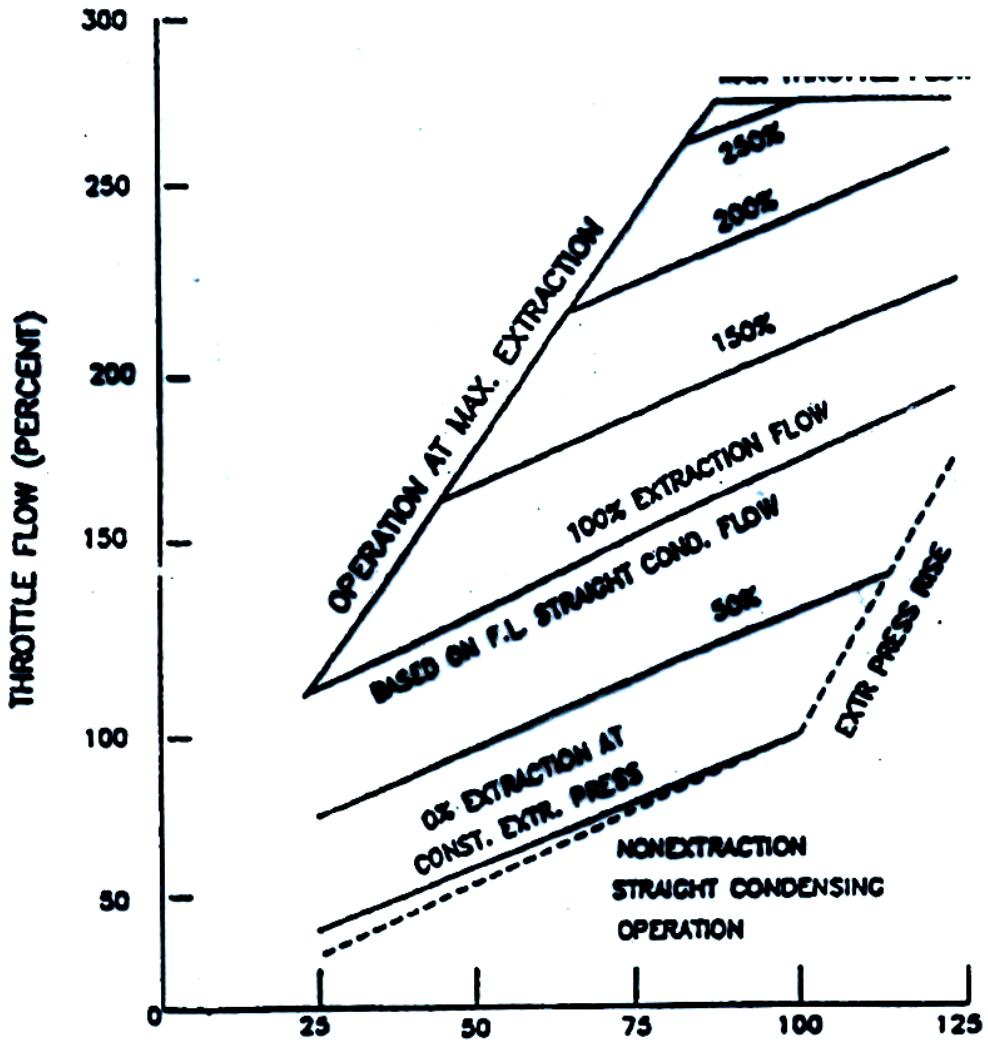


ACTUACIONES DE UNA TURBINA DE VAPOR DE EXTRACCIÓN CONDENSACIÓN A CARGA PARCIAL

$$F(N_e, G, Q_p, Q_{ph}, P_p, P_h, \dots) = 0$$

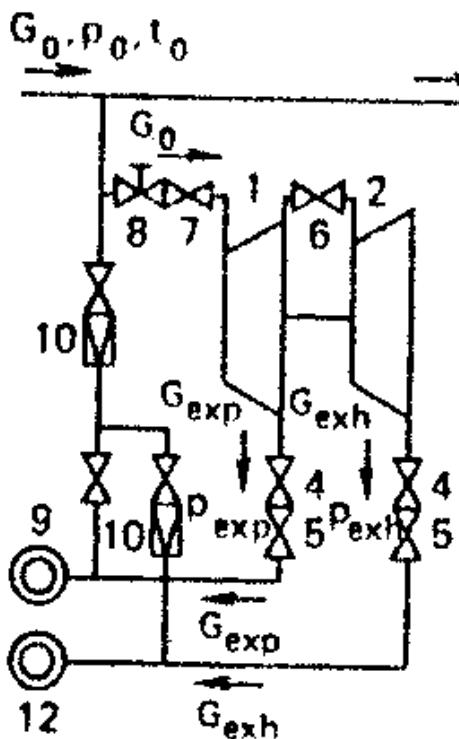


Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

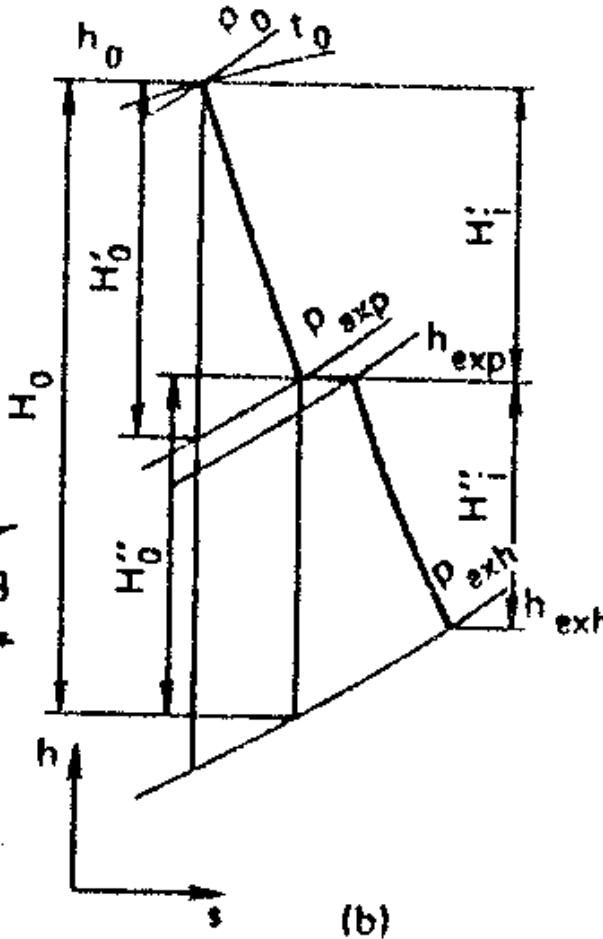


Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

CONTRAPRESIÓN (2P) + CONDENSACIÓN



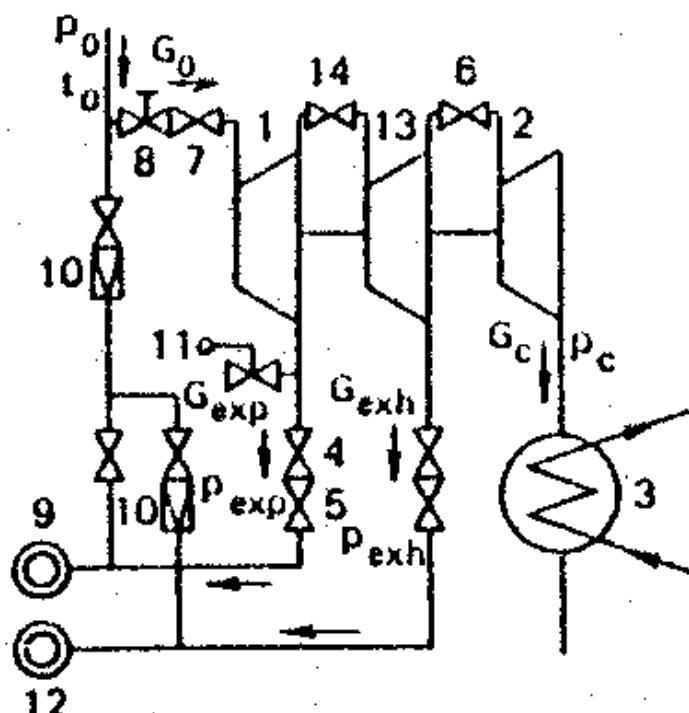
(a)



