

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERIA

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA



**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICO Y ECONOMICA
PARA IMPLEMENTAR PLANTAS DE COGENERACION
PARA SATISFACER NECESIDADES ENERGETICAS HASTA 9 MW.”**

Informe de Habilitación Profesional
presentado en conformidad a los requisitos
para optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor Guía:

Sr. Reinaldo Sánchez Arriagada

JOSE OSVALDO ERICES VILLAGRAN

CONCEPCIÓN - CHILE

2014

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis agradecimientos a mi profesor guía el Sr Reinaldo Sánchez, por su ayuda y disposición a lo largo del desarrollo de esta habilitación profesional.

Quiero agradecer a mi madre, padre y hermana por su apoyo durante toda mi vida, ya que nada de esto sería posible sin su trabajo, enseñanzas, paciencia y cariño que me han entregado.

También quiero agradecer a mi polola (Ana María Inostroza) por que ha sido participe fundamental en mi vida afectiva como universitaria. Ya que con su alegría y cariño que me ha entregado durante estos 4 años ha sido todo mucho más sencillo de afrontar.

No puedo dejar fuera de estos agradecimientos a mis amigos de la infancia y adolescencia Felipe, Fernando, Luis, Carlos y Cristian. También a mis familiares, abuelos, tíos y primos.

Quiero también agradecer a la Universidad del Bío-Bío y en especial al departamento de Ingeniería Mecánica por todo lo que me han entregado en estos años de estudio y sobre todo por el clima tan acogedor que aun me entregan. Junto con esto también saludar a los distintos profesores que he tenido en la Universidad. Ya que atreves de sus enseñanzas y por medio de aciertos y desaciertos en sus asignaturas han provocado en mí una personalidad mucho más madura y con facilidad de afrontar diversos problemas tanto laborales como de la vida cotidiana.

También, agradecer a mis compañeros de carrera, ya que si bien fuimos pocos los que llegamos al final del proceso, fuimos muy unidos y siempre hubo un buen ambiente de compañerismo y amistad.

Por último quiero agradecer al deporte, ya que muy por lejos de ser una pérdida de tiempo, me ha permitido llevar una mejor calidad de vida.

“Sana tu cuerpo, para poder sanar tu mente y espíritu”

Sumario

El estudio de la cogeneración como medida de eficiencia energética y las diferentes tecnologías que es posible utilizar formaron parte de la base para el desarrollo y posterior evaluación tanto térmica como económica para una planta de cogeneración, con una generación eléctrica inferior a 9 MW tal como lo estipula la Ley corta 1 de energía y así poder aprovechar la liberación de costos de transmisión de energía.

Tras la revisión de distintos manuales y distintos factores de operación, se logró desarrollar el diseño de una planta de cogeneración utilizando motores de combustión interna (MCI), los cuales utilizan como combustible fuel-oil.

A través del software EES se desarrollaron diferentes programas para la simulación de una planta de cogeneración utilizando tanto turbina a vapor como a gas. El programa contempló el uso de diferentes tipos de combustibles y para diferentes escalas de generación eléctrica.

Finalizado el diseño y caracterización de los sistemas de cogeneración para cada una de las tecnologías utilizadas, se realizó el análisis económico pertinente, considerando la venta de ambas formas de energía (eléctrica y térmica). Para el análisis económico se consideró una generación eléctrica de 6 MW para todas las tecnologías, de modo de realizar una comparación entre ellas.

La planta de cogeneración con MCI, presentó buenos resultados tanto de VAN como TIR además de un periodo de recuperación de la inversión menor a 3 años, lo que convierte a esta tecnología en una opción bastante rentable.

La planta de cogeneración con turbina a gas, no tuvo buenos resultados, presentando indicadores ineficientes para un proyecto viable, lo que posiciona a una planta de cogeneración a gas como una alternativa poco rentable para una generación eléctrica inferior a 9 MW.

En el caso de las turbinas a vapor como tecnología utilizada para una planta de cogeneración, se obtuvieron resultados aceptables, ya que desde una generación eléctrica de 6 MW y 39 ton/h de vapor es posible obtener beneficios en el caso de utilizar combustible fuel-oil. En el caso de utilizar biomasa como combustible los beneficios se logran para una generación eléctrica de 6 MW y un flujo de vapor de 36 ton/h. Un proyecto de cogeneración utilizando turbina a vapor será factible, siempre y cuando la demanda eléctrica y de vapor sea mayor a las indicadas anteriormente.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
ORIGEN DEL TEMA	3
OBJETIVOS	4
CAPITULO I: COGENERACION	5
1.1.- Definición de cogeneración	5
1.2.- Beneficios e inconvenientes de la cogeneración.....	6
i) Beneficios para la sociedad	6
ii) Beneficios para el usuario	6
iii) Inconvenientes	6
1.3.- Estrategias de cogeneración	7
1.4.- Tipos de cogeneración	7
1.4.1.- Sistemas Superiores de cogeneración.....	8
1.4.2.- Sistemas Inferiores de cogeneración	9
1.5.- Elementos de una planta de cogeneración	11
1.6.- Cogeneración en el sector terciario	12
1.7.- La cogeneración y el medio ambiente.....	13
1.7.1.-Leyes medioambientales	15
CAPITULO II: COGENERACIÓN EN CHILE Y EL MUNDO.....	16
2.1.- Cogeneración en Chile	16
2.2.- Marco regulatorio de la cogeneración en Chile	17
2.3.- Cogeneración en el mundo.....	18
CAPITULO III: TECNOLOGIAS DE COGENERACIÓN	22

3.1.- Motores de combustión interna (MCI).....	22
3.1.2.- Recuperación de calor en M.C.I.	25
3.2.- Turbina a gas.....	26
3.2.1.- Comportamiento termodinámico de una turbina a gas.....	29
3.3.- Turbina a vapor.....	30
3.3.1.- Turbina de compresión.....	31
3.3.2.- Turbina de condensación.....	32
3.3.3.- Comportamiento termodinámico de una turbina a vapor.....	33
3.4.- Comparación entre las distintas tecnologías de cogeneración.....	34
CAPITULO IV: INDICADORES DE EFICIENCIA RELACIONADOS CON LA COGENERACIÓN	36
4.1.- Rendimiento global.....	36
4.2.- Rendimiento eléctrico equivalente.....	36
4.3.- Ahorro de energía primaria.....	37
4.4.- Ahorro porcentual de energía primaria.....	38
4.5.- Cálculo de ahorro de energía primaria comparado con un sistema convencional.....	39
CAPITULO V: DISEÑO Y ESPECIFICACIONES DE PLANTAS DE COGENERACION PARA LAS DISTITAS TECNOLOGIAS ESTUDIADAS.	42
CAPITULO VI: ASPECTOS ECONOMICOS	51
6.1.- Principales factores que difieren la viabilidad de un proyecto.....	51
6.1.1.- Tipos de combustible.....	51
6.1.2.- Relación con la electricidad Q/E.....	52
6.1.3.- Disponibilidad.....	52
6.1.4.- Protección ambiental.....	52
6.1.5.- Situación geográfica.....	52
6.2.- Análisis de las inversiones a realizar en una planta de cogeneración.....	53

6.2.1.-Inversiones a realizar en una planta de cogeneración	53
7.1-Indicadores a utilizar	57
7.2-Inversiones a realizar en una planta de cogeneración.	60
7.3 -Costos por concepto de combustibles	62
7.4-Costos de operación y mantenimiento	64
7.5-Análisis económico.	66
7.5.1- Análisis económico Motor de combustión interna.....	66
7.5.2-Análisis económico Turbina a gas.....	67
7.5.3-Análisis económico Turbina a vapor.....	68
CAPITULO VIII: CONCLUSIONES	72
CAPITULO IX: BIBLIOGRAFIA	75
CAPITULO X: ANEXOS.....	78

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Rango de reducción de contaminantes de los distintos gases emitidos (Sustainable Energy Systems. European Comision)	14
Tabla 2: Emisiones de CO ₂ evitadas con el uso de cogeneración para diferentes potencias. (Sustainable Energy Systems. European Comision).....	14
Tabla 3: Características de los proyectos de cogeneración en el país (Curso Cogenera SpA, Mayo 2013)	16
Tabla 4: Distribución de la potencia instalada de cogeneración en el país (Hugh Rudnick, Cogeneración en Chile y el mundo, Universidad Católica de Chile).....	17
Tabla 5: Capacidad instalada en MW de distintos países del mundo (International Energy Agency IEA. 2010)	18
Tabla 6: Tabla comparativa entre ciclo Diesel y ciclo Otto (Villares Martin Mario, Cogeneración 2003)	23
Tabla 7: Relación Q/E y temperatura de los gases para los distintas tecnologías de cogeneración (ASHRAE, AEE Cogen Institute)	34
Tabla 8: Ventajas y desventajas de las distintas tecnologías de cogeneración (ASHRAE, AEE Cogen Institute)	34
Tabla 9: Datos técnicos de cada una de las tecnologías de cogeneración estudiadas. (ASHRAE, AEE Cogen Institute)	35
Tabla 10: REE mínimo para los diferentes combustibles utilizados (Diario oficial Unión Europea, 21 Diciembre 2006)	37
Tabla 11: Valores de referencia para calor y electricidad de los distintos tipos de combustibles (IDEA IDEA, Instituto para la diversificación y ahorro de la energía)	39
Tabla 12: Resumen de energía primaria ahorrada con la utilización de la cogeneración para las distintas tecnologías estudiadas.....	41

Tabla 13: Especificaciones de MCI para tres MW eléctricos para diferentes combustibles.(Energua. Directorio de motores alternativos para cogeneración)	42
Tabla 14: Especificaciones de MCI para seis MW eléctricos para diferentes combustibles.(Energua. Directorio de motores alternativos para cogeneración.....	43
Tabla 15: Especificaciones de MCI para nueve MW eléctricos para diferentes combustibles. (Energua. Directorio de motores alternativos para cogeneración)	43
Tabla 16: Energía térmica recuperable en las distintas partes de un MCI. (Elaboración propia)	45
Tabla 17: Resultados más importantes obtenidos de la simulación en EES para un sistema de cogeneración con turbina a gas. (Elaboración propia)	46
Tabla 18: Resultados más importantes obtenidos de la simulación en EES para un sistema de cogeneración con turbina a vapor. (Elaboración propia)	48
Tabla 19: Resultados más importantes obtenidos de la simulación en EES para un sistema de cogeneración con turbina a vapor (Elaboración propia)	49
Tabla 20: PCI y PCS de distintos combustibles utilizados en cogeneración. (Apuntes termodinámica y termotecnia, Universidad de Extremadura)	52
Tabla 21: Valor kWe instalado de cogeneración en cada una de las tecnologías estudiadas. (Comisión nacional para el uso eficiente de la Energía (Conuee), México)	54
Tabla 22: Costo de cada kW recuperado de energía, con diversos mecanismos. (Comisión nacional para el uso eficiente de la Energía (Conuee), México)	55
Tabla 23: Distintas decisiones a tomar según el valor del VAN. (Cristian Bargsted, Universidad de Chile).....	59
Tabla 24: Decisiones a tomar según valor de TIR (Cristian Bargsted, Universidad de Chile)	60
Tabla 25: Inversiones a realizar en una planta de cogeneración con motor de combustión interna para diferentes potencias eléctricas. (Elaboración propia)	60

Tabla 26: Inversiones a realizar en una planta de cogeneración con turbina a gas para diferentes potencias eléctricas. (Elaboración propia)	60
Tabla 27: Inversiones a realizar en una planta de cogeneración con turbina a vapor para diferentes potencias eléctricas. (Elaboración propia)	61
Tabla 28: Costos por concepto de combustible (fuel-oil) para diferentes potencias eléctricas utilizando MCI. (Elaboración propia)	62
Tabla 29: Costos por concepto de combustible (gas natural) para diferentes potencias eléctricas utilizando MCI. (Elaboración propia)	62
Tabla 30: Costos por concepto de combustible (gas natural) para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a gas. (Elaboración propia)	63
Tabla 31: Costos por concepto de combustible (biomasa) para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a vapor. (Elaboración propia)	63
Tabla 32: Costos por concepto de combustible (fuel-oil) para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a vapor. (Elaboración propia)	64
Tabla 33: Costos por concepto de operación y mantenimiento para diferentes potencias eléctricas utilizando MCI. (Elaboración propia)	64
Tabla 34: Costos por concepto de operación y mantenimiento para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a gas. (Elaboración propia)	65
Tabla 35: Costos por concepto de operación y mantenimiento para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a vapor. (Elaboración propia)	65
Tabla 36: Análisis económico para un motor de combustión interna (Elaboración propia).....	66
Tabla 37: Análisis económico para un sistema de cogeneración con turbina a gas (elaboración propia).....	67
Tabla 38: Análisis económico para un sistema de cogeneración con turbina a vapor con fuel-oil (elaboración propia)	69
Tabla 39: Análisis económico para un sistema de cogeneración con turbina a vapor con biomasa.....	70

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Comparación sistema de cogeneración vs sistema convencional.....	5
Figura 1.2: Distintas estrategias para cogenerar	7
Figura 1.3: Estructura de un ciclo superior de cogeneración.....	8
Figura 1.4: Planta de cogeneración ciclo superior, Stora Enso.....	9
Figura 1.5: Estructura de un ciclo inferior de cogeneración	10
Figura 1.6: Planta de cogeneración de ciclo inferior, Michigan	10
Figura 2.1: Fracción de la electricidad producida en un régimen de cogeneración (International Energy Agency IEA, 2009)	19
Figura 2.2: Utilización de la cogeneración en el G8+5 para 2015 y 2030 (International Energy Agency IEA, 2009)	20
Figura 3.1: Diagrama P-V de un ciclo Otto y de un ciclo Diesel	23
Figura 3.2: Motor Rolls-Royce Bergen B35:40V AG	24
Figura 3.3: Esquema de una planta de cogeneración, que utiliza un MCI.....	25
Figura 3.4: Turbina a gas con sus partes más relevantes.	27
Figura 3.5: Esquema de una planta de cogeneración con turbina a gas.....	28
Figura 3.6: Gráfico rendimiento eléctrico (%) vs Potencia eléctrica (MW) de una turbina a gas	29
Figura 3.7: Turbina a vapor modelo SST-200 con capacidad de hasta 10 MW	30
Figura 3.8: Esquema de una planta de cogeneración con turbina a vapor	31
Figura 3.9: Ciclo Rankine turbina a vapor.....	33

INTRODUCCIÓN

Por lo general las personas satisfacen sus necesidades energéticas comprando la electricidad y los combustibles a las correspondientes compañías suministradoras. Esta modalidad de abastecimiento, cómoda para el usuario, suele conllevar unos costos elevados, y desde el punto de vista de uso racional de la energía bastante ineficiente.

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible como calor en el combustible, el resto se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador al vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, por lo general es de baja temperatura relativa, en otras palabras es de baja capacidad para realizar un trabajo útil dentro de una planta de generación eléctrica.

La cogeneración es un sistema alternativo, de alta eficiencia energética, que permite reducir de forma importante los costos energéticos de los consumidores, sin alterar su demanda energética.

Se define como cogeneración a la producción simultánea de dos o más tipos de energía. Normalmente las energías generadas son electricidad y calor, aunque puede ser también energía mecánica y calor (y/o frío). En un sistema de cogeneración el calor se presenta en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua caliente. Por ejemplo se puede utilizar el vapor caliente que sale de una turbina de producción de energía eléctrica, para suministrar energía para otros usos.

La principal diferencia entre la cogeneración y la generación convencional es la cantidad de combustible empleado (revisar figura 1, pag 5). En los sistemas de cogeneración el combustible utilizado para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor que el utilizado en los sistemas convencionales. En los sistemas de cogeneración se puede aprovechar hasta el 84 % de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor a proceso (25-40 % eléctrico y 40-60% térmico).

Además la cogeneración entrega beneficios al sector industrial como a nivel de país. Esto porque el sector industrial ve reflejado un ahorro de la energía primaria; petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa, al poseer un sistema más eficiente en el uso de los recursos energéticos. A nivel país los

beneficios radican en la reducción de las emisiones contaminantes al medio ambiente, esto debido a que se queman menos combustibles.

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo a su orden de producción de electricidad y energía térmica. Están los sistemas superiores (Topping Cycles) que son los más utilizados y que tienen por característica que la fuente primaria de energía se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica y a partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina a la generación de energía mecánica y energía térmica. El otro tipo de cogeneración son los sistemas inferiores (Bottoming Cycles) en los cuales la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso y la energía térmica residual se usa para la generación de energía eléctrica.

Por lo general los sistemas de cogeneración se distinguen en base a su motor principal empleado para generar la energía eléctrica, los más utilizados son:

- Cogeneración con turbina a vapor
- Cogeneración con turbina a gas
- Cogeneración con motor de combustión interna o también llamado motor alternativo
- Cogeneración con ciclo combinado

El único requisito para la implementación de un sistema de cogeneración es que exista un consumo de electricidad y calor. El tipo de calor necesario conducirá a un tipo determinado de motor primario y de instalación. Para el caso de consumos térmicos en alta temperatura favorecen el uso de las turbinas y para consumo de agua caliente se prefiere el uso de motores de combustión interna.

Con el paso de las últimas décadas el uso de cogeneración se ha incrementado a nivel mundial, aún estando por debajo de lo idóneo. En industrias como las de papel y celulosa, industrias químicas, industrias petroquímicas, refinerías de petróleo, industrias cerámicas, e industrias alimenticias el uso de cogeneración se ha vuelto muy común. Sin embargo hay un sector que aún no es muy explotado pero presenta un gran potencial para el uso de la cogeneración, es el sector terciario o de servicios, pues tiene necesidades térmicas importantes, en la mayoría de los casos para climatización y aguas sanitarias. Entre las instalaciones con mayores posibilidades de implementación de este sistema se encuentran; hospitales, complejos deportivos, sectores residenciales, hoteles, colegios, universidades, centros comerciales, etc.

En Chile actualmente existe un potencial de cogeneración de 875 MWe. En su mayoría estos proyectos de cogeneración operan con biomasa y turbinas de vapor en el sector forestal (celulosas y aserraderos) con un total de 689 MWe, lo que equivale a un 78 % del total de cogeneración en Chile. Es importante mencionar que la cogeneración está incluida en el diseño de todas las plantas de celulosa, por ello el desarrollo de la cogeneración en Chile ha estado muy ligado al desarrollo de este sector productivo

ORIGEN DEL TEMA

El tema se origina debido a la constante búsqueda de poder obtener mayores y mejores rendimientos energéticos y a la vez poder reducir los índices de contaminación ambiental, por lo que en esta búsqueda la cogeneración aparece como una alternativa bastante interesante, la cual presenta una amplia gama de aplicaciones y que es capaz de satisfacer necesidades energéticas en un rango muy amplio. Si bien la cogeneración en Chile no es un tema nuevo, solo ha sido utilizada en el ámbito industrial y aún en pequeñas cantidades. No obstante considerando la Ley corta 1 de energía la cual establece que se libera de costos de transmisión a los generadores con capacidad menor a 9 MW, aparece una oportunidad bastante buena para utilizar la cogeneración, esta vez destinada para satisfacer necesidades energéticas (electricidad, calefacción, aguas sanitarias, etc) de ciertos recintos u organizaciones (hospitales, complejos deportivos, complejos inmobiliarios, condominios, etc).

OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar térmica y económicamente una planta de cogeneración para una potencia eléctrica no superior a 9 MW y que produzca energía térmica, considerando ciclos de planta de vapor, turbina a gas y motores de combustión interna diesel.

Objetivos específicos

- Evaluar los distintos tipos y tecnologías de cogeneración de forma de encontrar el más adecuado para las necesidades energéticas que se quieren satisfacer.
- Evaluar los efectos ambientales que provoca una planta de cogeneración en comparación con las formas convencionales de generación de electricidad y energía térmica.
- Evaluar térmica y económicamente la rentabilidad de llevar a cabo un proyecto de cogeneración.

CAPITULO I: COGENERACION

1.1.- Definición de cogeneración

La cogeneración es una tecnología que permite la producción y el aprovechamiento combinado de calor y electricidad con un elevado rendimiento, por lo que es posible conseguir un ahorro considerable de combustible y de paso reducir las emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x que son causantes del efecto invernadero.

La cogeneración es en la práctica un concepto muy antiguo. La American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers (ASHRAE), define la Cogeneración como un proceso energético en el que una fuente primaria produce dos formas útiles de energía: calor y electricidad.

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. En este proceso, aun en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos de 40% de energía disponible como calor en el combustible, el resto se descarga a la atmosfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador de vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico.

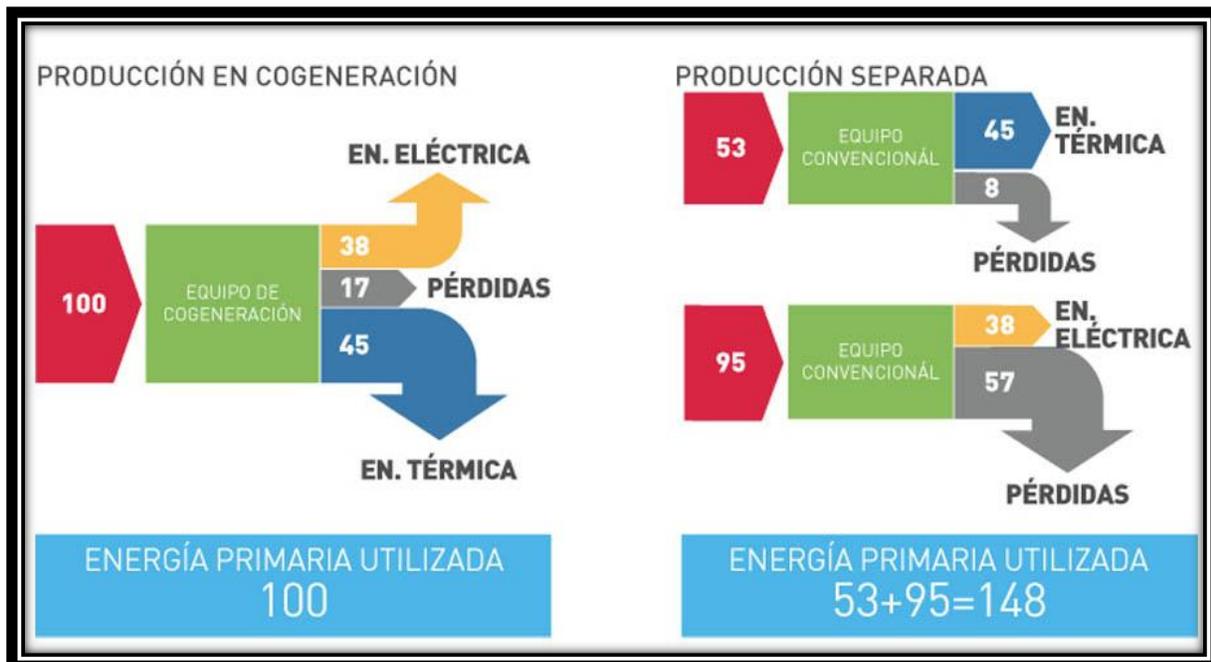


Figura 1.1: Comparación sistema de cogeneración vs sistema convencional

1.2.- Beneficios e inconvenientes de la cogeneración

Dentro de los beneficios podemos diferenciar dos tipos, los beneficios para la sociedad y los beneficios para el usuario.

i) Beneficios para la sociedad

- Reducción de los costos energéticos, gracias al ahorro que se consigue en energía primaria y al menor costo de operación de una planta de cogeneración.
- Independencia de la red eléctrica y seguridad en el suministro, ya que la energía necesaria para los procesos industriales es autogenerada.
- Dimensión de la planta de cogeneración acorde a las necesidades energéticas del proceso.

ii) Beneficios para el usuario

- Mayor protección del medio ambiente, al reducirse considerablemente las emisiones de CO₂
- Mayor eficiencia en la cogeneración de energía; reducción de costes de generación, transporte y distribución de electricidad y de calor.
- Mejor adecuación entre oferta y demanda energética, lo que tiene como consecuencia la reducción y el equilibrio en los precios de la energía.

iii) Inconvenientes

- Los sistemas de Cogeneración requieren una inversión sustancial, que muchas compañías no están dispuestas a arriesgar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.
- Los sistemas de Cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la utilización de empresas o personas calificadas en esta área.
- En algunos proyectos, su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos a medio plazo.
- Inestabilidad legislativa.

1.3.- Estrategias de cogeneración

El factor más importante que define si la cogeneración es o no económicamente rentable es la diferencia entre el costo de la electricidad y el costo de combustible

Desde el punto de vista técnico, cualquier industria, independiente del tamaño, que tenga simultáneamente demandas de energía eléctrica y térmica (vapor, agua caliente, aire para secado, etc) es un posible candidato para la cogeneración. Indudablemente, cuanto mayor sea el número de horas de funcionamiento, el interés en cogeneración será mayor.

Además con la posibilidad de estar interconectado a la red entrega la posibilidad de vender la producción eléctrica o térmica sobrante.

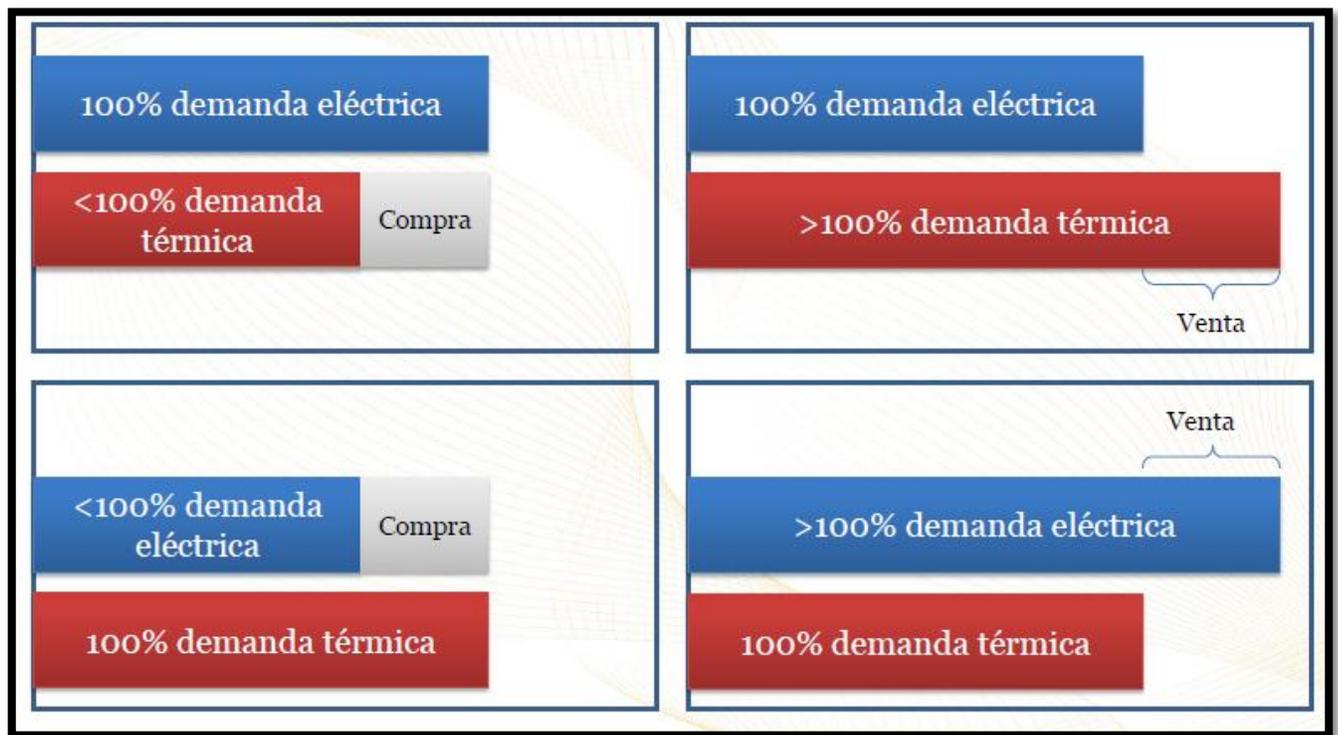


Figura 1.2: Distintas estrategias para cogenerar.

1.4.- Tipos de cogeneración

Los sistemas de cogeneración se pueden clasificar en dos grupos; Sistemas superiores y Sistemas inferiores, esto de acuerdo al orden de producción de electricidad y energía térmica, independiente del tipo de máquina motriz o de combustible utilizado.

1.4.1.- Sistemas Superiores de cogeneración

Los sistemas Superiores de cogeneración o “topping cycle” suelen ser los más usados y corresponde a aquellos en los que una fuente de energía primaria (ya sea el gas natural, diesel, carbón u otro combustible) se utiliza de forma directa para la generación de energía eléctrica. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se utiliza para producir energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual ya sea en forma de vapor o gases calientes es suministrado a los procesos industriales para el secado o calentamiento, que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utilizan principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera entre otras, donde sus requerimientos de calor sean moderados o bajos, con temperaturas entre 250°C y 600°C.

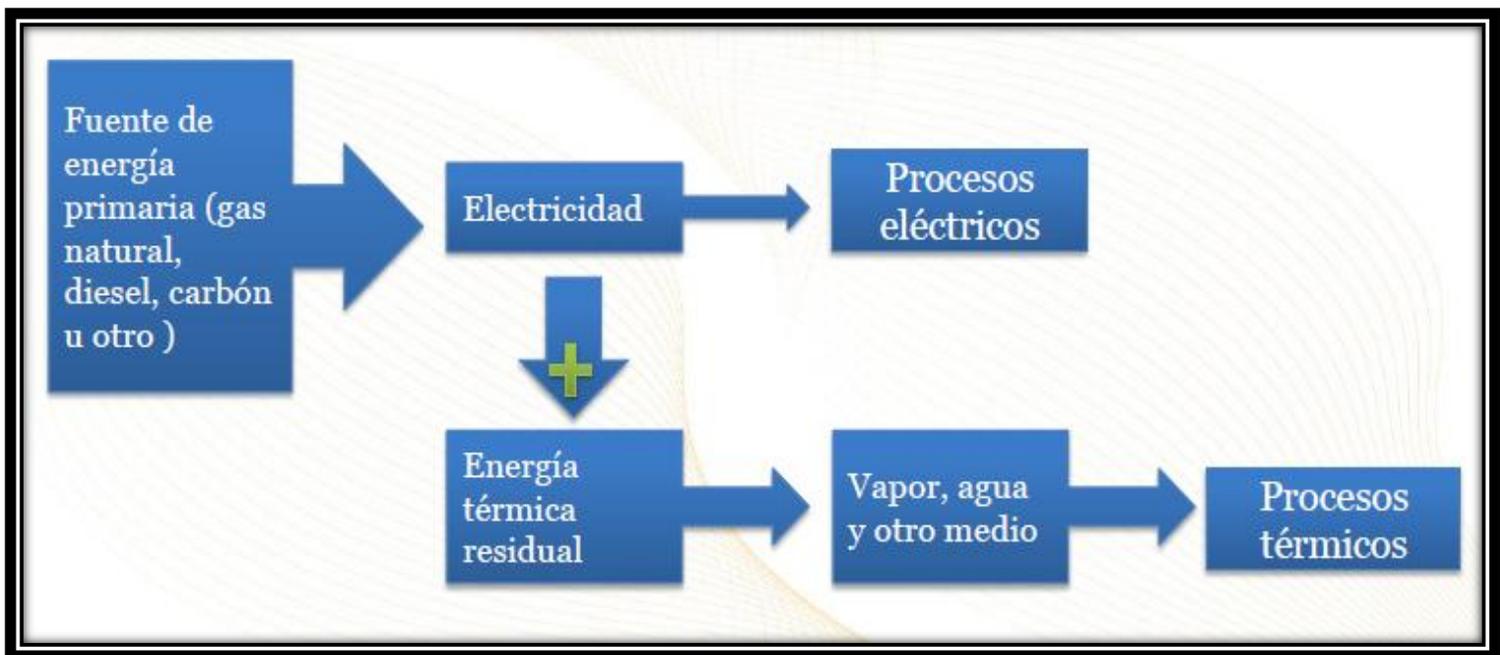


Figura 1.3 Estructura de un ciclo superior de cogeneración.



Figura 1.4 Planta de cogeneración ciclo superior, Stora Enso

1.4.2.- Sistemas Inferiores de cogeneración

En los sistemas inferiores “bottoming cycle” la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso y la energía térmica residual o de desecho, se usa para la generación de energía eléctrica en segundo término.

El uso de los ciclos inferiores está asociado con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas, como ocurre en las industrias del cemento, siderúrgicas, vidrieras y químicas. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900°C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

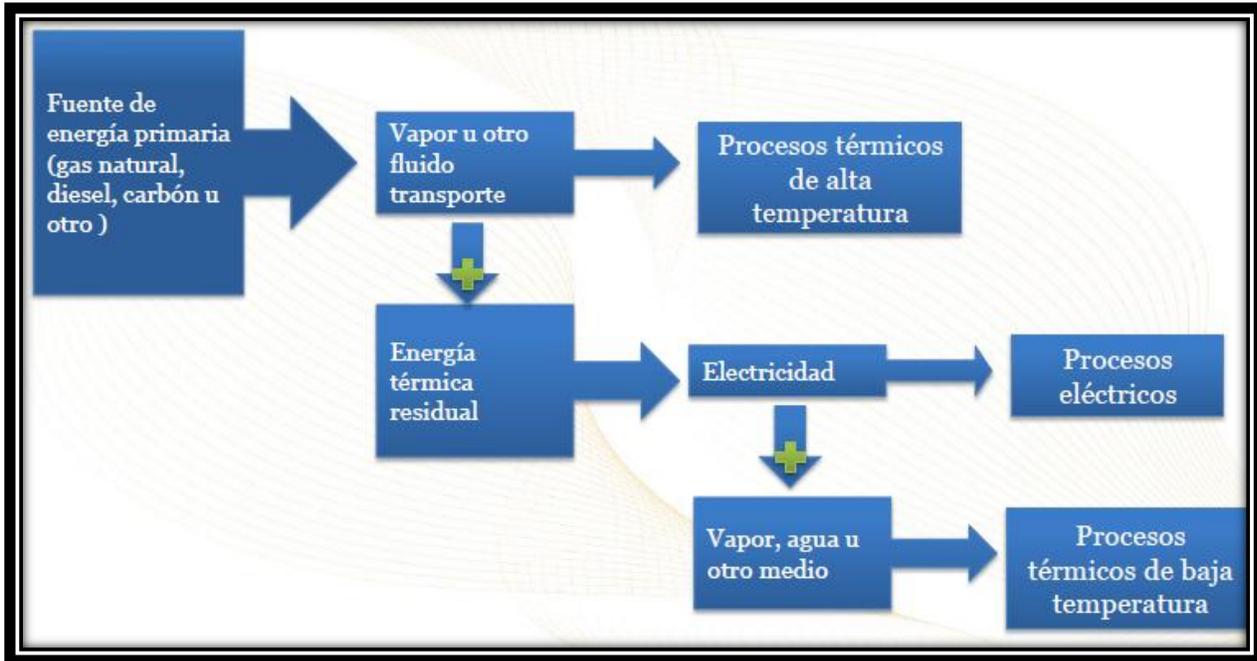


Figura 1.5 Estructura de un ciclo inferior de cogeneración

El ciclo inferior de la cogeneración se aprecia en procesos industriales de gran tamaño y continuidad de producción, en que comúnmente el combustible está relacionado con el proceso mismo (por ejemplo, biomasa en la industria maderera o biogás en vertederos). Al maximizar el aprovechamiento del combustible disponible alimentando calderas de vapor, hay excedentes que se destinan a turbinas para producir electricidad, la que es aprovechada por el proceso, agregando en ocasiones exportación a la red. La ventaja de estos casos es el bajo costo del combustible, subproducto del mismo proceso productivo.



Figura 1.6 Planta de cogeneración de ciclo inferior, Michigan

1.5.- Elementos de una planta de cogeneración

Para que una planta de cogeneración pueda funcionar requiere de varios componentes, estos componentes son los básicos que debe poseer cualquier planta, independiente de la tecnología que se utilice.

1_ Fuente de energía primaria. Suele ser gas natural, gasóleo o fuelóleo y en algunos casos biomasa.

2_ El elemento motor. Es el elemento encargado de convertir energía térmica o química en mecánica. Dependiendo del tipo de planta, puede tratarse de turbinas de gas, turbinas de vapor o motores de combustión interna.

3_ El sistema de aprovechamiento de energía mecánica. En general suele estar formado por un alternador que la transforma en eléctrica, muy versátil y fácil de aprovechar, pero también puede tratarse de compresores, bombas, etc, donde la energía mecánica se aprovecha directamente.

4_ El sistema de aprovechamiento de calor. Puede tratarse de calderas recuperadoras de calor de gases de escape, secadores o intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de bajo rango.

5_ Sistemas de refrigeración. Al final, siempre una parte de la energía térmica contenida en el combustible no será aprovechada en la planta y debe ser evacuada. Las torres de refrigeración, los aerocondensadores o los intercambiadores suelen ser elementos habituales de estos sistemas. Un objetivo muy importante del diseño de una planta de cogeneración es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada a la atmósfera.

6_ Sistema de tratamiento de agua. Tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características físico-químicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de sistemas para su tratamiento y control.

7_ Sistema de control, que se encarga del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.

8_ Sistema eléctrico, que permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la exportación/importación de energía eléctrica necesaria para cumplir el balance. La fiabilidad de esta

instalación es muy importante, así como la posibilidad de trabajo en isla, lo que permite alimentar la fábrica en situación de deficiencia de la red externa y estar disponible inmediatamente en el momento que se restablezcan las condiciones del servicio

1.6.- Cogeneración en el sector terciario

El sector terciario al igual que el industrial, es un consumidor de energía eléctrica y térmica, aunque presenta ciertas peculiaridades frente a la cogeneración en el sector industrial.

Las instalaciones que son candidatas a poseer un sistema de cogeneración, son aquellas que necesiten de energía eléctrica y térmica. Los hospitales fueron los pioneros en instalaciones de cogeneración, pero otros como hoteles, aeropuertos, centros comerciales, complejos deportivos, universidades, etc, también disponen de sistemas de cogeneración de mayor o menor potencia.

La primera de las características de estas instalaciones es que las necesidades energéticas varían según la estación en la que se encuentre. En invierno las necesidades energéticas serán de electricidad y calor, en tanto en verano las necesidades serán de electricidad y frío (aire acondicionado). En tanto en primavera y otoño pueden coincidir las necesidades de calor y frío. Es indispensable que la cogeneración funcione durante todo el año, ya que es primordial para que el proyecto resulte rentable.

La producción de frío se realiza a partir de la energía térmica. Esto se puede realizar con una máquina de producción de frío por absorción. A los sistemas formados por el motor principal de cogeneración con la máquina de absorción se les conoce como sistemas de trigeneración, esto por la producción simultánea de electricidad, calor y frío.

La potencia media en los sistemas de cogeneración en el sector terciario suele ser bastante inferior a la del sector industrial, ya que las necesidades energéticas por lo general son menores, sobre todo en cuanto a la energía térmica requerida, lo que lleva en algunos casos que la potencia instalada sea menor que la potencia eléctrica consumida. En estos casos se toma dicha decisión, cuando es más rentable comprar el déficit de energía eléctrica y satisfacer las necesidades térmicas.

Otra característica que posee el sector terciario es que los consumos energéticos son bastante fluctuantes, por el contrario del sector industrial. Además suelen estar ligados a la climatología por lo que son más difíciles de programar. Los consumos serán muy fluctuantes según la hora del día, ya que

están asociados a los horarios comerciales y de oficinas. Esta fluctuación diaria va a determinar el tipo de motor de cogeneración a instalar, ya que en muchos casos no será rentable que el sistema de cogeneración funcione por la noche, coincidiendo con un descenso en el consumo y un precio de la electricidad menor.

Por último un factor que ayuda a la rentabilidad de los sistemas de cogeneración en el sector terciario es que el precio de la electricidad es relativamente elevado, esto por dos razones. La primera es que las tarifas para el sector terciario son más caras, esto porque no son grandes consumidores como si lo son el sector industrial. La segunda es que los horarios en los que se trabaja en el sector terciario coinciden con los horarios de punta de consumo eléctrico, por lo que los costos son más elevados.

El motor de cogeneración que toma mayor ventaja en el sector terciario es el motor de combustión interna, ya que cumple con la mayoría de los requerimientos de este sector, paradas continuas, gran variación de carga y una relación calor-electricidad reducida. Sin embargo las otras tecnologías también son una opción viable, siempre y cuando los combustibles puedan ser obtenidos a buen precio y, por sobre todo, por las necesidades energéticas que se requieran.

1.7.- La cogeneración y el medio ambiente

El aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad, que son característicos de la cogeneración, hacen que ésta sea muy eficiente en el uso de la energía. Esto conlleva a disminuir considerablemente los gases nocivos producidos por la generación eléctrica y térmica.

La generación de electricidad en las centrales termoeléctricas convencionales posee rendimientos muy inferiores a los que se alcanzan con la cogeneración, esto servicio público representa rendimientos sensiblemente inferiores, al tener que disiparse en el medio ambiente importantes cantidades de calor.

Las pérdidas por transporte de electricidad en los sistemas de cogeneración, al producirse la electricidad donde se consume, son muy inferiores a las existentes en el sistema convencional. Las pérdidas por concepto de transporte de electricidad en el sistema convencional son del orden del 6 al

10% de la energía eléctrica disponible, mientras que en un sistema de autogeneración como la cogeneración estas pérdidas no sobrepasan el 2%.

La cogeneración disminuye en todos los casos las emisiones de CO₂, así como el monóxido de carbono e hidrocarburos, (ver tabla 1) por su mayor eficiencia tanto en la producción de energía eléctrica, como en el aprovechamiento de la energía primaria utilizada. Las emisiones de óxidos de nitrógeno, que son las más preocupantes por sus efectos en la salud, se reducen al aprovecharse mejor el combustible en los sistemas de cogeneración. Estudios realizados en la Unión Europea, comparando las emisiones con tecnologías y combustibles iguales, entre plantas de cogeneración y generación eléctrica y calderas por separado, arrojan los resultados que se muestran en la tabla 2

Tabla 1: Rango de reducción de contaminantes de los distintos gases emitidos.

Tipo de Contaminante	Rango de reducción de contaminantes con Cogeneración (%)
CO ₂	46 a 64%
CO	15%
Nox	69%
HC	18%
Partículas	90 %

Fuente: Sustainable Energy Systems. European Comision

Tabla 2: Emisiones de CO₂ evitadas con el uso de cogeneración para diferentes potencias.

Capacidad de Generación MW	Toneladas de CO ₂ Emitidas al año
1	6.518
5	32.592
10	65.183
20	130.366
50	325.916
100	651.832

Fuente: Sustainable Energy Systems. European Comision

1.7.1.-Leyes medioambientales

Según la Ley N° 19300 “Ley de Bases del Medio Ambiente”, los proyectos o actividades susceptibles a causar impacto ambiental, en cualquiera de sus fases deberán someterse a un sistema de evaluación ambiental. Se incluye en estos proyectos centrales generadoras de energía mayores a 3 MW y líneas de transmisión mayores a 23kV (Ley N° 19300, Artículo 10). La ley anterior define los conceptos de Impacto Ambiental, Estudio de Impacto Ambiental y Evaluación de Impacto Ambiental, de la siguiente forma.

Impacto Ambiental: La alteración del medio ambiente, provocada directo o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada.

Evaluación de Impacto Ambiental: Procedimiento, a cargo de la CONAMA o de la COREMA, en su caso, que en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a la normativa vigente.

Estudio de Impacto Ambiental: Documento que describe detalladamente las características de un proyecto o actividad que se pretenda llevar a cabo o su modificación. Debe proporcionar antecedentes fundados para la predicción, identificación e impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos. Los tipos de proyectos enumerados en el Artículo 10 (entre ellos centrales de generación de capacidad mayor o igual a 3MW) que causen los efectos resumidos en el Artículo 11, deberán realizar estos estudios, el cual debe contener las descripciones requeridas por el Artículo 12. En caso de que el proyecto no requiera realizar un estudio de impacto ambiental, consiste en un documento jurado que expresa que el proyecto cumple con las condiciones ambientales reglamentadas.

CAPITULO II: COGENERACIÓN EN CHILE Y EL MUNDO

2.1.- Cogeneración en Chile

A través de varios estudios encargados por el Ministerio de Energía, se ha demostrado que existe un potencial notable para la cogeneración en Chile. Esto debido a la estrecha capacidad de generación eléctrica en Chile en conjunto con un alto crecimiento pronosticado de demanda eléctrica y una compleja situación respecto de la ampliación del parque de generación eléctrica, la cogeneración puede ayudar a aliviar esta compleja situación. No obstante, existen pocas empresas que aplican esta forma de satisfacer sus necesidades eléctricas y térmicas en conjunto.

Según los últimos datos, el potencial de cogeneración existente en el país alcanza los 875 MW, esto considerando el autoconsumo y los excedentes que son inyectados a la matriz del sistema interconectado. Lamentablemente el potencial de cogeneración instalado en el país se ha estancado, lo que significa que no hay mucho interés o tal vez un desconocimiento de lo importante que puede resultar la utilización de este sistema de eficiencia energética.

La mayoría de los proyectos de cogeneración en operación son con biomasa y turbinas de vapor en el sector forestal (celulosa y aserraderos), con 689 MWe, donde la cogeneración está incluida en el diseño de todas las plantas de celulosa, por ello el desarrollo de la cogeneración en Chile ha estado muy ligado al desarrollo de ese sector productivo (ver tabla 3).

Tabla 3: Características de los proyectos de cogeneración en el país

	Proyectos	Potencia MWe	Porcentaje c/r a termoeléctricas
Proyectos de cogeneración con biomasa en el sector forestal	15	689	8,6%
Proyectos de cogeneración operando con combustibles fósiles en industrias mineras y refinerías	14	175	2,2%
Proyectos de cogeneración en el SIA	6	153	1,9%
Potenciales proyectos de cogeneración industrial	35	875	10,9%

Fuente: Curso Cogenera SpA, Mayo 2013

La cogeneración se ha desarrollado en menor proporción con carbón, algunos con derivados del petróleo y excepciones con gas natural, en la industria, minería y refinerías de petróleo, con 175 MWe;. El potencial de cogeneración estimado para el sector industrial de 875 MWe es 5 veces superior a esta cifra.

Tabla 4: Distribución de la potencia instalada de cogeneración en el país

Potencial MWe	Autoproducción Mwe	Excedente de potencia (MWe)	Total (MWe)	Total (%)
0,2 a 9 MWe	245,3	225,7	471	54
9 a 20 MWe	26,9	58,3	85,1	10
Más de 20 MWe	67,1	251,8	318,9	36
Total general	339,3	535,7	875	100
Total general (%)	39%	61%	100%	

Fuente: Hugh Rudnick, Cogeneración en Chile y el mundo, Universidad Católica de Chile

2.2.- Marco regulatorio de la cogeneración en Chile

Definiciones y menciones en la ley

La Cogeneración está considerada en la legislación chilena en la Ley 20.257 que introduce modificaciones a la Ley General De Servicios Eléctricos respecto de la generación de ERNC, donde se tiene la definición para calificar en este grupo de *“Cogeneración Eficiente”* la cual corresponde a: *“Instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kW y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento”*.

Ley corta 1 (Ley 19.940)

Esta ley introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo la obligatoriedad para las empresas de generación eléctrica de acreditar un mínimo de 5% de sus inyecciones de energía con fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), ya sea directa o indirectamente. El porcentaje irá aumentando paulatinamente hasta alcanzar 10% en el año 2024.

La Ley Corta 1 también libera de los costos de transmisión a los generadores con capacidad menor a 9MW (Esto es clave para el desarrollo de esta habilitación profesional, ya que el estudio de ésta se basa en ver la factibilidad de una planta de cogeneración con capacidad menor a 9 MW, aprovechando de este modo el pago nulo por costos de transmisión). A medida que los generadores tienen mayor capacidad, tienen que pagar un poco más por el transporte. Desde los 20 MW hacia arriba deben pagar las tarifas completas.

2.3.- Cogeneración en el mundo

La cogeneración a nivel mundial es hoy en día, una herramienta indispensable para el aumento de la eficiencia energética y la mejora de la calidad ambiental. Se estima que la potencia global de cogeneración mundial es de 330 GWe, lo que representa un 9% de la eléctrica producida.

Tabla 5: Capacidad de generación Instalada con cogeneración en MW de distintos países del mundo.

Australia	1864	Grecia	240	Portugal	1080
Austria	3250	Hungría	2050	Rumania	5250
Bélgica	1890	India	10012	Rusia	65100
Bulgaria	1190	Indonesia	1203	Eslovaquia	5410
Canadá	6765	Irlanda	110	España	6045
China	28153	Italia	5890	Suecia	3490
Republica Checa	5200	Japón	8723	Taiwán	7378
Dinamarca	5690	Corea	4522	Reino Unido	5440
Estonia	1600	Lituania	1040	Estados Unidos	84707
Finlandia	5830	México	2838	Brasil	1516
Francia	6600	Holanda	7160	Chile	875
Alemania	20840	Polonia	8310		

Fuente: International (Energy Agency IEA. 2010)

En la figura 7, se observa que la cogeneración tiene un papel bastante menor en la mayoría de las economías del G8+5, a pesar de que las potencias sean mayores que en otros países, como se pudo apreciar en la tabla anterior.

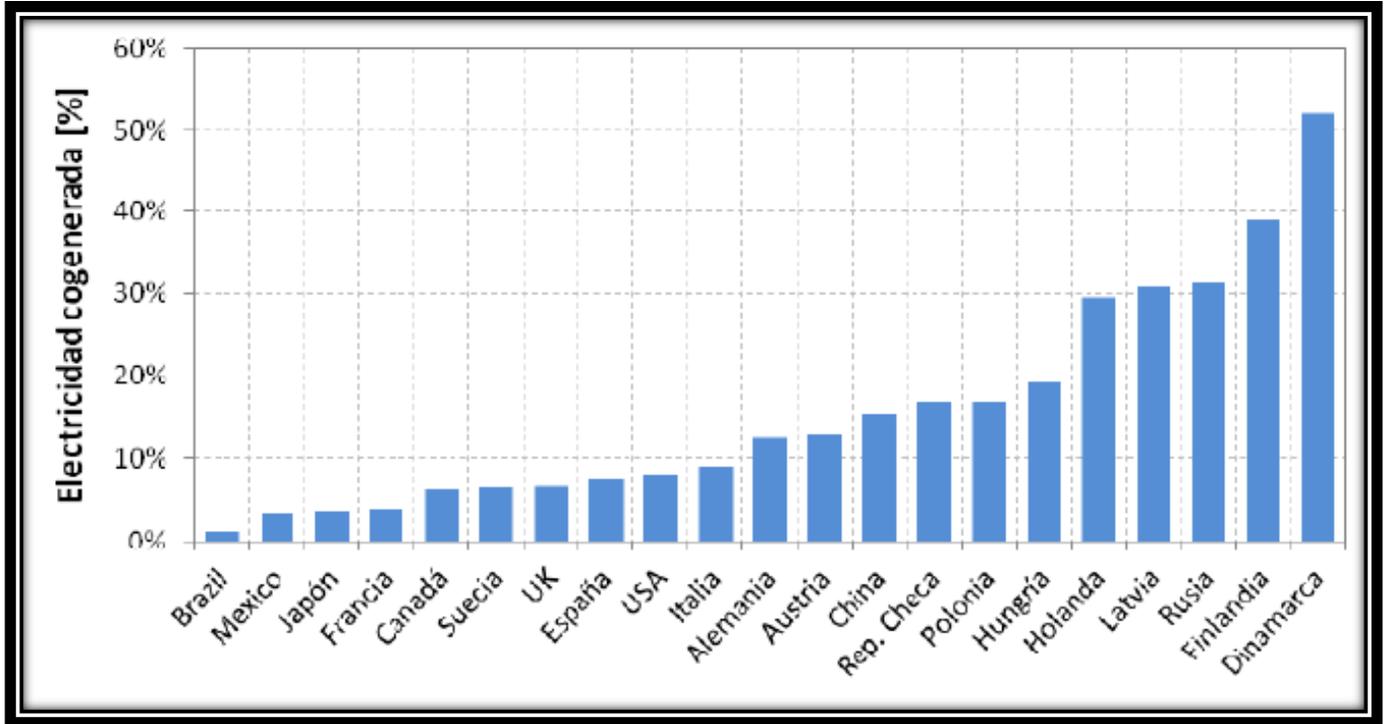


Figura 2.1: Fracción de la electricidad producida en un regimen de cogeneración

Fuente (International Energy Agency IEA, 2009)

De la figura 7 podemos observar que Dinamarca es el país que lidera en el uso eficiente de la energía a nivel mundial, esta situación ha sido lograda gracias a un desarrollo de casi treinta años de políticas energéticas que promueven el uso eficiente de la energía, y el desarrollo tecnológico. Gracias a esto Dinamarca logró estancar su consumo energético en los últimos 25 años, mientras su economía ha continuado creciendo.

Proyecciones realizadas por la IEA (International Energy Agency) arrojan que para el 2030 la cogeneración podría alcanzar un 24% de la electricidad total generada en el G8+5 (ver Figura 8). Todo esto debido a que estos países implementarán importantes políticas de apoyo a la cogeneración. Este escenario de políticas ha sido denominado como “Escenario Acelerado de Cogeneración” y estima el potencial de cogeneración de los países del G8+5, basados en las mejores prácticas de los países más desarrollados en asuntos de cogeneración.

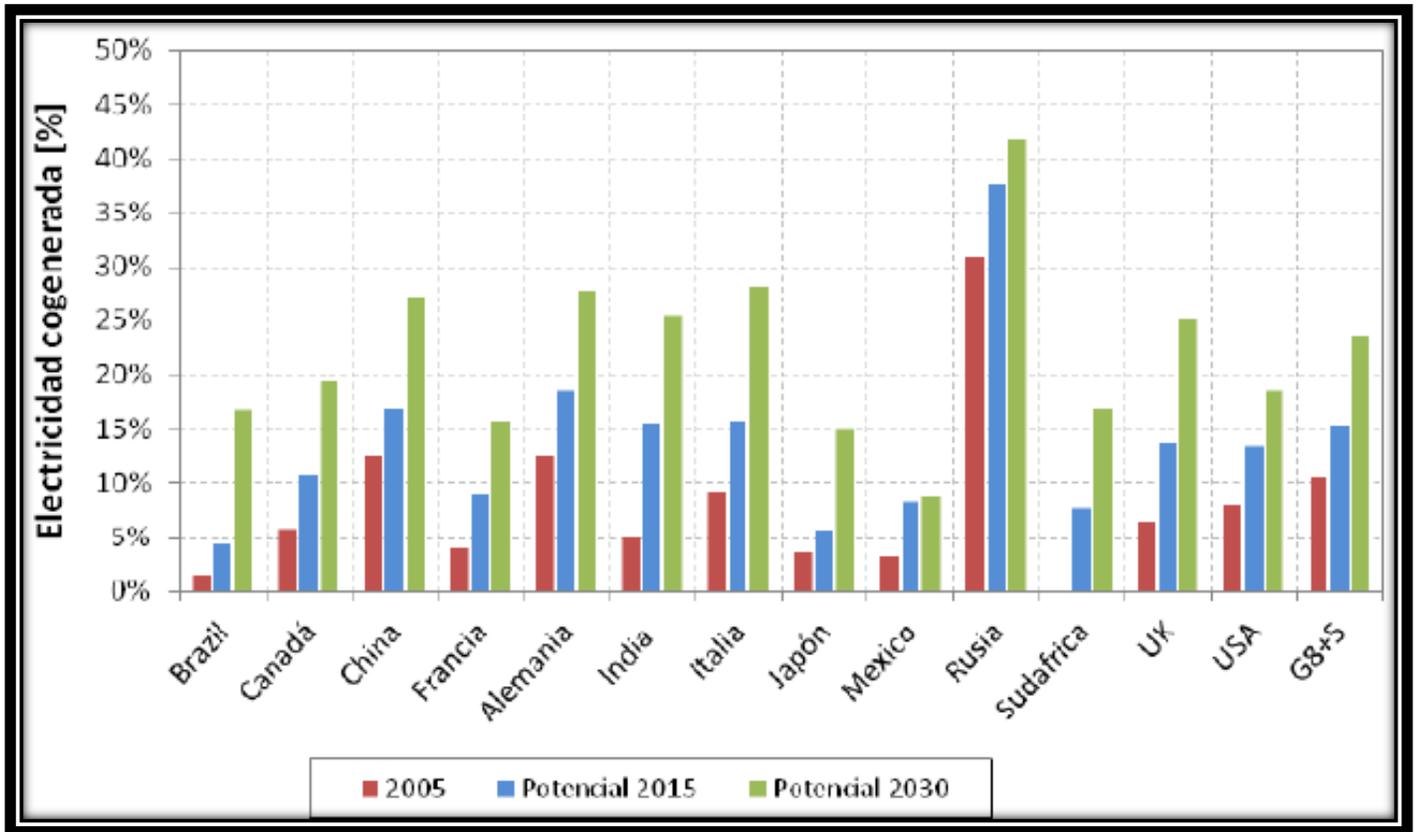


Figura 2.2: Utilización de la cogeneración en el G8+5 para 2015 y 2030

Fuente: (International Energy Agency IEA, 2009)

En materia legislativa, la cogeneración en Europa está regulada a través de la Directiva 2004/8/CE, del 11 de febrero de 2004, “relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE”. A corto plazo, el objetivo de la ley es consolidar las instalaciones de cogeneración existentes y fomentar nuevas centrales. A medio y largo plazo, la Directiva pretende que se cree el marco necesario para que la

cogeneración de alto rendimiento, destinada a reducir las emisiones de CO₂ y de otras sustancias, contribuya al desarrollo sostenible

Cogeneración en Sudamérica

Aunque la cogeneración es una tecnología que se conoce desde hace décadas, con un alto grado de madurez y una elevada eficiencia (rendimientos globales por encima del 80% en algunos casos), apenas se ha aprovechado su gran potencial en la región de Sudamérica.

.Como lo expone REEEP (The Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership) en su Washington International Renewable Energy Conference (WIREC) 2008, la región necesita producir equilibradamente la reducción de la pobreza con la masificación energética, ya que se estima que un 13% de la población (50 millones), no la tiene. Parte de las soluciones consideran interconexiones energéticas entre países, con sus riesgos asociados, programas en energías renovables, y en eficiencia energética a través de CHP.

Es importante indicar que en países menos desarrollados, resulta más económico, rápido y fácil de implementar sistemas de eficiencia energética como la cogeneración antes de invertir en energías renovables, especialmente considerando el mayor crecimiento en la demanda energética proyectada.

Una de las causas de la poca participación de la cogeneración y de otras medidas de eficiencia energética en Sudamérica son las constantes fluctuaciones políticas y la escasez de directrices de largo plazo representan barreras para el fomento de inversiones en sistemas energéticos. También influyen las gestiones cruzadas entre organismos públicos y ministerios, donde se confunden funciones de fiscalización e incentivo, situaciones que se dan en varios países de la región.

También es importante destacar a Brasil, como el actor más relevante dentro del contexto sudamericano, debido a las similitudes culturales y su presencia dentro del grupo G8+5 con mayor participación de la cogeneración en su matriz. Esto se debe en gran parte a la desarrollada industria azucarera la cual en su conjunto provee de un excedente energético cercano a 1800 MW, equivalentes a l 3% de la potencia demandada del país. Se proyecta que esta capacidad aumente a 15000 MW hacia el 2020.

CAPITULO III: TECNOLOGIAS DE COGENERACIÓN

Si bien existen varios tipos de tecnologías para cogenerar, en esta Habilitación Profesional se centran en sólo tres de éstos. Recordemos que nos interesa estudiar la cogeneración hasta los 9MW de energía eléctrica (ley corta I).

Las tres tecnologías a estudiar serán:

- **Motores de combustión interna**
- **Turbinas a gas**
- **Turbinas a vapor**

3.1.- Motores de combustión interna (MCI)

Los motores de combustión interna son una de las tecnologías más utilizadas en los sistemas de cogeneración y existen básicamente dos tipos de motores de combustión interna que son relevantes en aplicaciones estacionarias para la generación de electricidad: los motores de encendido provocado, más conocidos como motores de gas o ciclo Otto y los motores de encendido por compresión, más conocidos como motores ciclo diesel.

En esencia el motor Otto y el motor Diesel tienen los mismos componentes mecánicos, ya que ambos están compuestos de una cámara de combustión de forma cilíndrica que es recorrida por un pistón el cual se encuentra conectado con el eje del cigüeñal a través de una biela, de tal forma que se transforma el movimiento lineal del pistón en uno de rotación.

Además ambos tipos de motores pueden ser de 2 o de 4 tiempos, siendo los de 4 los más utilizados en aplicaciones de cogeneración. El proceso de renovación de carga en un motor de 4 tiempos se realiza aprovechando el movimiento del pistón. En estos motores hay una serie de válvulas que comunican a la cámara de combustión con las zonas de entrada y salida: válvulas de admisión y válvulas de escape. En el momento en que el pistón desciende, se abre la válvula de admisión lo que propicia la entrada de aire o de la mezcla aire-combustible del exterior. La correa de distribución es la encargada de sincronizar el movimiento del pistón con la apertura de las válvulas.

Posteriormente se realiza la compresión y más tarde tiene lugar la expulsión, en la que se produce un proceso de expansión o carrera de trabajo en el cual tiene lugar un intercambio de energía entre el

fluido y el pistón. El ciclo se cierra con el proceso de escape, en el que se expulsan los gases residuales generados en la combustión a través de una válvula de escape.

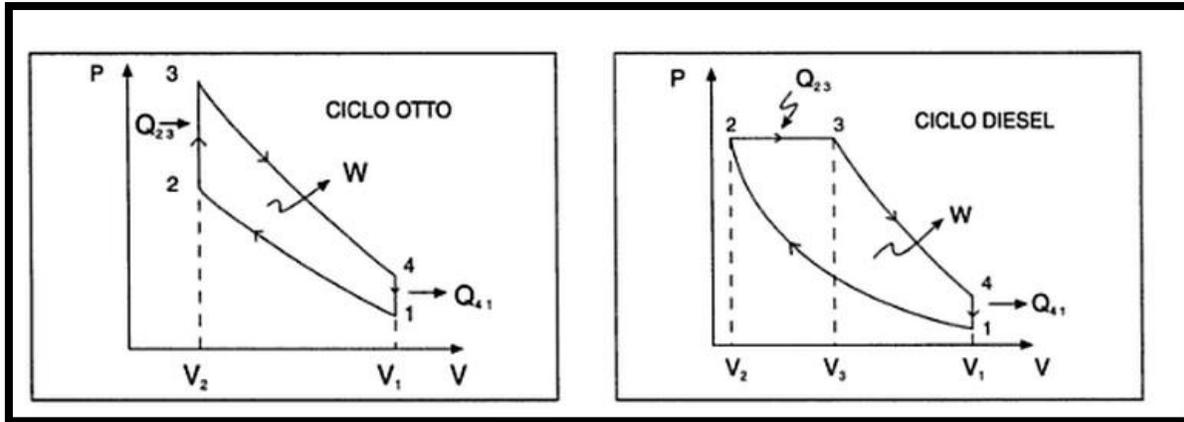


Figura 3.1: Diagrama P-V de un ciclo Otto y de un ciclo Diesel.

La diferencia principal entre los ciclos de Otto y Diesel es la forma en la que se realiza la ignición del combustible, por lo que en el primer caso se utiliza una bujía para encender una mezcla de combustible contenida en el cilindro, mientras que en el segundo, el aire que está contenido en el cilindro se comprime a una presión alta, hasta poder alcanzar las temperaturas de auto ignición del combustible.

[Mario pag 109-110]

Tabla 6: Tabla comparativa entre ciclo Diesel y ciclo Otto

Ciclo Diesel	Ciclo Otto
Motores lentos	Motores rápidos
Fiabilidad	Menor fiabilidad
Muchas horas de funcionamiento	Menos horas de funcionamiento
Rendimiento elevado	Buenos rendimientos
Combustibles pesados y/o mixtos	Combustibles líquidos ligeros o combustibles gaseosos sin impurezas
Mayor coste de mantenimiento	Menor coste de mantenimiento
Rango 250-25000 kW	Rango 15-5000 kW

Fuente: Villares Martin Mario, Cogeneración 2003

Para aplicaciones de cogeneración, los motores de combustión interna se caracterizan por un rango de aplicación que va desde los 5 kWe hasta los 20 MWe, aunque para aplicaciones superiores a los 10 MWe se prefieren las turbinas a gas. La tecnología presenta varias ventajas y los hace muy competitivos respecto de otros sistemas. Esta es una tecnología probada y bastante fiable, tiene una eficiencia eléctrica elevada, además sus costos de inversión y mantenimiento son relativamente bajos.

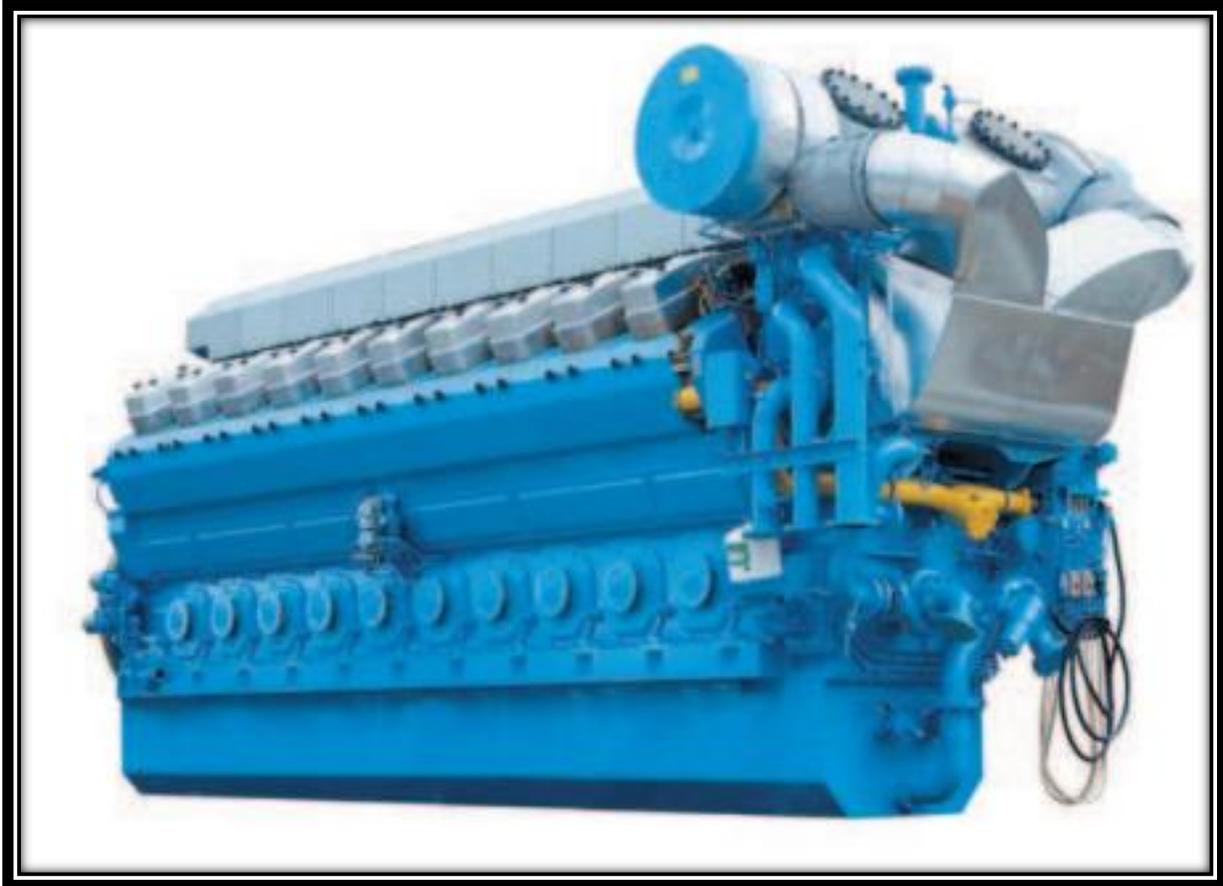


Figura 3.2: Motor Rolls-Royce Bergen B35:40V AG

Para un sistema con un rendimiento eléctrico promedio de 35%, además de generar energía eléctrica, se puede recuperar el calor del circuito de refrigeración del motor y de los gases de escape obteniendo de esta manera una eficiencia global de hasta 80% y haciéndolos útiles para diversas aplicaciones donde se requiere electricidad y energía térmica de forma simultánea, incluso en aplicaciones donde se requiere producir frío utilizando máquinas enfriadoras activadas térmicamente.

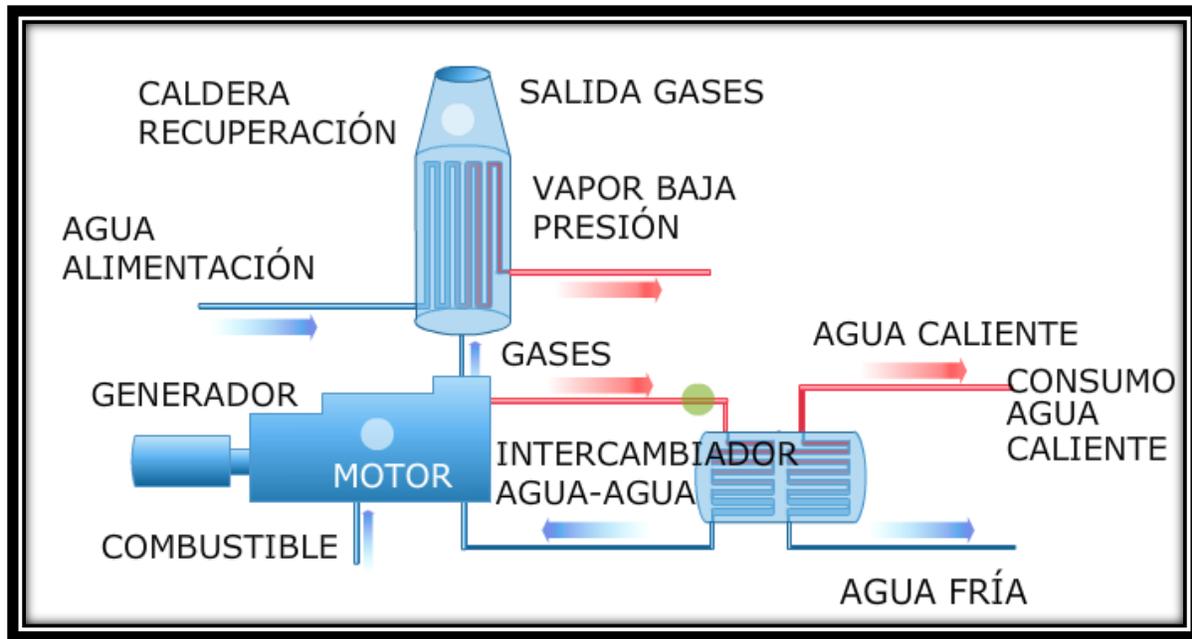


Figura 3.3: Esquema de una planta de cogeneración, que utiliza un MCI

3.1.2.- Recuperación de calor en M.C.I.

La recuperación de calor en los motores de combustión interna es posible llevarla a cabo en:

- Gases de escape. Los gases de la salida del motor presentan una temperatura alrededor de los 400°C. Una parte importante de este calor puede obtenerse de los mismos gases enfriándolos hasta temperaturas del orden de 150 a 170°C cuando se utilizan combustibles líquidos que poseen problemas de corrosión por rocío ácido o bien hasta temperaturas cercanas a 90°C en el caso que se utilice gas natural (carente de azufre y en consecuencia sin limitación por punto de rocío ácido). En estas condiciones es posible recuperar cerca de 0,45 kWh por cada kWh eléctrico generado.
- Agua de refrigeración del motor en las camisas. En los motores refrigerados por agua, es posible recuperar la mayor parte del calor de refrigeración del agua del motor en las camisas, pudiendo obtener 0,5 a 0,8 kWh térmicos por cada kWh eléctrico generado.

- Aceite de lubricación del motor. Una parte del calor recuperado puede obtenerse también a partir del aceite de lubricación del motor.

En la sumatoria, la producción de calor de un motor de combustión interna puede situarse en el rango de 1 a 1,6kWh por cada kWh eléctrico producido. A esta relación calor-electricidad se lo conoce como RCE. Por lo general en motores de pequeña potencia que utilizan como combustible gas natural poseen RCE mayores que aquellos motores de mayor potencia. Al igual que si son motores de ciclo Diesel que también poseen RCE mucho menores.

3.2.- Turbina a gas

La tecnología de cogeneración con turbina a gas es de uso extenso en plantas industriales, básicamente en dos tipos: uno ligero y similar al que se aplica en transporte aéreo y otro de tipo industrial más pesado, ambos entregan una confiabilidad y disponibilidad excelentes en operación a carga base aún cuando el primero por su propia naturaleza tienen costos de mantenimiento más altos.

Las turbinas de gas pueden quemar una variedad de combustibles líquidos y gaseosos y operar por períodos largos sin requerir demasiada atención, por otra parte ofrecen la ventaja de menor área requerida por kW instalado.

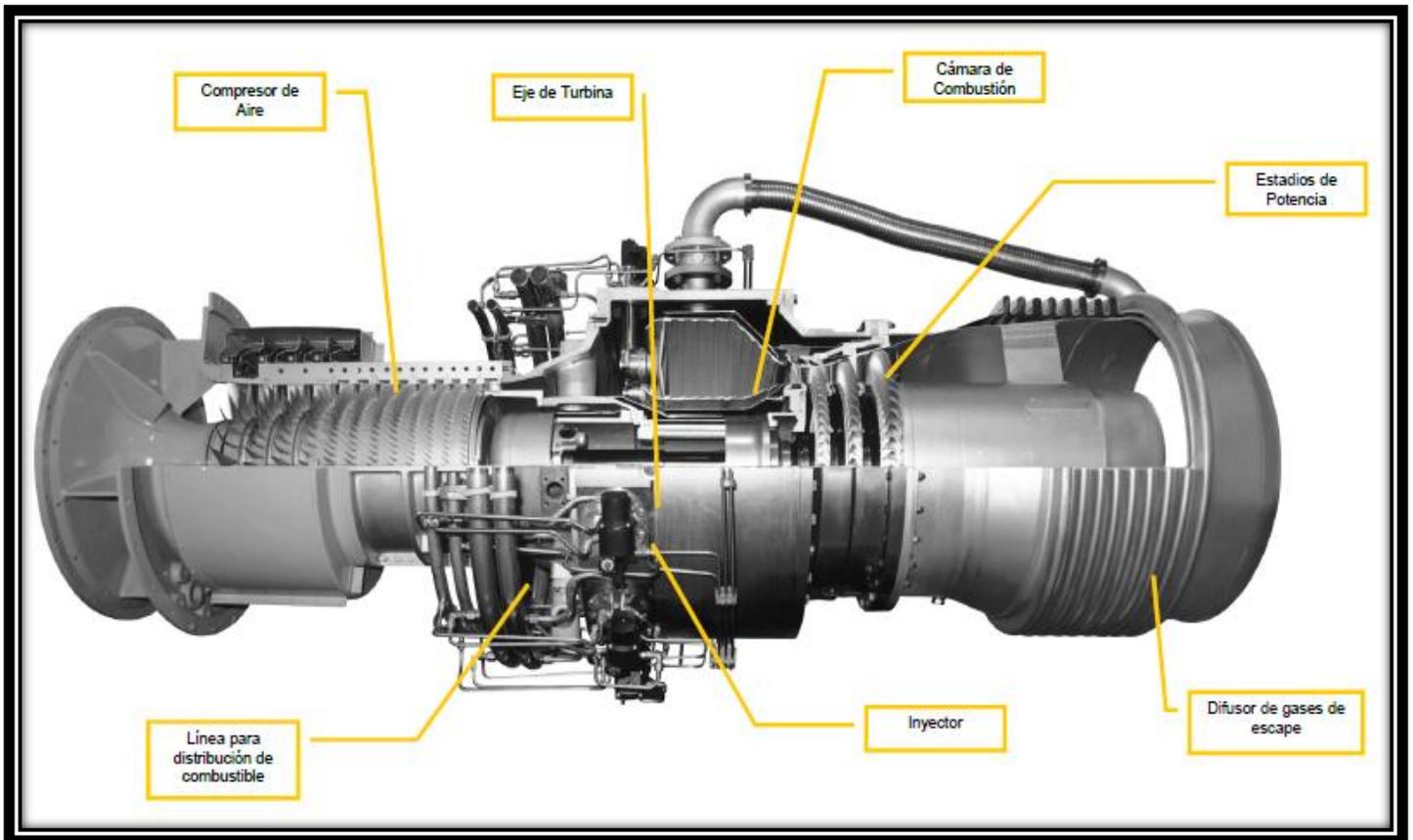


Figura 3.4: Turbina a gas con sus partes más relevantes.

El proceso de cogeneración con turbina a gas se produce quemando el combustible en un turbogenerador, obteniendo energía que se transformará en energía mecánica y posteriormente con la ayuda de un alternador se obtendrá energía eléctrica.

Generalmente su rendimiento eléctrico es inferior al de los motores alternativos, no obstante presentan ventajas al poder recuperar de manera fácil el calor que se encuentra concentrado casi en su totalidad en los gases de escape, dichos gases se encuentran a una temperatura de 500°C , la cual es perfecta para producir vapor en una caldera de recuperación.

El sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando las necesidades de vapor son importantes (10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y

económicamente rentables a partir de un determinado tamaño y si tienen un importante número de horas de funcionamiento con demanda de calor continua.

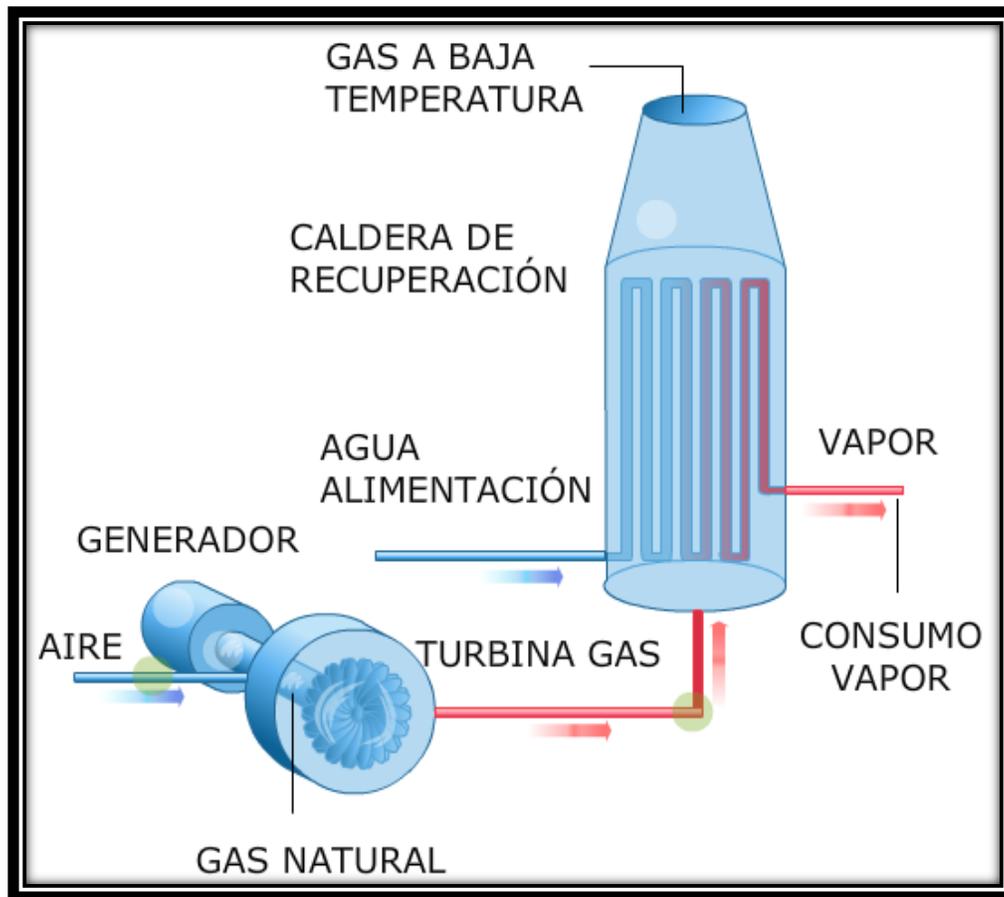


Figura 3.5: Esquema de una planta de cogeneración con turbina a gas

Si la demanda de vapor (o calor de una forma más general) es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aún suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor del que permite una combustión segura, por lo que es necesario enriquecerlo previamente con oxígeno, si se quiere hacer la post combustión, y ante esa dificultad, se suele optar por mantener calderas auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor.

Por lo general una Turbina a Gas es capaz de transformar entre 25 y 35 % de la energía contenida en el combustible (ver figura 14) en energía eléctrica y la mayor parte de la diferencia es “pérdida” en los

productos de combustión descargados a la atmósfera. De aproximadamente el 70 %, perdido a la atmósfera, un 50 % de la energía entregada por el combustible puede ser “recuperado” de los productos de combustión, para ser utilizado en el proceso. Usualmente el calor a la descarga de la turbina es transformado en vapor, a través del uso de una caldera recuperadora de calor

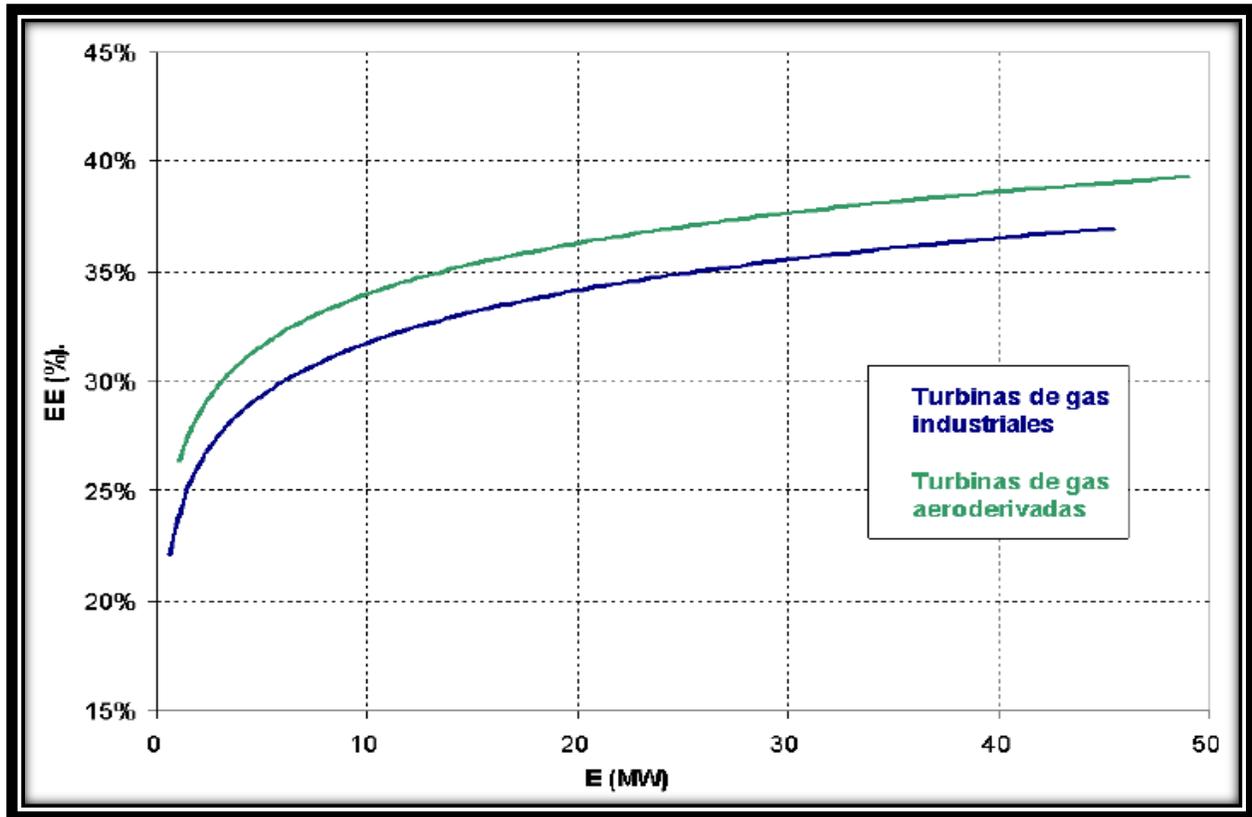


Figura 3.6: Grafico Rendimiento eléctrico (%) vs Potencia eléctrica (MW) de una turbina a gas

3.2.1.- Comportamiento termodinámico de una turbina a gas

Las turbinas de gas operan bajo un ciclo termodinámico conocido como “Ciclo de Brayton”. En este ciclo el aire del exterior es comprimido, calentado y posteriormente expandido en la turbina, quedando como excedente la diferencia entre la potencia generada en ella y la que es requerida para comprimir el aire. La potencia eléctrica producida por la turbina y requerida por el compresor es proporcional a la temperatura absoluta de los gases de escape.

Actualmente, existen diversas variaciones del ciclo de Brayton, por ejemplo, se puede disminuir el consumo de combustible mediante el precalentamiento del aire comprimido con los gases de escape de la turbina a través de un recuperador o regenerador; se puede reducir el trabajo del compresor, y por ende, aumentar la potencia generada mediante etapas de inter o pre enfriamiento; o bien, se pueden utilizar los gases de escape para generar vapor y así generar electricidad adicional en un ciclo combinado.

3.3.- Turbina a vapor

Este fue el primer sistema utilizado para cogeneración, su uso estaba destinado para sectores industriales de gran consumo de energía térmica y eléctrica, como por ejemplo en industrias de papel o sector químico. Sin embargo, actualmente su aplicación a quedado prácticamente limitada como complemento de ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa o residuos.



Figura 3.7: Turbina a vapor modelo SST-200 con capacidad de hasta 10 MW

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. Dependiendo de la presión de la salida del vapor de la turbina, se clasifican en *turbinas de contrapresión*, en donde esa presión está por encima de la atmosférica y las *turbinas de condensación*, en las cuales está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador.

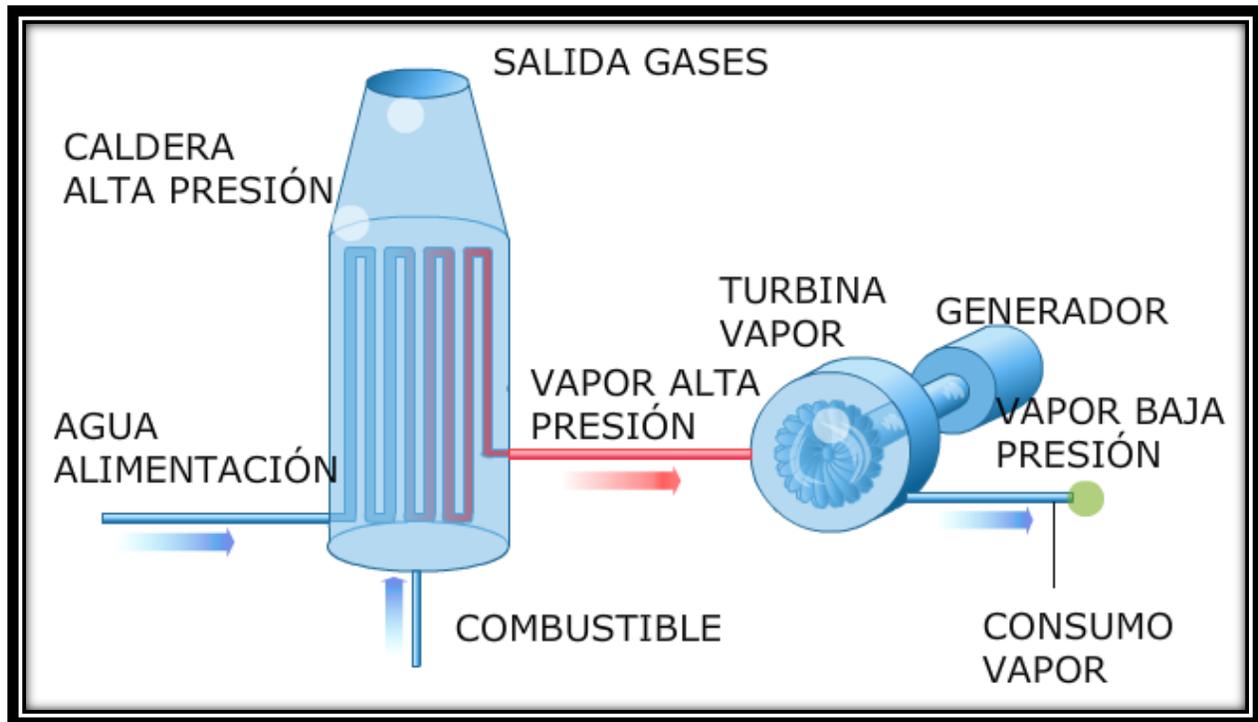


Figura 3.8: Esquema de una planta de cogeneración con turbina a vapor

3.3.1.- Turbina de contrapresión

El vapor generado por la caldera se expande en la turbina para posteriormente ser utilizado en procesos, en este caso el vapor se expande a presiones por encima de la atmosférica. El sistema aprovecha el vapor vivo no expandido para utilizarlo como fluido calor-transportador. Este sistema presenta como ventaja principal la simplicidad y la economía. La baja flexibilidad que presenta frente a las fluctuaciones de demanda de vapor y energía eléctrica en planta implica que este método requiera de sistemas complementarios para funcionar de manera eficiente, ya que una caída en la demanda de

vapor en planta supondrá una caída en la energía eléctrica generada. Para hacer viable este tipo de plantas de cogeneración se añaden los siguientes elementos:

- **Válvulas reductoras:** Mediante válvulas reductoras de vapor las cuales desvían el caudal que pasa por la turbina con tal de que el trabajo generado por ésta sea igual al trabajo requerido por la demanda eléctrica. En el caso que la demanda de vapor sea mayor al caudal de vapor que circula por la turbina la diferencia de vapor se envía desde la caldera hacia proceso mediante una válvula de bypass. En caso que la demanda de vapor sea inferior al caudal turbinado es posible realizar una extracción desde la turbina hasta un condensador.
- **Acumulador de vapor:** En el caso en que las fluctuaciones de demanda de vapor y energía eléctrica estén equilibradas, el acumulador de vapor puede resultar útil. Los acumuladores de vapor son recipientes a presión que están llenos de agua. Al abrir la válvula de descarga del acumulador la reducción de presión conllevará a una vaporización del agua que éste contiene. El vapor que abandona el acumulador pasa a abastecer las necesidades de energía calorífica en proceso.

3.3.2.- Turbina de condensación

Este sistema puede utilizarse en caso que la demanda de vapor sea pequeña comparado con la demanda de energía eléctrica. El sistema combina una turbina de contrapresión que recibe el vapor a presión de caldera con una turbina de condensación que lo recibe a presión de proceso. Las fluctuaciones en la presión se regulan mediante válvulas reguladoras que; varíe o no, el caudal de vapor, mantienen la presión de proceso en la extracción. La velocidad de rotación de la turbina se regula mediante válvulas de flujo que están sincronizadas con las válvulas reguladoras de presión. Gracias a esta sincronía, si aumenta la carga en el generador y abre la válvula reguladora de flujo para aumentar el caudal de vapor, se autoregula la presión en la extracción manteniéndola constante para evitar un aumento. En el caso que hubiera un aumento de la demanda de vapor se produciría la situación contraria.

En el caso en que se utilice la turbina de vapor en ciclo de cola, empleando el calor residual de procesos industriales en que se necesiten altas temperaturas, la producción de vapor suele ser superior a la demanda en la turbina éste sistema resulta una buena solución.

3.3.3.- Comportamiento termodinámico de una turbina a vapor

Termodinámicamente las turbinas a vapor operan según el “Ciclo de Rankine”. En este ciclo, el agua es bombeada a una presión media – alta, dependiendo del tamaño de la unidad y la temperatura a la que el vapor será eventualmente generado. Posteriormente, el agua se calienta hasta su temperatura de ebullición y luego es sobrecalentada por encima de esa temperatura. El vapor se expande a una presión menor en una turbina de etapas múltiples y posteriormente se canaliza a un condensador que opera en vacío, o bien, a un sistema de distribución que entrega el vapor para su uso en una aplicación industrial o comercial. Finalmente, el condensado es recirculado a través de una bomba para la continuación del ciclo.

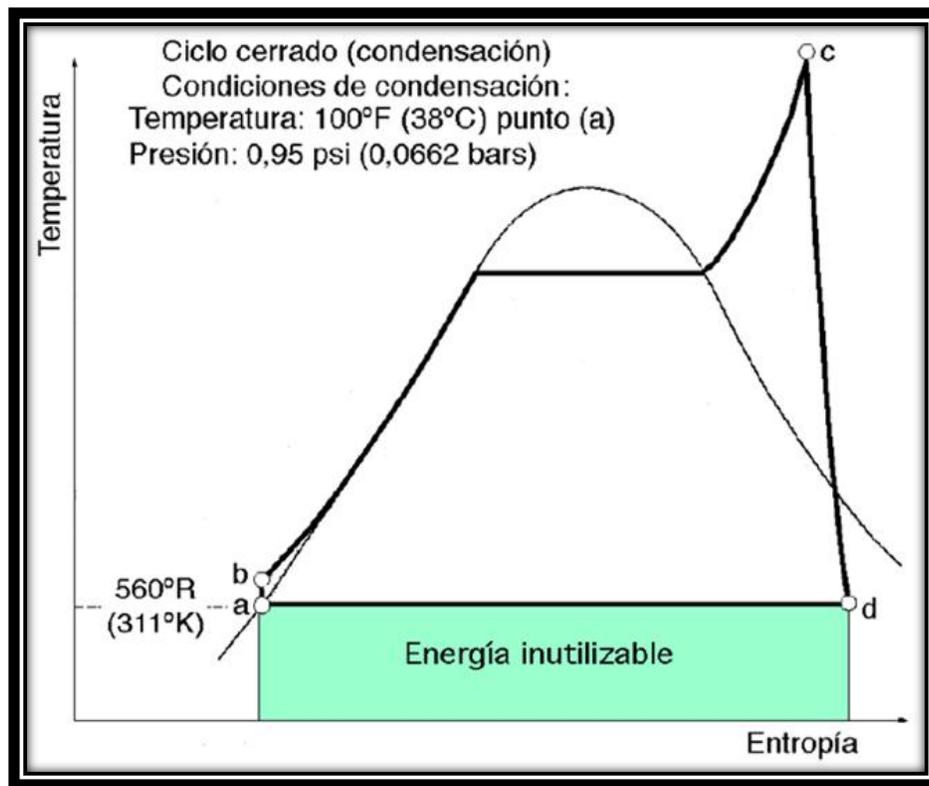


Figura 3.9: Ciclo Rankine turbina a vapor

3.4.- Comparación entre las distintas tecnologías de cogeneración

Tipo de Cogeneración	Relación Q/E	Temperatura del fluido caliente
Motor de combustión Interna	De 1.2 a 4	De 120 a 400°C
Turbina a Gas	De 2 a 30	De 400 a 580 °C
Turbina a Vapor	De 0.8 a 2	De 120 a más de 400°C

Tabla 7: Relación Q/E y temperatura de los gases para los distintas tecnologías de cogeneración

Fuente: ASHRAE, AEE Cogen Institute

Tipo de cogeneración	Ventajas	Desventajas
Motor de combustión Interna	<ul style="list-style-type: none"> Alta proporción electricidad/calor Gran rendimiento eléctrico Bajo costo de inversión Largo periodo de vida (>15 años) Puede adaptarse fácilmente a variaciones según sea la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> La energía calorífica se dispersa en grandes cantidades y a baja temperatura Costos de mantenimiento mayores al de las otras tecnologías
Turbina de gas	<ul style="list-style-type: none"> Amplio rango de aplicaciones Gran fiabilidad Calor de alta temperatura Rango de 0.5 a 100MW Gases con un alto contenido en O₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Limitaciones debidas al combustible Periodo relativamente corto (<15 años)
Turbina de vapor	<ul style="list-style-type: none"> Rendimiento global alto Gran seguridad Se puede usar con cualquier tipo de combustible Largo periodo de vida (>15años) 	<ul style="list-style-type: none"> Baja proporción electricidad/calor No permite alcanzar un alto poder eléctrico Gran costo económico Arranque lento

Tabla 8: Ventajas y desventajas de las distintas tecnologías de cogeneración

Fuente: ASHRAE, AEE Cogen Institute

Tabla 9: Datos técnicos de cada una de las tecnologías de cogeneración estudiadas.

	Motor de combustión interna	Turbina a gas	Turbina a vapor
Eficiencia Eléctrica	25-45%	25-40%	10-42%
Eficiencia global	65-85%	65-90%	<80%
Tamaño	0,05-15 MW	3-200MW	1-250+ MW
Espacio requerido	0,021 m ² /kW	0,002-0.006m ² /kW	<0.01m ² /kW
Costo kW instalado	850-1600 US\$/kW	800-1100 US\$/kW	850-1200 US\$/kW
Costos oper/manten.	0,007-0,01 US\$/kW-h	0,004-0,01 US\$/kW-h	0,006 US\$/kW-h
Disponibilidad	90-95%	90-98%	100%
Combustibles a utilizar	Gas natural, biomasa, combustibles líquidos, biogás, propano	Gas natural, combustibles líquidos, biogás, propano	Amplia variedad de combustibles pueden ser utilizados

Fuente: ASHRAE, AEE Cogen Institute

De la información obtenida de las tablas, se puede apreciar que existe una gran variedad de parámetros a considerar entre una tecnología y otra. Ahora bien al momento de elegir la tecnología de cogeneración a utilizar se debe siempre revisar cuales son las demandas energéticas que se quieren satisfacer, y en base a esto tomar la mejor decisión. Como se expone en los primeros capítulos, puede haber diversas estrategias a considerar, por ejemplo satisfacer totalmente las demandas de calor y parte de la energía eléctrica y la restante comprarla, o en el caso de tener un excedente venderlo.

Otro parámetro muy importante son los combustibles que se utilizarán y que acepta cada tecnología de cogeneración. Ya que el precio de éstos tiene una influencia muy relevante a la hora de tomar una decisión.

Por último se puede mencionar la disponibilidad y las horas de funcionamiento, por ejemplo los MCI tienen la ventaja de detener y volver a arrancar el sistema las veces que uno lo desee, no así las turbinas a vapor, lo cual condiciona bastante un proyecto de esta envergadura.

CAPITULO IV: INDICADORES DE EFICIENCIA RELACIONADOS CON LA COGENERACIÓN

El objetivo de utilizar sistemas de cogeneración es ahorrar combustible y en consecuencia gases de efectos nocivos. Si bien todas las plantas de cogeneración correctamente diseñadas, aportan estos ahorros, su capacidad de ahorro puede ser muy diferente, esto en función de su tamaño y sobretodo de lo ajustado de su diseño a la demanda de calor. Por ello, se suelen fijar índices de eficiencia en vez de ahorros en valor absoluto para evaluar la cantidad del diseño de una planta de cogeneración.

Los índices más utilizados son los siguientes:

4.1.- Rendimiento global

Rendimiento global (RG): Proporciona una relación entre la producción conjunta de energía eléctrica y calor útil respecto al combustible empleado para ello.

$$RG (\%) = \frac{E + V}{Q} \times 100$$

Donde:

E: Energía eléctrica generada

V: Calor útil

Q: Combustible consumido

Hay que considerar que éste no es un parámetro tan útil para comparar plantas de cogeneración, ya que le da el mismo valor al calor útil y la electricidad generada.

4.2.- Rendimiento eléctrico equivalente

Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE), Permite comparar el rendimiento de una planta de cogeneración con el rendimiento de una central ordinaria. Se define con la siguiente fórmula:

$$REE (\%) = \frac{E}{Q - \frac{V}{Ref H}} \times 100$$

Donde: Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor.

Tabla 10: REE mínimo para los diferentes combustibles utilizados

Tipo de combustible	REE mínimo
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49%
Combustibles líquidos en motores térmicos	56%
Combustibles sólidos	49%
Gas natural y GLP en motores térmicos	55%
Gas natural y GLP en motores de gas	59%
Otras tecnologías y/o combustibles	59%
Biomasa incluida los grupos b.6 y b.8	30%
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50%

Fuente: Diario oficial Unión Europea, 21 Diciembre 2006

_Considerar que para instalaciones de potencia inferior a 1 MWe, reducir el REE mínimo en un 10%

Es importante considerar que este parámetro no considera las pérdidas en las redes de transporte y distribución.

4.3.- Ahorro de energía primaria

Ahorro energía primaria (AEP)

EP es el consumo de energía primaria necesario para la producción separada de calor y electricidad.

$$EP = \frac{E}{Ref\ elect} + \frac{V}{Ref\ calor}$$

Donde:

Ref eléctrico: Rendimiento eléctrico de la planta eléctrica (incluyendo las pérdidas por transporte y transformación de voltaje). Depende del voltaje generado

Ref calor: Rendimiento térmico de producción de calor

Entonces, el ahorro de energía primaria se define como:

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

4.4.- Ahorro porcentual de energía primaria

Ahorro porcentual de energía primaria (PES)

PES se define como el cociente entre el ahorro de energía primaria absoluto AEP y el consumo de energía primaria EP necesario para separar las producciones de electricidad y calor.

$$PES (\%) = \frac{AEP}{EP} \times 100 = \left[1 - \frac{Q}{\frac{E}{Ref\ elect} + \frac{V}{Ref\ calor}} \right] \times 100$$

Tabla 11: Valores de referencia para calor y electricidad de los distintos tipos de combustibles.

	Tipo de combustible	Ref calor	Ref elect
Combustibles sólidos	Hulla/coque	88	44,2
	Lignito/briquetas de lignito	86	41,8
	Turba/briquetas de turba	86	39
	Combustibles de madera	86	33
	Biomasa agrícola	80	25
	Residuos biodegradables (municipales)	80	25
	Residuos no renovables (municipales e industriales)	80	25
	Esquisto bituminoso	86	39
Combustibles líquidos	Hidrocarburos (gasóleo fueloil residual), GLP	89	44,2
	Biocombustibles	89	22,2
	Residuos biodegradables	80	25
	Residuos no renovables	80	25
Combustibles gaseosos	Gas natural	90	52,5
	Gas de refinería/hidrogeno	89	44,2
	Biogás	70	42,2
	Gas de horno de coque, gas de alto horno, otros	80	35
	gases residuales		

Fuente: IDEA, Instituto para la diversificación y ahorro de la energía, España.

4.5.- Cálculo de ahorro de energía primaria comparado con un sistema convencional

A continuación se exponen algunos ejemplos tipo, para comparar el Ahorro de energía primaria AEP, con cada una de las tecnologías estudiadas en comparación con un sistema convencional de producción de energía eléctrica y energía térmica.

Turbina a gas

Se considerarán los siguientes parámetros:

$Q=100$; $E=25$; $V=60$; Pérdidas chimenea= 10 ; Pérdidas varias= 5

$$RG = 25 + 60 = 85\% ; RCE = \frac{60}{25} = 2,4; REE = \frac{25}{100 - \frac{60}{0,9}} = 75 \%$$

Ahora se calcula el % de ahorro de combustible frente a un sistema convencional el cual tiene por $\eta_e = 35\%$ y $\eta_t = 90\%$

$$PES (\%) = \left[1 - \frac{100}{\frac{25}{0,35} + \frac{60}{0,9}} \right] \times 100 = 27,6 \%$$

Turbina a vapor

Se considerarán los siguientes parámetros:

Q : combustible consumido = 100 ; E : Energía eléctrica generada = 10 ; V : Calor generado= 75 ; Pérdidas chimenea = 10 ; Pérdidas varias = 5 .

$$RG = \frac{E+V}{Q} = \frac{10+75}{100} = 85\% ; RCE = \frac{75}{10} = 7,5$$

$$; REE = \frac{10}{100 - \frac{75}{0,9}} \times 100 = 60\%$$

$$PES (\%) = \left[1 - \frac{100}{\frac{10}{0,35} + \frac{75}{0,9}} \right] \times 100 = 10,64 \%$$

Motores de combustión interna

Se considerarán los siguientes parámetros:

$Q=100$; $E=45$; $V=25$; Pérdidas gases= 20 ; Pérdidas refrigeración = 10 ; Pérdidas varias = 5 .

$$RG = \frac{45+25}{100} \times 100 = 70\% \quad RCE = \frac{25}{45} = 0,556$$

$$REE = \frac{45}{100 - \frac{25}{0,9}} \times 100 = 62,3\%$$

$$PES (\%) = \left[1 - \frac{100}{\frac{45}{0,35} + \frac{25}{0,9}} \right] \times 100 = 36,04 \%$$

Tabla 12: Resumen de energía primaria ahorrada con la utilización de la cogeneración para las distintas tecnologías estudiadas.

Tecnología		Energía Producida	Cogeneración		Convencional		Energía primaria ahorrada (%)
			Rendimiento global	Energía primaria consumi da	Rendimien- to total (%)	Energía primaria consumida	
Turbina a Gas	Electricidad	25			0,35	71,42	
	Calor	60			0,9	66,67	
	Total	85	85%	100		138,09	27,6
Turbina a Vapor	Electricidad	10			0,35	28,57	
	Calor	75			0,9	83,33	
	Total	85	85%	100		116,9	10,64
Motor de combustión Interna	Electricidad	45			0,35	128,57	
	Calor	25			0,9	27,77	
	Total	70	70%	100		156,34	36,04

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO V: DISEÑO Y ESPECIFICACIONES DE PLANTAS DE COGENERACION PARA LAS DISTINTAS TECNOLOGIAS ESTUDIADAS.

En este capítulo se analiza el comportamiento de las tres tecnologías estudiadas en esta Habilitación Profesional como son; motores de combustión interna, turbinas a gas y turbinas a vapor.

Para el análisis se toman tres valores de potencias eléctricas, hay que recordar que estas potencias eléctricas no pueden sobrepasar los 9 MW, esto según la ley corta I de energía, sobre la cual se basa esta Habilitación Profesional. Los valores serán de 3 MW, 6 MW y 9 MW. También se analizará para cada tecnología la cantidad de calor útil, así como el flujo de combustible utilizado y otros parámetros relevantes.

Motores de combustión Interna

Para el caso de los MCI, tras la revisión de diversos manuales fue posible poder establecer los parámetros más importantes y tabularlos. Además se consideró establecer comparaciones en cuanto a la utilización de diversos combustibles; Dual (mezcla diesel-gas), fuelóleo, gasóleo y gas natural

Para una potencia eléctrica de 3 MW

Tabla 13: Especificaciones de MCI para tres MW eléctricos para diferentes combustibles

Combustible	Consumo (kJ/kWh)	Caudal gases (kg/h)	Temperatura gases (°C)	Rendimiento eléctrico (%)	Rendimiento térmico (%)
Dual	8.460	25.500	338	40,5	43,5
Gasóleo	8.500	23.400	330	42	45
Fuel-oil	8.250	23.200	340	43	42,9
Gas natural	8.140	17.800	460	42,9	48

Fuente: Energuia. Directorio de motores alternativos para cogeneración.

Para una potencia eléctrica de 6 MW

Tabla 14: Especificaciones de MCI para seis MW eléctricos para diferentes combustibles.

Combustible	Consumo (kJ/kWh)	Caudal gases (kg/h)	Temperatura gases (°C)	Rendimiento eléctrico (%)	Rendimiento térmico (%)
Dual	8.340	40.00	365	42,7	43,8
Gasóleo	7.650	45.000	340	44,3	46
Fuel-oil	8.050	47.500	340	44,6	43
Gas natural	8.123	38.520	395	44,1	48

Fuente: Energuia. Directorio de motores alternativos para cogeneración.

Para una potencia eléctrica de 9 MW

Tabla 15: Especificaciones de MCI para nueve MW eléctricos para diferentes combustibles.

Combustible	Consumo (kJ/kWh)	Caudal gases (kg/h)	Temperatura gases (°C)	Rendimiento eléctrico (%)	Rendimiento térmico (%)
Dual	8.000	58.000	380	44,5	45,8
Gasóleo	7.750	69.000	340	44	46
Fuel-oil	7.800	75.000	350	44,5	45,5
Gas natural	8.100	68.000	360	44,4	49,24

Fuente: Energuia. Directorio de motores alternativos para cogeneración.

De las tablas expuestas anteriormente se pueden destacar que, a medida que la potencia eléctrica producida aumenta, disminuye el consumo específico de energía. En cuanto al caudal de gases generado, si bien obviamente aumentará a medida que se incrementa la potencia eléctrica generada, dicho caudal puede variar mucho según el combustible utilizado

Es importante remarcar que si bien existen diferencias entre los distintos combustibles expuestos en las tablas anteriores, el uso de uno u otro será definido en primer lugar por el precio de éstos, ya que esto tendrá una relevancia bastante mayor al momento de ver la rentabilidad entre un proyecto y otro.

También se puede observar que tanto el rendimiento eléctrico como el rendimiento térmico aumentan a medida que la potencia eléctrica generada es mayor.

A modo de ejemplificación a continuación se muestra como se calcula del rendimiento eléctrico y el térmico.

Cálculo rendimiento eléctrico.

Datos:

Combustible: Gas natural; Consumo específico= $8100 \frac{\text{kJ}}{\text{kWh}}$, Potencia eléctrica =9 MW

$$\text{Energía combustible} = 8100 \frac{\text{kJ}}{\text{kWh}} \times \frac{9000 \text{ kW h}}{3600 \text{ s}} = 20250 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = 20250 \text{ kW}$$

$$\text{Rendimiento eléctrico} = \frac{9000}{20250} \times 100 = 44,4 \%$$

Ahora es importante revisar la energía térmica que es posible recuperar de este sistema de cogeneración. Es importante recordar que en el capítulo III se mencionó que en el sistema de cogeneración con MCI era posible recuperar el calor en tres zonas como son; los gases de escape, cámaras de refrigeración y en el circuito de aceite. Es importante mencionar que un proyecto puede contemplar la recuperación en las tres zonas o no, esto dependerá de cuanta energía térmica se requiera recuperar y que influencia económica tendrá esto, para esta Habilitación Profesional se contempla la recuperación en las tres zonas mencionadas.

En la tabla 16 se presenta el calor que es posible de recuperar en cada zona, según la potencia eléctrica generada.

Tabla 16: Energía térmica recuperable en las distintas partes de un MCI.

Energía térmica recuperada en	Potencia eléctrica de 3 MW	Potencia eléctrica de 6 MW	Potencia eléctrica de 9 MW
Gases de escape	1.350 kW	2.800 kW	4.350 kW
Camisas	1.550 kW	3.100 kW	4.680kW
Circuito de aceite	360 kW	720 kW	945kW
Total recuperado	3.260 kW	6.620 kW	9.975kW
RCE	1,087	1,103	1,108

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior se puede apreciar que la relación calor-electricidad aumenta levemente a medida que la potencia eléctrica aumenta. También se puede apreciar que la mayor parte del calor recuperado se realiza entre las camisas de refrigeración y los gases de escape.

En la tabla anterior no se consideraron los distintos tipos de combustibles ya que la recuperación de calor no varía mucho entre un combustible y otro.

Ejemplo cálculo del rendimiento eléctrico.

Datos:

Combustible: Gas natural; Consumo específico = $8100 \frac{\text{kJ}}{\text{kW h}}$; Potencia térmica= 9975 kW

$$\text{Energía combustible} = 8100 \frac{\text{kJ}}{\text{kW h}} \times \frac{9000 \text{ kW h}}{3600 \text{ s}} = 20250 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = 20250 \text{ kW}$$

$$\text{Rendimiento elÉctrico} = \frac{9975}{20250} \times 100 = 49,24 \%$$

Turbina a gas

Para el caso de la turbina a gas al igual que para la turbina a vapor se utiliza el software EES (Engineering Equation Solver), el cual simplifica bastante el diseño de una planta de cogeneración además de entregar la posibilidad de variar algunos parámetros (valores de entrada) y poder observar el comportamiento de la planta de cogeneración en distintas condiciones.

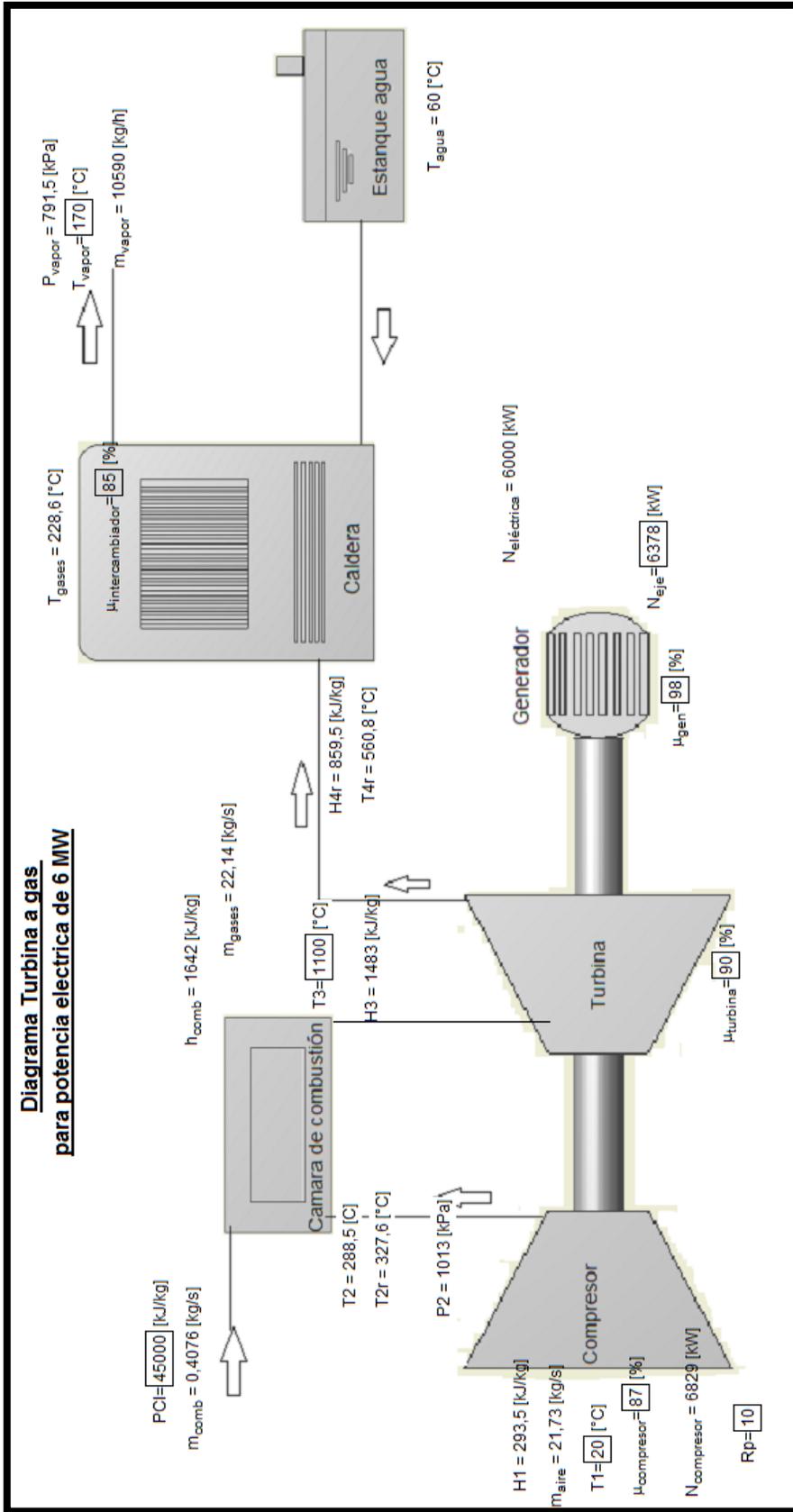
En la siguiente tabla se muestran los valores más importantes obtenidos de la simulación realizada en EES para las tres potencias eléctricas de objeto de esta Habilitación Profesional.

Tabla 17: Resultados más importantes obtenidos de la simulación en EES para un sistema de cogeneración con turbina a gas.

	$N_{\text{eléctrica}} = 3 \text{ MW}$	$N_{\text{eléctrica}} = 6 \text{ MW}$	$N_{\text{eléctrica}} = 9 \text{ MW}$
Flujo combustible (kg/h)	946,08	1.467,36	2.200,68
PCI combustible (kJ/kg)	45.000	45.000	45.000
Temperatura aire entrada al compresor (°C)	20	20	20
Temperatura salida del compresor (°C)	288,5	288,5	288,5
Masa de aire (kg/s)	10,86	21,73	32,59
Potencia consumida por compresor (kW)	3.413	6.829	10.242
Temp gases salida cámara de comb (°C)	1.100	1.100	1.100
Temperatura gases salida de la turbina (°C)	560,8	560,8	560,8
Temperatura gases salida de la caldera (°C)	228,6	228,6	228,6
Temperatura vapor (°C)	170 °C	170 °C	170 °C
Presión vapor (kPa)	791,5	791,5	791,5
Flujo de vapor (kg/h)	5.293	10.590	15.884
Rendimiento planta (%)	31,56%	38,90%	40,9%

Fuente: Elaboración propia.

A continuación se muestra en la figura 5.1, el diagrama realizado en EES para la modelación de un sistema de cogeneración, utilizando como combustible gas natural y con una generación eléctrica de 9 MW. En los anexos se encuentran los diagramas para las otras potencias eléctricas y el programa realizado.



Es importante mencionar que para las tres potencias eléctricas estudiadas. El flujo de vapor producido corresponde a 20 ton/h, este valor fue escogido como el flujo de vapor demandado por la planta. Es importante hacer hincapié en que con la cogeneración se debe satisfacer las demandas eléctricas y térmicas.

Turbina a vapor

Para el caso de la turbina a vapor también se utiliza el software EES en el cual se desarrolló un programa para calcular los parámetros más importantes de un sistema de cogeneración con turbina a vapor, para una generación eléctrica de 3, 6 y 9 MW. Además se utilizan dos combustibles como son biomasa y fuel-oil.

Primer caso utilizando como combustible biomasa

Tabla 18: Resultados más importantes obtenidos de la simulación en EES para un sistema de cogeneración con turbina a vapor

	$N_{\text{eléctrica}} = 3 \text{ MW}$	$N_{\text{eléctrica}} = 6 \text{ MW}$	$N_{\text{eléctrica}} = 9 \text{ MW}$
Masa combustible (kg/h)	4.637	9.022	11.406
Energía entregada por combustible (kW)	21.761	37.644	53.541
PCI combustible (kJ/kg)	16.896	16.896	16.896
Masa vapor salida caldera (kg/h)	24.635	42.615	60.600
Calor vapor salida caldera (kW)	19.585	33.879	48.178
Potencia turbina (kW)	3.334	6.666	10.000
Masa de vapor extraída (kg/h)	20.000	20.000	20.000
Calor masa de vapor extraída kW	13.813	13.813	13.813
Rendimiento ciclo (%)	87,55	60,45	49,43
Rendimiento planta (%)	77,26	50,63	42,62

Fuente: Elaboración propia.

De la información de la tabla 18 podemos inferir que los rendimientos disminuyen a medida que la potencia eléctrica generada aumenta. Esto en parte ocurre ya que la demanda o requerimiento de vapor supuesto de 20000 kg/h se mantiene constante en los tres casos

Segundo caso utilizando como combustible Fuel-oil

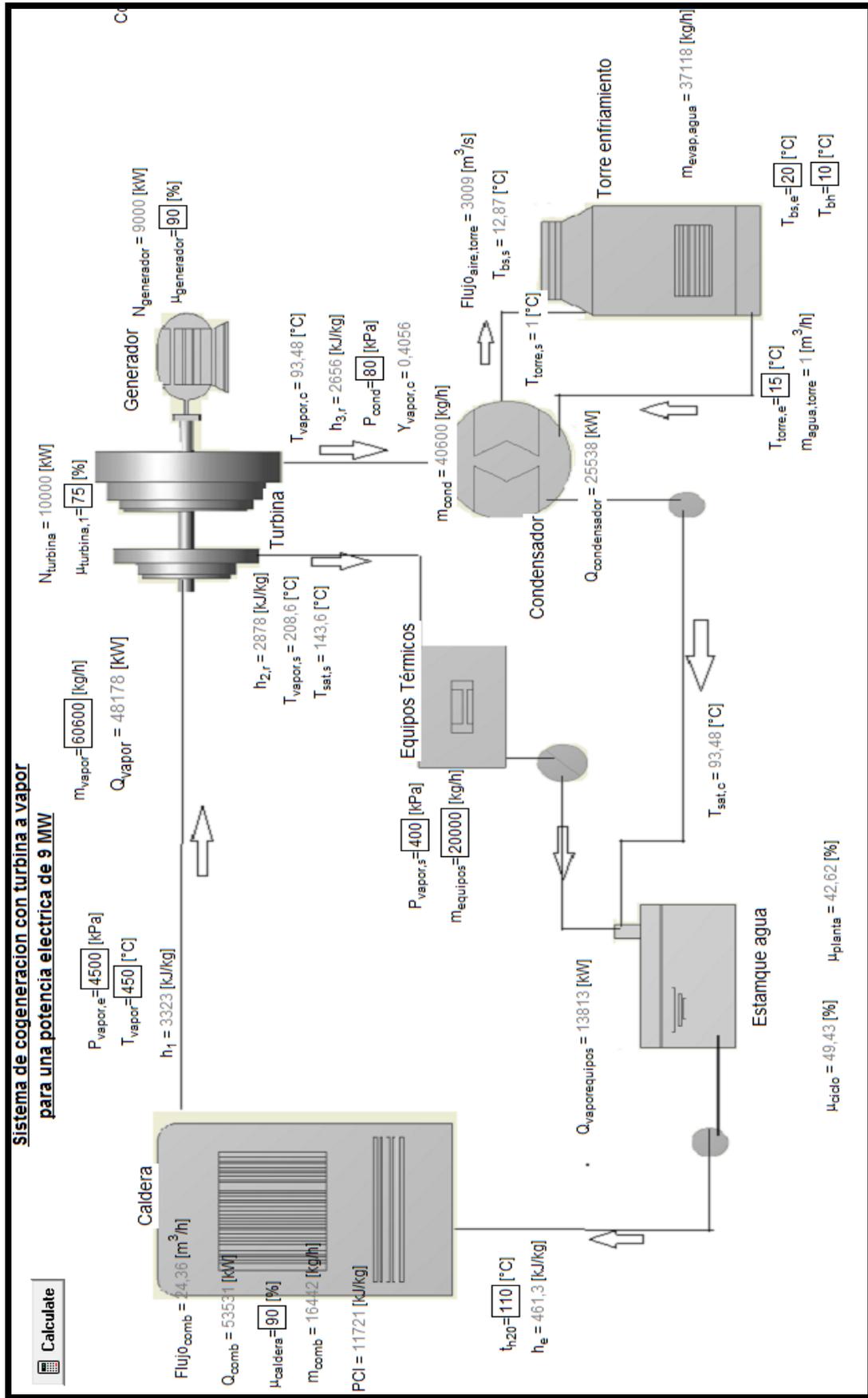
Tabla 19: Resultados más importantes obtenidos de la simulación en EES para un sistema de cogeneración con turbina a vapor

	$N_{\text{eléctrica}} = 3 \text{ MW}$	$N_{\text{eléctrica}} = 6 \text{ MW}$	$N_{\text{eléctrica}} = 9 \text{ MW}$
Masa combustible (kg/h)	1.910,89	3.717,94	4.552,03
Energía entregada por combustible (kW)	21.761	37.644	53.541
PCI combustible (kJ/kg)	41.000	41.000	41.000
Masa vapor salida caldera (kg/h)	24.635	42.615	60.600
Calor vapor salida caldera (kW)	19.585	33.879	48.178
Potencia turbina (kW)	3.334	6.666	10.000
Masa de vapor extraída (kg/h)	20.000	20.000	20.000
Calor masa de vapor extraída kW	13.813	13.813	13.813
Rendimiento ciclo (%)	87,55	60,45	49,43
Rendimiento planta (%)	77,26	50,63	42,62

Fuente: Elaboración propia.

Las diferencias entre el caso 1 y caso 2, son solo visibles en cuanto a la masa de combustible, esto porque el fuel-oil posee un poder calorífico mayor al de la biomasa. Sin embargo en el capítulo VII se analizará con más detalle que alternativa es más eficiente, cuando se haga un análisis de costos.

A continuación se presenta el diagrama (figura 19) utilizado en el software EES con el modelo de la planta de cogeneración con turbina a vapor y combustible biomasa para una generación eléctrica de 9 MW. Los diagramas restantes y el programa se presentan en la sección de anexos.



CAPITULO VI: ASPECTOS ECONOMICOS

6.1.- Principales factores que difieren la viabilidad de un proyecto

6.1.1.- Tipos de combustible

Todas las tecnologías de cogeneración que se han estudiado en esta Habilitación Profesional operan con una gran variedad de combustibles. La selección del más adecuado depende de tamaño de la instalación, la velocidad del motor (en el caso de que se utilice un motor de combustión interna), la factibilidad de manejo del mismo, las consecuencias contaminantes de su uso y del costo y disponibilidad que se tenga de él. Si bien por precio el carbón puede aparecer como una opción a considerar, su utilización en plantas de cogeneración no se justifica, esto debido a su alto costo de inversión en los sistemas de transporte y limpieza de los gases. El fuel-oil es muy utilizado en calderas convencionales, pero su alto contenido de azufre y vanadio, lo hace fuertemente corrosivo y contaminante por lo que requiere de sistemas de limpieza de gases muy costosos para poder cumplir con las normativas ecológicas. El diesel, es menos contaminante que el fuel-oil, pero tiene como problema que su precio no puede proyectarse demasiado y esto podría convertirse en un gran inconveniente.

Por otra lado está el gas natural, que tiene como gran ventaja ser un combustible muy limpio, siendo ideal para turbinas a gas y motores a gas, además actualmente está teniendo un gran auge en su uso en calderas convencionales a nivel mundial. Sin embargo en Chile su precio es un tanto alto y eso puede afectar la viabilidad de un proyecto de esta envergadura.

La importante penetración del gas natural ha permitido ampliar el abanico de sistemas de cogeneración, incluyendo, además de los más convencionales, turbinas de vapor y motores diesel ya empleados, las turbinas y motores de gas. El mayor rendimiento eléctrico de estos equipos, su bajo impacto medioambiental, unido a fiabilidad y disponibilidad muy elevadas, han hecho posible un importante desarrollo de estos sistemas de cogeneración

Tabla 20: PCI y PCS de distintos combustibles utilizados en cogeneración

Combustible	Poder Calorífico Inferior PCI	Poder Calorífico Superior PCS
Gas natural	45.000,7 kJ/kg - 922 Btu/pe ³	42.299,2 kJ/m ³ - 1.024 Btu/pe ³
Diesel	41.868 kJ/kg - 18.000 Btu/lb	44.715 kJ/kg - 19.224 Btu/lb
Gasóleo	41.595,9 kJ/kg - 17.250 Btu/lb	43.961,9 kJ/kg - 18.900 Btu/lb
Fuel-Oil	41.122,1 kJ/kg - 17.250 Btu/lb	42.332,7 kJ/kg - 18.200 Btu/lb
Biomasa (forestal)	11721 kJ/kg	8.372 kJ/kg

Fuente: Apuntes termodinámica y termotecnia, Universidad de Extremadura

6.1.2.- Relación con la electricidad Q/E

Las diferentes industrias tienen requerimientos específicos de vapor y energía eléctrica. Normalmente la disponibilidad de vapor del proceso es prioritaria. Actualmente, con la nueva reglamentación, la generación eléctrica puede ser más flexible ya que se pueden tener excedentes que se venden o los faltantes se compran.

6.1.3.- Disponibilidad

La mayoría de los procesos industriales requieren de una disponibilidad ininterrumpida de vapor y electricidad, las plantas de cogeneración pueden satisfacer completamente estos requisitos si se selecciona y dimensiona en forma adecuada, por lo que contar con la información de la empresa es sumamente importante con la finalidad de definir el sistema más adecuado en cada caso.

6.1.4.- Protección ambiental

Los límites de emisiones establecidos para la protección ambiental son de suma importancia en la evaluación de un proyecto, por su impacto en los costos de inversión y operación de las plantas de cogeneración.

6.1.5.- Situación geográfica

Por razones de carácter técnico y económico, la planta de cogeneración debe ubicarse lo más cerca posible de los consumidores de vapor. Los factores del medio ambiente que tienen más influencia sobre la operación del sistema son la altura sobre el nivel del mar y la temperatura y humedad ambiental.

6.2.- Análisis de las inversiones a realizar en una planta de cogeneración

Al momento de tomar la decisión final en cuanto a instalar un sistema de cogeneración, es necesario basarse en el análisis económico. Los indicadores más importantes y los que normalmente se usan son los siguientes:

- Definición de los principales parámetros económicos.
- Cálculo del periodo de retorno simple
- Análisis de rentabilidad de la inversión

Parámetros económicos más importantes

- Costo del sistema instalado
- Valor de la energía producida
- Costo del combustible consumido
- Costos operacionales
- Otros gastos

6.2.1.-Inversiones a realizar en una planta de cogeneración

La evaluación correcta de las inversiones tiene la misma importancia que el análisis de los consumos, por tanto, si se contempla que el costo de los equipos varía considerablemente con la potencia y que además también lo hace con el tiempo, para lograr una buena estimación de la inversión que deberá hacerse, será necesario conocer de los fabricantes o proveedores los costos involucrados en las diferentes partidas que componen el proyecto.

Con el fin de proporcionar una idea sobre el orden de magnitud de los costos involucrados, se da a continuación una estimación de costos y rendimientos basada en distintos tipos de instalaciones y diferenciando los casos de cogeneración con motores alternativos y con turbinas. Los valores son orientativos ya que para cada caso se precisa de un estudio específico de costos. Sin embargo dentro de un estudio de previabilidad es válida su utilización.

Para el caso general de un grupo de cogeneración para la producción de energía eléctrica y térmica se deben considerar los siguientes grupos de costo: motor primario (motor alternativo o turbina),

generador eléctrico más la bancada, recuperadores de calor, personal involucrado en el sistema, e instalación y mantenimiento.

El grupo motor-alternador. Es lógicamente la parte más importante de un sistema de cogeneración. Su costo por lo general se expresa por kW instalado, esto variará bastante según el tipo de tecnología que se utilice. Para el caso de esta Habilitación Profesional, como ha sido indicado anteriormente se analizarán; el uso de turbina a gas, turbina de vapor y los motores de combustión interna.

Por lo general el costo de kW desciende en el caso de las turbinas a gas y de vapor a medida que aumenta su potencia, en este ámbito las turbinas a vapor presentan un menor precio que las turbinas de gas a mayor potencia. En el caso de los motores de combustión interna, ya sean motores diesel o motores a gas tienen un costo de kW menor al de las turbinas a gas para potencias equivalentes, siendo además menor su oscilación a medida que aumenta la potencia.

Tabla 21: Valor KWe instalado de cogeneración en cada una de las tecnologías estudiadas

Motor primario	Costo kWe (dólares)
Turbina a gas	645-175
Turbina a vapor	450-115
Motor de combustión interna	650-300

Fuente: Comisión nacional para el uso eficiente de la Energía (Conuee). México.

Para el caso del alternador, su costo junto al de su respectiva bancada y de los demás elementos de acoplamiento, constituyen un costo muy poco dependiente de la tecnología a utilizar. Por lo que para esta parte del sistema se puede considerar un costo de 120 a 150 dólares por kW eléctrico instalado.

Los sistemas de recuperación de calor son otra parte importante a considerar en un sistema de cogeneración. El costo por kW (potencia referida al elemento motor) se incrementa en función de la complejidad de los mismos y también disminuye con la potencia.

Tabla 22: Costo de cada kW recuperado de energía, con diversos mecanismos

Sistema de recuperación	Costo kW (dólares)
A partir de motor de combustión interna	700-600
Caldera de alta presión, turbina de contrapresión	400-200
Caldera de recuperación, gases de escape	200-100
Agua caliente	140-75

Fuente: Comisión nacional para el uso eficiente de la Energía (Conuee). México.

Hay que tener en cuenta que el costo de los recuperadores de calor está en función del sistema de aprovechamiento del agua de refrigeración del motor y/o del escape.

Otros gastos a considerar.

- Quemadores de post combustión.
- Instalación eléctrica (transformadores, interconexión, protección, cableado, etc)
- Equipos complementarios (tratamientos de agua de alimentación, desgasificadores, intercambiadores, bombas, ventiladores, acumuladores de vapor, etc)
- Tuberías para conducción de gases y vapor.
- Compresor de gas, instalación de gas, grupos de regulación.
- Proyecto. Instalación, obra civil.

Por lo general la sumatoria de los gastos puestos anteriormente oscila entre un 15 y 35% del total de la inversión a realizar.

Otro gasto a tener en consideración es el del costo de los paneles de operación y control de motores. Este gasto no siempre está tan claro y es que no dependerá del tamaño de la instalación, sino más bien de las condiciones de diseño y de la tecnología de automatización utilizada (por ejemplo el tipo de conexión a la red pública, exportaciones de energía eléctrica, exportaciones de vapor, etc). De todas maneras para plantas que cuentan con instalaciones altamente automatizadas, el gasto de ésta no supera el 15 % de los gastos considerados anteriormente.

Ahora solo queda detallar los gastos referidos a conceptos de instalación, los cuales van desde 110 a 150 dólares por kW mecánico instalado. La suma de todo lo anteriormente señalado se sitúa entre los 800 y 1500 dólares por kW instalado. Todo ello referido a grupos de cogeneración con producción de energía eléctrica y térmica.

Se debe recalcar que los costos de instalación están completamente ligados a la complejidad que presente el sistema de recuperación a utilizar. Sobre todo para el uso de motores de combustión interna. En el caso de equipos que utilicen gas como combustible, hay que considerar el uso de un compresor para poder suministrar el gas a la presión deseada.

Costos energéticos

Los costos energéticos están referidos a los gastos en combustibles. También podría considerarse el gasto en energía eléctrica y térmica según corresponda en cada caso.

Generalmente el costo de combustible, electricidad, mantenimiento y otros, suelen aumentar cada año. Por lo que al momento de realizar el análisis económico uno podría imaginarse dos escenarios uno que sería el optimista en donde los costos de combustible y electricidad se mantengan o bajen al transcurrir los años y otro pesimista en el que los costos aumenten con los años.

Por esta razón puede ser más favorable utilizar una maquina motor (turbinas o motores) que pueda funcionar con distintos combustibles, como es el caso de las turbinas a vapor, esto es por si subiera mucho el precio de alguno de los combustibles utilizados. Asunto que es más delicado en máquinas como las turbinas a gas en donde se depende mucho de un sólo combustible.

Costos operativos y de mantenimiento

Los costos de mantenimiento de los sistemas basados en motores de combustión interna, se pueden estimar en unos 0,007 dólares por kWh eléctrico generado. Sin embargo este costo no considera el mantenimiento mayor que debe realizarse al motor, que ocurre por lo general tras 60.000 horas de funcionamiento.

En el caso de las turbinas y sobre todo para las turbinas a gas el mantenimiento es más imprevisible, esto se debe a problemas de limpiezas de los filtros de aire o el número de arranques que tenga el sistema. Los costos de mantenimiento son menores en las turbinas a gas que en las turbinas de vapor.

Esto es porque en las turbinas a vapor se deben revisar más elementos como lo son; cambios de aceite a la turbina y al generador, revisión de juntas de conexiones de entrada y salida de vapor, además de las salidas de condensados, comprobación de la temperatura de aceite de la turbina, etc.

Otro costo a considerar es la mano de obra para operar el sistema, la cual se puede estimar en unos 0,01 dólares por kWh para sistemas grandes (de generación eléctrica mayor a 2 MW) y de 0,007 dólares por kWh generado para plantas pequeñas (menores a 1 MWe).

Capítulo VII: EVALUACION ECONOMICA.

Para desarrollar la evaluación económica, se consideraran diversos indicadores, los cuales nos podrán arrojar cual es la mejor alternativa a considerar.

Es importante recalcar que en esta Habilitación Profesional se comparan tres tecnologías utilizadas de cogeneración como son; MCI, turbinas a gas y turbinas a vapor. Además todas estas comparaciones son realizadas hasta una potencia eléctrica máxima de 9 MWe. Las comparaciones se realizan para una potencia eléctrica de 6 MWe y en algunos casos se evalúan otra potencia eléctrica para establecer una proyección.

7.1-Indicadores a utilizar

Periodo de Recuperación de la inversión (PR)

El retorno de la inversión es un método extensamente empleado, con el cual se calcula el tiempo que toma recuperar la inversión original, el ingreso del precio neto derivado. Sin embargo, no considera el factor de tiempo de utilización en la evaluación y tampoco incluye ganancias posteriores a la recuperación de la inversión original.

A pesar de sus limitaciones, la utilización de este indicador ayuda a tener una vista preliminar del nivel de la rentabilidad del proyecto, además por la sencillez de su cálculo.

$$PR(\text{años}) = \frac{\text{Costo Inicial}}{\text{Beneficios anuales} - \text{Costos anuales}}$$

Valor Actual Neto (VAN): El VAN es un indicador dinámico, ya que toma en cuenta el valor del dinero a través del tiempo y además ofrece una medida de rentabilidad en términos monetarios.

La forma para calcularlo, consiste en actualizar los flujos netos de caja percibidos a lo largo de la vida de la inversión, trasladándolos al momento en el que se realiza el análisis. Por esto se utiliza la tasa de descuento i , la cual representa la tasa mínima exigida a la empresa con la cual está dispuesta a invertir sus capitales. De este modo se obtienen flujos netos de caja homogéneos y comparables, ya que se tiene en cuenta, tanto la cuantía de los mismos, como el momento del tiempo en que son obtenidos.

Su expresión está dada por la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum \frac{Fi}{(1+i)^n} - I$$

Donde:

Fi : Valor presente del flujo de caja

i : Tasa de descuento

n : Vida útil del proyecto

I : Inversión

Interpretación económica del VAN

Tabla 23: Distintas decisiones a tomar según el valor del VAN.

Comportamiento del VAN	Decisión a tomar	Significado
VAN > 0	Se debe aceptar el proyecto	La inversión realizada generaría ganancias. Es decir la empresa es capaz de recuperar el capital invertido y además percibe ganancias.
VAN = 0	El proyecto resulta indiferente	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas. Se puede considerar para proyectos sin fines de lucro o en base a una razón social.
VAN < 0	El proyecto debe ser rechazado	La inversión, sólo produciría pérdidas.

Fuente: Cristián Bargsted, Universidad de Chile.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la inversión de los flujos netos de efectivo, dentro de la operación propia del negocio, se expresa en términos porcentuales.

Su forma de cálculo está dada por la siguiente expresión:

$$VAN = \sum \frac{Fi}{(1 + TIR)^n} - I$$

Donde:

Fi: Valor presente del flujo de caja

i= tasa de descuento

I= Inversión

n= Vida útil del proyecto

El valor del TIR nos entrega una medida de la rentabilidad de un proyecto en términos relativos, esto porque está expresada en porcentaje.

El criterio al momento de tomar una decisión basándose en el TIR, se lleva a cabo según si el TIR es o no superior al costo de oportunidad del capital.

Tabla 24: Decisiones a tomar según valor de TIR

TIR > i	Proyecto de inversión aceptable
TIR= i	Proyecto de inversión indiferente
TIR < i	Proyecto de inversión rechazado

Fuente: Cristian Bargsted, Universidad de Chile.

7.2-Inversiones a realizar en una planta de cogeneración.

A continuación se presentan los costos asociados a un sistema de cogeneración para las tres tecnologías estudiadas y para tres potencias distintas de generación eléctrica.

- **Motor de combustión interna**

Tabla 25: Inversiones a realizar en una planta de cogeneración con motor de combustión interna para diferentes potencias eléctricas.

Costo	3 MW	6 MW	9 MW
kW instalado (US\$)	1.200.000	2.160.000	2.970.000
Alternador (US\$)	380.000	780.000	1.170.000
Sistema de recuperación (US\$)	1.950.000	3.810.000	5.625.000
Otros elementos del circuito (US\$)	660.000	120.000	1.800.000
Instalación de equipos (US\$)	390.000	780.000	1.170.000
Paneles de control y automatización (US\$)	300.000	600.000	900.000
Total (US\$)	4.880.000	8.250.000	13.635.000

Fuente: Elaboración propia

- **Turbina a gas**

Tabla 26: Inversiones a realizar en una planta de cogeneración con turbina a gas para diferentes potencias eléctricas.

Costo	3 MW	6 MW	9 MW
kW instalado (US\$)	1.200.000	2.280.000	3.150.000
Alternador (US\$)	390.000	780.000	1.170.000
Sistema de recuperación (US\$)	1.100.000	2.160.000	3.150.000
Otros elementos del circuito (US\$)	750.000	1.500.000	2.250.000
Instalación de equipos (US\$)	390.000	780.000	1.170.000
Paneles de control y automatización (US\$)	300.000	600.000	900.000
Total (US\$)	4.130.000	8.100.000	11.790.000

Fuente: Elaboración propia

- **Turbina a vapor**

Tabla 27: Inversiones a realizar en una planta de cogeneración con turbina a vapor para diferentes potencias eléctricas.

Costo	3 MW	6 MW	9 MW
kW instalado (US\$)	1.800.000	3.420.000	4.860.000
Alternador (US\$)	390.000	780.000	1.170.000
Sistema de recuperación (US\$)	540.000	1.020.000	1.440.000
Otros elementos del circuito (US\$)	840.000	1.560.000	2.340.000
Instalación de equipos (US\$)	390.000	780.000	1.170.000
Paneles de control y automatización (US\$)	300.000	600.000	900.000
Total (US\$)	4.260.000	8.160.000	11.880.000

Fuente: Elaboración propia

Es importante mencionar que para las tres tecnologías los costos no son lineales y a medida que la potencia eléctrica aumenta, los costos por kW instalado disminuyen.

7.3 -Costos por concepto de combustibles

A continuación se presentan tablas con los costos asociados por concepto de combustible. Para algunas tecnologías se presentan más de un combustible para así poder establecer diferencias entre los costos de uno y otro.

- **Combustible Fuel-oil -Motor de combustión interna**

Tabla 28: Costos por concepto de combustible (fuel-oil) para diferentes potencias eléctricas utilizando MCI.

Potencia eléctrica	Consumo combustible (kg/h)	Precio combustible (US\$/kg)	Costo combustible hora (US\$)	Costo combustible mensual (US\$)	Costo combustible anual (US\$)
3 MW	603,66	0,648	391,17	285.554,63	3.426.655,6
6 MW	1.178,1	0,648	763,41	557.264,19	6.687.170,34
9 MW	1.712,2	0,648	1.109,51	809.936,78	9.719.241,37

Fuente: Elaboración propia.

- **Combustible: Gas natural-motor de combustión interna**

Tabla29: Costos por concepto de combustible (gas natural) para diferentes potencias eléctricas utilizando MCI.

Potencia eléctrica	Consumo combustible (m3/h)	Precio combustible (US\$/kg)	Costo combustible hora (US\$)	Costo combustible mensual (US\$)	Costo combustible anual (US\$)
3 MW	542,67	0,810	439,56	320.878,80	3.850.545,60
6 MW	1.088,4	0,810	881,60	643.570,92	7.722.851,04
9 MW	1.778,05	0,810	1.440,22	1.051.360,24	12.616.322,93

Fuente: Elaboración propia.

- **Combustible: Gas natural para turbina a gas**

Tabla 30: Costos por conceptos de combustible (gas natural) para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a gas.

Potencia eléctrica	Consumo combustible (kg/h)	Precio combustible (US\$/kg)	Costo combustible hora (US\$)	Costo combustible mensual (US\$)	Costo combustible anual (US\$)
3 MW	733,68	0,810	594,28	433.825	5.205.900
6 MW	1.467,36	0,810	1.188,56	867.650	10.411.800
9 MW	2200,68	0,810	1.782,55	1.301.262	15.615.145

Fuente: Elaboración propia.

- **Combustible: biomasa-turbina a vapor**

Tabla 31: Costos por conceptos de combustible (biomasa) para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a vapor.

Potencia eléctrica	Consumo combustible (ton/h)	Precio combustible (US\$/ton)	Costo combustible hora (US\$)	Costo combustible mensual (US\$)	Costo combustible anual (US\$)
3 MW	9,902	18	29,706	21.685,38	260.224,56
6 MW	17,13	18	51,39	37.514,7	450.176,4
9 MW	24,36	18	73,08	53.348,4	640.180,8

Fuente: Elaboración propia.

- **Combustible Fuel-oil turbina a vapor**

Tabla 32: Costos por concepto de combustible (fuel-oil) para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a vapor.

Potencia eléctrica	Consumo combustible (kg/h)	Precio combustible (US\$/kg)	Costo combustible hora (US\$)	Costo combustible mensual (US\$)	Costo combustible anual (US\$)
3 MW	1.910,8	0,648	1.238,2	903.884,83	10.846.617,98
6 MW	3.304,8	0,648	2.141,51	1.563.302,6	18.759.631,1
9 MW	4.700,41	0,648	3.045,87	2.223.481,95	26.681.783,36

Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo de los costos de combustibles de las turbinas a vapor se consideró un flujo másico de vapor extraído de 20 ton/h.

7.4-Costos de operación y mantenimiento

A continuación se presentan tablas con los distintos costos de operación y mantenimiento asociados cada tecnología de cogeneración utilizada, para diferentes potencias eléctricas

- **Motor de combustión interna.**

Tabla 33: Costos por concepto de operación y mantenimiento para diferentes potencias eléctricas utilizando MCI.

Potencia eléctrica	Costo operación (US\$/h)	Costo mano de obra (US\$/h)	Total gastos hora (US\$/h)	Total gastos mes	Total gastos anual
3 MW	13,5	10	16,5	12.045	144.540
6 MW	24	14	30	21.900	262.800
9 MW	30,5	16	39,5	28.835	346.020

Fuente: Elaboración propia.

- **Turbina a gas**

Tabla 34: Costos por concepto de operación y mantenimiento para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a gas.

Potencia eléctrica	Costo operación (US\$/h)	Costo mano de obra (US\$/h)	Total gastos hora (US\$/h)	Total gastos mes	Total gastos anual
3 MW	10,5	10	20,5	9.855	118.260
6 MW	20,4	14	34,4	19.272	231.264
9 MW	29,7	16	45,7	28.251	339.012

Fuente: Elaboración propia.

- **Turbina a vapor**

Tabla 35: Costos por concepto de operación y mantenimiento para diferentes potencias eléctricas utilizando turbina a vapor.

Potencia eléctrica	Costo operación (US\$/h)	Costo mano de obra (US\$/h)	Total gastos hora (US\$/h)	Total gastos mes	Total gastos anual
3 MW	18	12	30	16.060	192.720
6 MW	36	17	43	31.390	376.680
9 MW	54	19	64	46.720	560.640

Fuente: Elaboración propia.

Es importante mencionar que a medida que la potencia eléctrica generada aumenta, los costos de operación y mantenimiento disminuyen levemente.

7.5-Análisis económico.

Para realizar los análisis económicos se utiliza el software Microsoft Excel, para calcular los flujos de caja correspondientes a cada año y así poder obtener los valores de VAN, TIR y el periodo de recuperación de la inversión, estos indicadores muestran si es o no rentable el proyecto

7.5.1- Análisis económico Motor de combustión interna

Para el caso del motor de combustión interna, a diferencia de las otras dos tecnologías de cogeneración que poseen turbina, se obtiene energía eléctrica y energía térmica (como se explicó en el capítulo III), pero esta energía térmica no está como un flujo másico de vapor, esto debido a que se recupera de distintas zonas del MCI. Por lo cual, para realizar el análisis económico se estableció que se venderán ambas energías (eléctrica y térmica), la potencia eléctrica será de 6 MW y la potencia térmica útil correspondiente a 6,62 MW y el combustible utilizado para el análisis fue fuel-oil. Los resultados del análisis económico se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 36: Análisis económico para un motor de combustión interna

Potencia eléctrica	Potencia térmica	VAN US\$	TIR	Periodo recuperación	Comentario
6 MW	6,62 MW	10.673.528	40%	2,23 años	Para estas condiciones el proyecto es rentable.

Fuente: Elaboración propia

Análisis de resultados. Se puede observar de la tabla 36 que para las condiciones dadas el proyecto resulta rentable, además da flexibilidad al momento de negociar el precio de la energía térmica y eléctrica ya que el proyecto resulta bastante viable.

Para llevar a cabo este análisis se consideraron los siguientes valores:

Tasa de descuento = 0,17

Periodos considerados = 15 años

Precio venta kW-h eléctrico = 0,15 Dólares

Precio veta kW-h térmico = 0,06 Dólares

TIR mínimo aceptable = 10%

Costo combustible = 0,648 Dólares por kg de fuel-oil

7.5.2-Análisis económico Turbina a gas

Para el caso de la turbina a gas, al igual que en las otras tecnologías, se produce una potencia eléctrica de 6 MW para vender y un flujo másico de vapor que también es vendido. La dificultad que presenta esta tecnología es que el flujo másico de vapor tiene un límite de producción a diferencia de la turbina a vapor. Este límite esta dado por la capacidad que tengan los gases a la salida de la turbina los cuales entregan energía al pasar por el intercambiador para producir vapor.

Si se produce el máximo flujo másico de vapor posible y se desarrolla el análisis económico, nos podemos encontrar dos opciones, una en donde el proyecto es viable por lo cual se puede buscar un punto de equilibrio, es decir un flujo másico de vapor inferior al máximo y establecer ahí desde que flujo es rentable. La otra opción es que aún produciendo el flujo máximo de vapor el proyecto no es rentable, por lo cual hay que buscar otras soluciones o simplemente no será rentable para potencias de este orden. Recordar que las turbinas a gas poseen un amplio margen de potencias eléctricas para trabajar que van desde los 3 hasta los 200 MW.

Los resultados del análisis económico se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 37: Análisis económico para un sistema de cogeneración con turbina a gas.

Potencia eléctrica	Flujo másico de vapor	VAN (US\$)	TIR	Periodo recuperación	Comentario
6 MW	10,59 ton/h	542.429	16%	5,48 años	Proyecto no viable
9 MW	15,884 ton/h	1.410.961	17%	5,21 años	Proyecto no viable

Fuente: Elaboración propia

Análisis de resultados: De la tabla 37 podemos ver que un proyecto de cogeneración para estas potencias eléctricas puede llegar a ser rentable. Tal como se había anticipado si el flujo máximo de vapor producido no es suficiente para hacer que el proyecto fuera viable. Además se revisó que ocurriría para una potencia eléctrica más alta como 9 MW, teniendo el mismo resultado el proyecto no es viable.

Esto se debe a que el precio del gas natural es muy elevado, pero además, es porque estas potencias eléctricas son bajas para el óptimo de esta tecnología de cogeneración. Probablemente para potencias eléctricas más altas esto podría ser rentable, pero esta habilitación profesional contempla solo hasta potencias eléctricas del orden de 9 MW.

Para llevar a cabo este análisis se consideraron los siguientes valores:

Tasa de descuento = 0,17

Periodos considerados = 15 años

Precio venta kW-h eléctrico = 0,15 Dólares

Precio venta vapor = 48,5 Dólares por tonelada de vapor.

TIR mínimo aceptable = 20%

Costo combustible = 0,81 Dólares por kg de gas natural.

7.5.3-Análisis económico Turbina a vapor

Para realizar el análisis económico en el caso de la turbina a vapor se establece una potencia eléctrica de 6 MW, al igual que en las otras tecnologías. La diferencia está en la cantidad de vapor a vender, ya que la masa de vapor puede ser regulada, es decir, uno la puede aumentar o disminuir, obviamente en el caso de aumentar dicha masa de vapor, también aumentará el consumo de combustible, por lo que habrá que buscar un punto de equilibrio, para saber cuánta masa de vapor se debe extraer para la venta y así tener ganancias.

Es importante recalcar que a modo de facilitar los cálculos y mostrar con mayor claridad la viabilidad de un proyecto de cogeneración. En el análisis económico se venderá tanto la energía eléctrica como la energía térmica (venta de vapor).

En el caso de la turbina a vapor se opta por usar dos combustibles como son el Fuel-oil y biomasa. Los resultados se muestran a continuación en la tabla.

Caso 1 utilizando Fuel-oil

Tabla 38: Análisis económico para un sistema de cogeneración con turbina a vapor con fuel-oil

Potencia Eléctrica (MW)	Flujo másico de vapor (Ton/h)	VAN (Dólares)	TIR (%)	Periodo recuperación (Años)	Comentario
6 MW	10	-54.608.233	No calculable	No calculable	Para esta combinación solo se tendrán pérdidas.
6 MW	20	-28.173.420	No calculable	No calculable	Para esta combinación solo se tendrán pérdidas.
6 MW	30	-11.920.762	No calculable	No calculable	Para esta combinación solo se tendrán pérdidas.
6 MW	38	1.909.368	22%	4,31 años	Según el parámetro del VAN el proyecto debe rechazarse.

Fuente: Elaboración propia

Análisis de resultados: Al momento de realizar el análisis económico para la turbina a vapor con fuel-oil, se aprecia que para una potencia de 6 MW y un flujo másico de vapor igual o mayor a 39 ton/h se vuelve rentable la venta de ambos tipos de energía. En el comienzo de la habilitación profesional y sin conocer los resultados del análisis económico se estimó que el flujo másico sería de 20 ton/h lo cual estaba muy alejado de un proyecto viable para cogeneración con esta tecnología.

Es importante mencionar que el valor del combustible vuelve bastante caro el proceso. Sin embargo el proceso de cogeneración con turbina a vapor, permite poseer un gran abanico de posibilidades para producir diferentes cantidades de vapor, no así utilizando turbina a gas, en el cual el sistema tiene un límite de producción de vapor.

También es importante agregar, que este es un ejemplo con el cual solo se quiere mostrar la viabilidad o no de un proyecto. Esto porque en la práctica un proyecto de cogeneración que se dedica a la venta de ambos tipos de energía, dependerá de la cantidad de energía que demanden.

Caso 2 utilizando Biomasa

Tabla 39: Análisis económico para un sistema de cogeneración con turbina a vapor con biomasa

Potencia Eléctrica (MW)	Flujo másico de vapor (Ton/h)	VAN (Dólares)	TIR (%)	Periodo recuperación (Años)	Decisión
6 MW	20	-20.508.751	No calculable	No calculable	Para esta combinación solo se tendrán pérdidas.
6 MW	30	-6.664.765	-8%	31,91 años	Según los indicadores VAN y TIR el proyecto no es rentable.
6 MW	35	-510.704	16%	5,7 años	Según el indicador VAN el proyecto no es rentable.
6 MW	36	754.762	19 %	4,9 años	El proyecto es rentable

Fuente: Elaboración propia

Análisis de resultados: Para el caso de la biomasa al igual que con el fuel-oil, fue necesario buscar un flujo másico de vapor para el cual se vuelve rentable el proyecto de cogeneración con turbina a vapor par una generación eléctrica de 6 MW. En este caso esto ocurre para una producción igual o mayor que 36 ton/h de vapor. Es importante mencionar que a diferencia de lo que muchos puedan creer el precio

de la biomasa no es tan bajo, de hecho como se observa en la tabla anterior está a un precio muy cercano al del fuel-oil y otros combustibles procedentes del petróleo.

Para llevar a cabo este análisis se consideraron los siguientes valores:

Tasa de descuento = 0,17

Periodos considerados = 15 años

Precio venta kW-h eléctrico = 0,15 Dólares

Precio venta vapor = 48,5 Dólares por tonelada de vapor.

TIR mínimo aceptable = 10%

Costo combustible = 0,648 Dólares por kg de gas natural.

Costo combustible = 255 ton/h de biomasa.

En el capítulo de anexos se presentan los análisis económicos realizados en Microsoft Excel para cada una de las tecnologías.

CAPITULO VIII: CONCLUSIONES

Una vez concluido el estudio teórico-tecnológico así como también el análisis económico correspondiente, podemos aseverar que la cogeneración es y será por mucho tiempo una herramienta indispensable para conseguir una eficiencia energética acorde con las necesidades actuales.

La cogeneración, tal como se observó en el desarrollo de esta habilitación profesional, depende bastante de la tecnología a utilizar y es en base a éstas que se abren muchas oportunidades para todos los requerimientos. Entonces un estudio y análisis adecuado de las distintas tecnologías de cogeneración permitirán que la cogeneración se convierta en la mejor alternativa al momento de generar. Por lo que a continuación se presentan conclusiones para cada tecnología estudiada.

Motores de combustión interna: Tras el desarrollo de esta habilitación profesional se puede inferir que los MCI son sin duda la tecnología de cogeneración más adecuada cuando se trata de la generación de potencias eléctricas que se encuentran en una zona media-baja como era el caso de un tope de 9 MW eléctricos. Además presentan una gran ventaja sobre todo pensando en el sector terciario, esto porque como se explicó en capítulos anteriores se puede recuperar el calor de distintas zonas y a distintas temperaturas, lo cual es ideal para distribuir dicho calor en diferentes labores como climatización de oficinas, aguas sanitarias, etc. Además posee otra particularidad como poder detener y poner en marcha, las veces que uno lo estime conveniente, el sistema no así las otras tecnologías donde es más complicado regularlo.

Su análisis económico mostró la mayor rentabilidad, además teniendo un margen importante lo que abre la posibilidad incluso de negociar los precios de venta de electricidad y energía térmica, pudiendo así bajar dichos precios un poco y seguir obteniendo una buena rentabilidad del proyecto.

Otro punto importante a analizar es si se realiza el siguiente ejercicio, y se asume de que no se venderá la energía, sino que deseamos auto-producir tanto la energía térmica como energía eléctrica para satisfacer nuestras necesidades energéticas, este proyecto con estas condiciones también sería rentable ya que los precios que consideremos para la venta, son inferiores a los precios que nos cuesta normalmente la electricidad y la energía térmica (si se piensa que en el sector terciario se utiliza gas licuado o energía eléctrica para satisfacer las necesidades térmicas)

En la actualidad en Chile no hay proyectos que utilicen cogeneración con motores de combustión interna, esto es porque los proyectos existentes son con potencias eléctricas de generación mayores al alcance de los MCI y que la cogeneración en el sector terciario en Chile es desconocida. No obstante según lo mostrado en este trabajo se aprecia que su uso es una alternativa bastante válida y muy rentable.

Turbina a gas: En el caso de las turbinas a gas se puede concluir que su uso para aplicaciones en generaciones pequeñas como la descrita (pequeñas en comparación a la capacidad máxima de generación eléctrica que poseen las turbinas a gas) es muy limitada y depende mucho del costo del combustible, probablemente con un precio menor de éste el proyecto se vuelve rentable. No hay que dejar de lado además que las turbinas a gas como motor principal de un sistema de cogeneración son muy utilizadas en Europa y que con el paso de los años presentan mejores rendimientos tanto eléctricos como térmicos.

La otra desventaja que se pudo apreciar de su uso fue la poca flexibilidad a la hora de producir vapor, ya que como ocurrió en el ejercicio que se propuso, el flujo de vapor extraído para la venta no alcanzaba a ser suficiente para obtener rentabilidades.

Turbinas a vapor: A diferencia de lo que se creyó en un comienzo, en donde se mencionaba como una tecnología que va en descenso en su uso, las turbinas a vapor presentaron resultados aceptables. Dentro de las ventajas encontradas, está el que pueden trabajar con distintos combustibles, lo que es de gran ayuda, ya que los precios varían mucho con el paso de los años y lo normal es que aumenten su precio pudiendo así cambiar el combustible sin realizar mayores transformaciones en las instalaciones.

Además como se observó en la modelación de un sistema de cogeneración y en el desarrollo de este trabajo, las turbinas a vapor, a pesar de poseer un bajo rendimiento eléctrico, tienen un buen rendimiento térmico y lo más importante entregan una gran flexibilidad al momento de reducir o aumentar el flujo másico de vapor destinado a la venta, siempre considerando hacerlo pro sobre del punto de equilibrio de venta, para así obtener ganancias.

También si se lleva al caso del autoconsumo y pensando en el sector terciario o industrial, hay estaciones en las que si se requiere disminuir la energía térmica, se puede hacer sin problemas.

Tal vez una desventaja grande que presenta el uso de las turbinas a vapor, es que no entregan la posibilidad de detener el sistema las veces que uno lo desee, como si ocurre con los MCI, por lo que para instalaciones que requieran producir energía solo algunas horas del día, su uso se vería complicado.

Otra desventaja observada es que poseen una relación calor combustible (RCE) bastante alta, lo que indica que su uso está destinado para instalaciones que requieran un alto consumo de energía térmica.

Además se puede mencionar que es la tecnología más utilizada para la cogeneración en Chile, esto debido a que son parte del proceso de producción en las Celulosas.

En este ítem también es posible hacer mención al uso de la biomasa, y con los resultados obtenidos se puede decir que si bien es una fuente de energía limpia y bastante importante, con el paso de los años su valor ha subido y esto hace que si bien sigue siendo interesante la ponga casi en la línea de otras tecnologías. En parte, una desventaja que presenta es que su poder calorífico es casi un tercio menor a otros combustibles utilizados.

Finalmente se puede señalar que la cogeneración es, sin duda alguna, una tecnología bastante eficiente al momento de hablar de eficiencia energética, pero no hay que dejarse engañar tanto por los rendimientos que uno puede encontrar de distintos ejemplos a lo largo del mundo. Ya que la implementación de la cogeneración varía mucho dependiendo de las necesidades energéticas que se deseen cubrir, además es de suma importancia realizar una correcta elección tanto de la tecnología a utilizar como del combustible ya que esto determinará la viabilidad entre un proyecto y otro.

Además considerar que la implementación de la Ley corta I de energía nos acerca bastante a desarrollar el uso de esta herramienta que es la cogeneración, pero aun faltan más incentivos para obtener resultados como algunos casos en Europa donde es posible cogenerar hasta más del cincuenta por ciento de la electricidad generada en el país.

CAPITULO IX: BIBLIOGRAFIA

- [1] Villares Martín Mario. Cogeneración, 2° Edición, Madrid. 2003
- [2] Vicente Bermúdez. Tecnología Energética. 1° Edición. Valencia 2000
- [3] Héctor Llorente González. Tesis (Diseño de una central de cogeneración para satisfacer necesidades energéticas de dos bloques de vivienda en una zona residencial de Coslada). Universidad Pontificia Comillas. Madrid. 2006.
- [4] Heber Parra Hernández. Tesis (Perspectivas de la cogeneración con gasificación de combustibles residuales en México). Universidad nacional autónoma de México. México D.F. 2010.
- [5] Leandro Giangrandi V. Tesis (Aspectos técnico económicos para evaluación de proyectos de cogeneración en base a grupos generadores diesel). Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago. 2011.
- [6] Felipe Díaz Célerly. Tesis (Análisis técnico económico de cogeneración para la empresa minera). Universidad de Chile. Santiago. 2009
- [7] Seminario de gestión ambiental (La cogeneración en la industria y los servicios de Galicia). Santiago de Compostela. 2005
- [8] Guía técnica para la medida y determinación de calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. IDEA Instituto para la diversificación y ahorro de la energía. España. 2008
- [9] Instituto de Asuntos Públicos. Informe final: Estudio para el desarrollo de la cogeneración en Chile. Universidad de Chile. Santiago 2010.

- [10] José García Morcillo. Proyecto de planta de cogeneración de 500 kW para climatización de centro deportivo. Universidad Carlos III de Madrid. Madrid 2011
- Guía de la cogeneración. IDEA Instituto para la diversificación y ahorro de la energía Madrid. 2010
- [11] Ayose Montero Cuesta. Tesis (Estudio comparativo de sistemas de cogeneración, Aplicación a una industria química). Universidad de Cantabria. 2012
- [12] COGEN. Taller sobre cogeneración. Raimon Argemi. Sesión 3-Aspectos tecnológicos de la cogeneración. Santiago. 2009
- [13] Ismael González. Seminario sobre ahorro y eficiencia energética. Cogeneración como instrumento de optimización del consumo energético. Madrid 2007
- [14] Miguel Lozano y José Ramos. Análisis energético y económico de sistemas simples de cogeneración. Universidad de Zaragoza. Zaragoza. 2007
- [15] Jesús Álvarez y Carlos Salamanca. Magister en energías renovables y mercado energético. Proyecto de viabilidad de una planta de bioetanol con un sistema de cogeneración.
- [16] Powergen.S.A. Planta de cogeneración de 1 MW de potencia eléctrica con recuperación de vapor a baja presión. Barcelona 2008.
- [17] Electo Silva Lora. Cogeneración y generación de electricidad en la industria azucarera. UNIFEI-Brasil.
- [18] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Historia de la Ley N°20.257. Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales. Chile. 2008
- [19] Rodrigo Fernández Hirsch. Tesis (Comportamiento de planta de cogeneración frente a perturbaciones eléctricas). Universidad de Chile. Santiago.2005

- [20] Rubio Maya C. Modelado energético de motores de combustión interna para aplicaciones de cogeneración. Monterrey. 2010.
- [21] Energuia. Directorio de motores alternativos para cogeneración.
- [22] Sebastián Bernstein Ll. Cogeneración con gas natural: la experiencia de Watts. Santiago 2011.
- [23] Cogen Europa, www.cogen-europe.eu.
- [24] International Energy Agency, www.iea.org.
- [25] Comisión Nacional para el uso eficiente de la energía. www.conae.gob.mx
- [26] Conferencia internacional de cogeneración. www.cogeneracionchile.cl
- [27] Cogeneración en Chile y el Mundo. www.ing.puc.cl
- [28] Plantas de cogeneración. www.plantasdecogeneracion.com

CAPITULO X: ANEXOS

"Programa EES para modelación Turbina a vapor"

Poder calorífico combustible

$$a1 = 2,26125 \times 10^6$$

$$b1 = -33750$$

$$c1 = -525$$

$$PCI_{vol} = a1 + b1 \cdot u_{bs} + c1 \cdot \rho_{bh}$$

$$PCI = \frac{PCI_{vol}}{\rho_{bh}} \cdot 4,186$$

$$u_{bs} = \frac{\text{Humedad}_{comb;bs}}{100}$$

$$\rho_{bh} = \rho_{bs} \cdot (1 + u_{bs})$$

$$\text{Densidad}_{bs} = \rho_{bs}$$

$$m_v = \frac{m_{vapor}}{3600}$$

Propiedades vapor

$$h_1 = h('Steam'; T=T_{vapor}; P=P_{vapor,e})$$

$$s_1 = s('Steam'; T=T_{vapor}; P=P_{vapor,e})$$

$$h_{2,i} = h('Steam'; s=s_1; P=P_{vapor,s})$$

$$h_e = h('Steam'; T=t_{h20}; x=0)$$

$$h_{3,i} = h('Steam'; s=s_{2,r}; P=P_{cond})$$

$$s_{2,r} = s('Steam'; h=h_{2,i}; P=P_{vapor,s})$$

$$T_{vapor,s} = T('Steam'; h=h_{2,i}; P=P_{vapor,s})$$

$$T_{sat,s} = T_{sat}('Steam'; P=P_{vapor,s})$$

$$T_{vapor,c} = T('Steam'; h=h_{3,i}; P=P_{cond})$$

$$T_{sat,c} = T_{sat}('Steam'; P=P_{cond})$$

$$Y_{vapor,c} = (1 - x('Steam'; h=h_{3,i}; P=P_{cond})) \cdot 100$$

$$h_{salida,c} = h('Steam'; x=0; P=P_{cond})$$

$$\mu_{\text{turbina};1} = 100 \cdot \left[\frac{h_1 - h_{2;r}}{h_1 - h_{2;i}} \right]$$

$$\mu_{\text{turbina};2} = 100 \cdot \left[\frac{h_{2;r} - h_{3;r}}{h_{2;r} - h_{3;i}} \right]$$

$$\mu_{\text{turbina};1} = \mu_{\text{turbina};2}$$

$$m_{\text{vapor}} = m_{\text{cond}} + m_{\text{equipos}}$$

$$N_{\text{turbina};1} = m_v \cdot (h_1 - h_{2;r})$$

$$N_{\text{turbina};2} = m_{\text{cond}} \cdot \left[\frac{h_{2;r} - h_{3;r}}{3600} \right]$$

$$N_{\text{turbina}} = N_{\text{turbina};1} + N_{\text{turbina};2}$$

$$\mu_{\text{generador}} = 100 \cdot \frac{N_{\text{generador}}}{N_{\text{turbina}}}$$

$$Q_{\text{vapor}} = m_v \cdot (h_1 - h_e)$$

$$\mu_{\text{caldera}} = 100 \cdot \frac{Q_{\text{vapor}}}{Q_{\text{comb}}}$$

$$Q_{\text{comb}} = m_c \cdot \text{PCI}$$

$$m_{\text{comb}} = m_c \cdot 3600$$

$$\text{Flujo}_{\text{comb}} = \frac{m_{\text{comb}}}{\rho_{\text{bh}}}$$

$$Q_{\text{vaporequipos}} = \frac{m_{\text{equipos}}}{3600} \cdot (h_{2;r} - h_{\text{salida};c})$$

Condensador

$$Q_{\text{condensador}} = m_{\text{cond}} \cdot \left[\frac{h_{3;r} - h_{\text{salida};c}}{3600} \right]$$

$$Q_{\text{refrigeracion}} = Q_{\text{condensador}}$$

$$Q_{\text{refrigeracion}} = m_t \cdot c_{\text{agua}} \cdot (T_{\text{torre};s} - T_{\text{torre};e})$$

$$DT_{\text{torre}} = T_{\text{torre};s} - T_{\text{torre};e}$$

$$m_{\text{agua;torre}} = m_t \cdot \frac{3600}{\rho_{\text{agua}}}$$

$$\rho_{\text{agua}} = \rho (\text{'Steam'} ; T = T_{\text{torre;e}} ; X = 0)$$

$$C_{\text{agua}} = C_p (\text{'Steam'} ; T = T_{\text{torre;e}} ; X = 0)$$

Rendimientos

$$\mu_{\text{ciclo}} = (N_{\text{turbina}} + Q_{\text{vaporequipos}}) \cdot \frac{100}{Q_{\text{vapor}}}$$

$$\mu_{\text{planta}} = (N_{\text{generador}} + Q_{\text{vaporequipos}}) \cdot \frac{100}{Q_{\text{comb}}}$$

Torre de enfriamiento

$$P1 = 101,3$$

$$h_{\text{e;aire}} = h (\text{'AirH2O'} ; T = T_{\text{bs;e}} ; P = P1 ; B = T_{\text{bh}})$$

$$h_{\text{latente;vapor}} = h (\text{'Steam'} ; T = T_{\text{bh}} ; X = 1) - h (\text{'Steam'} ; T = T_{\text{bh}} ; X = 0)$$

$$W_{\text{e;aire}} = \omega (\text{'AirH2O'} ; T = T_{\text{bs;e}} ; P = P1 ; B = T_{\text{bh}})$$

$$W_{\text{sat;aire}} = \omega (\text{'AirH2O'} ; T = T_{\text{bh}} ; P = P1 ; R = 1)$$

$$\phi_{\text{sat;aire}} = \frac{W_{\text{s;aire}} - W_{\text{e;aire}}}{W_{\text{sat;aire}} - W_{\text{e;aire}}}$$

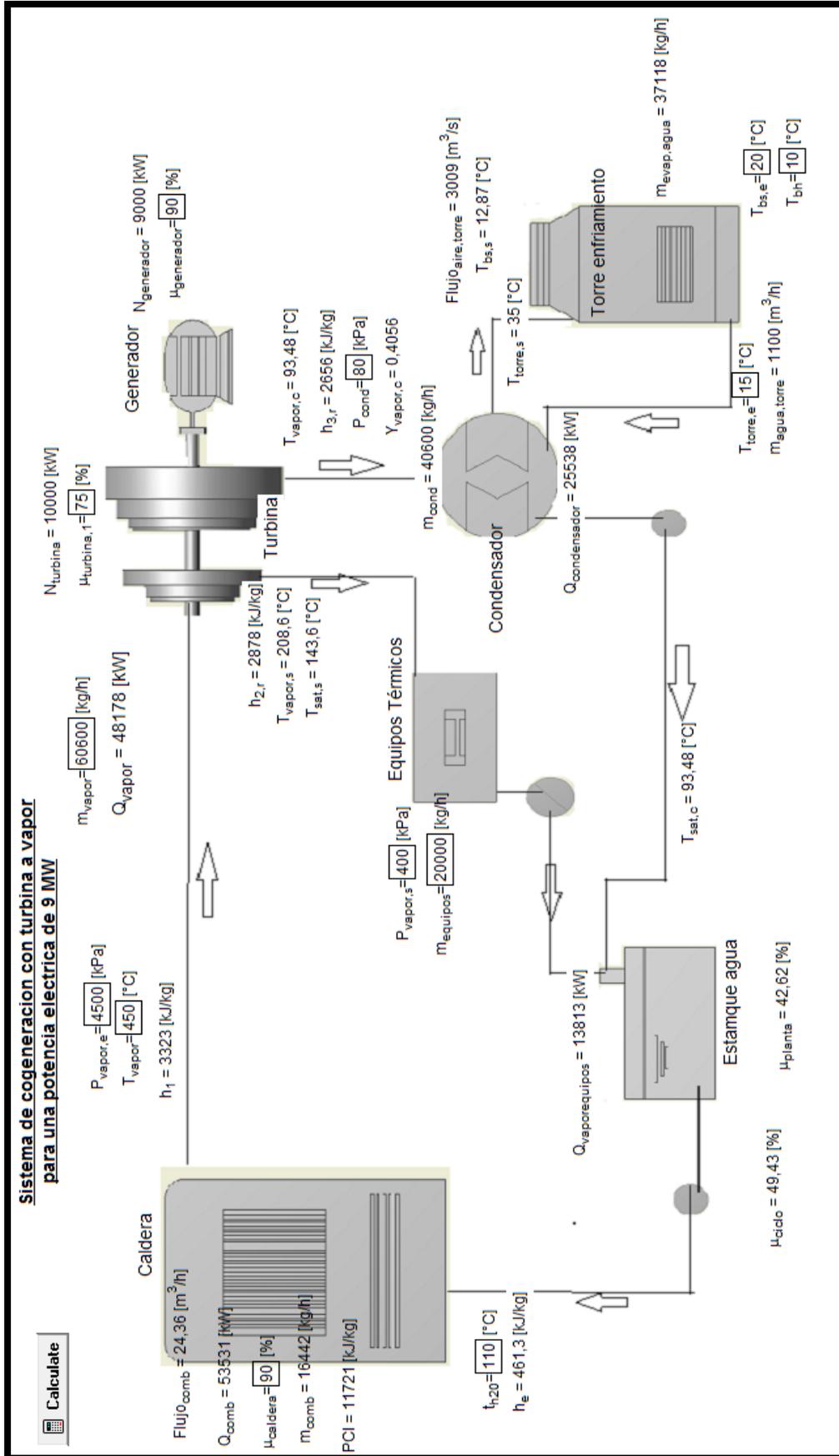
$$V_{\text{esp;aire}} = v (\text{'AirH2O'} ; T = T_{\text{bs;e}} ; P = P1 ; B = T_{\text{bh}})$$