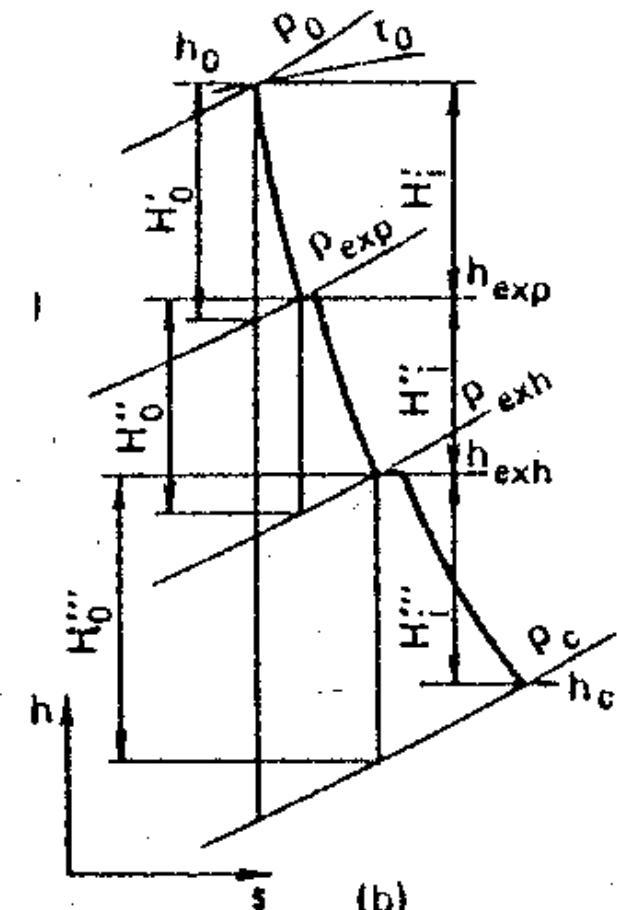
(b)

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

EXTRACCIÓN (2P) + CONDENSACIÓN



(a)



(b)

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

TURBINA EXTRACCIÓN – CONDENSACIÓN CON DOS EXTRACCIONES AUTOMÁTICAS

$$G_0 = f(N_{\text{turbina}}, G_p, G_h)$$

N_T : Potencia eje turbina

G_p : Vapor Produc. HP

G_h : Vapor Calent. LP

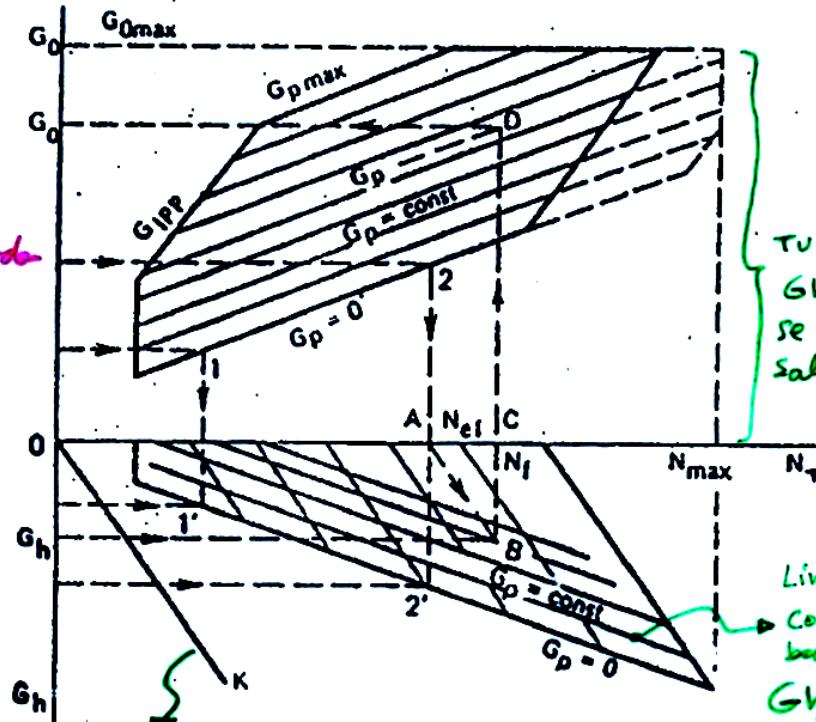
G_0 : Vapor total entrada turbina

Conociendo N_T ; G_p ; G_h
se determina G_0 : gráfico

N_T : punto A

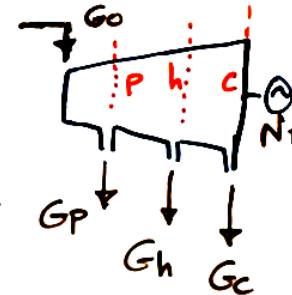
\bar{N}_C : Potencia ficticia debida a expansión de G_h hasta C

D: Punto de G_p que corresponde



$$N_h = k G_h$$

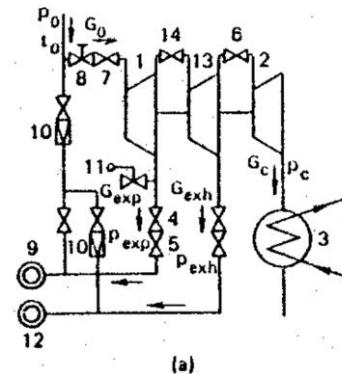
Potencia debida a la expansión de G_h hasta C (virtual)



TURBINO VIRTUAL:
 G_h no se entra y
se expande hasta C
Salida condensación

Linear de G_h entre
Constriadas con
balance de masa

$$G_h = G_0 - G_p - \max$$



(a)

Tecnologías de plantas de cogeneración. Regulación TV.

TURBINA EXTRACCIÓN – CONDENSACIÓN CON DOS EXTRACCIONES DE VAPOR PARA CALENTAMIENTO

$$G_o = \underbrace{G_o^h}_{\text{Heating}} + \underbrace{G_o^c}_{\text{Condensate}} G_o^h$$

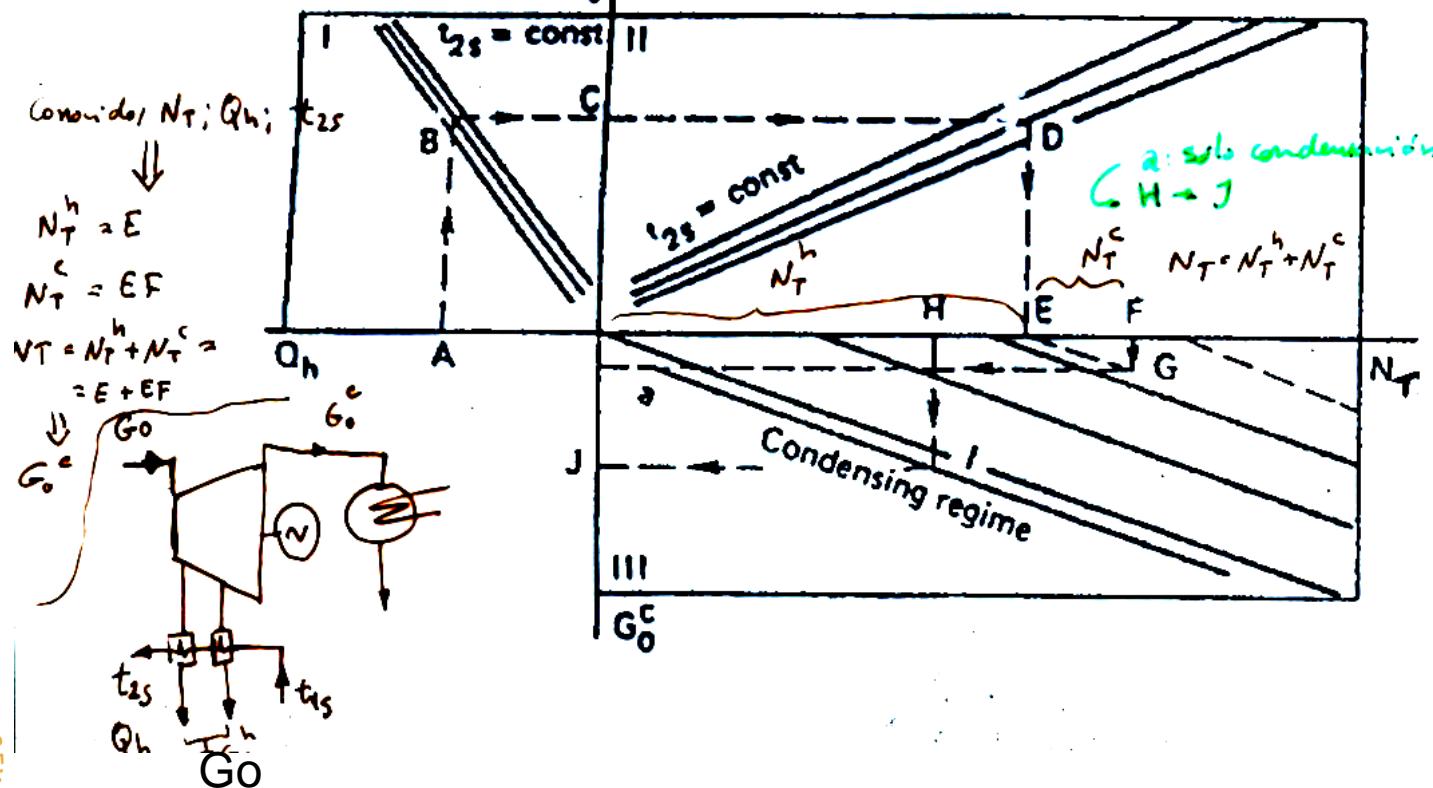
$$\text{DE AGUA} \quad F(N_T, Q_h, G_0, t_{3s}) = 0$$

NT: Potawatamie

Qh: Ganga Térnica

Go : Go to total turbine

t_{25} : Temperatura
a que a curva



L3 Tecnologías de la cogeneración. Turbina de vapor.



Sistemas de Potencia - Tecnología Energética
Máster Universitario en Ingeniería Industrial
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla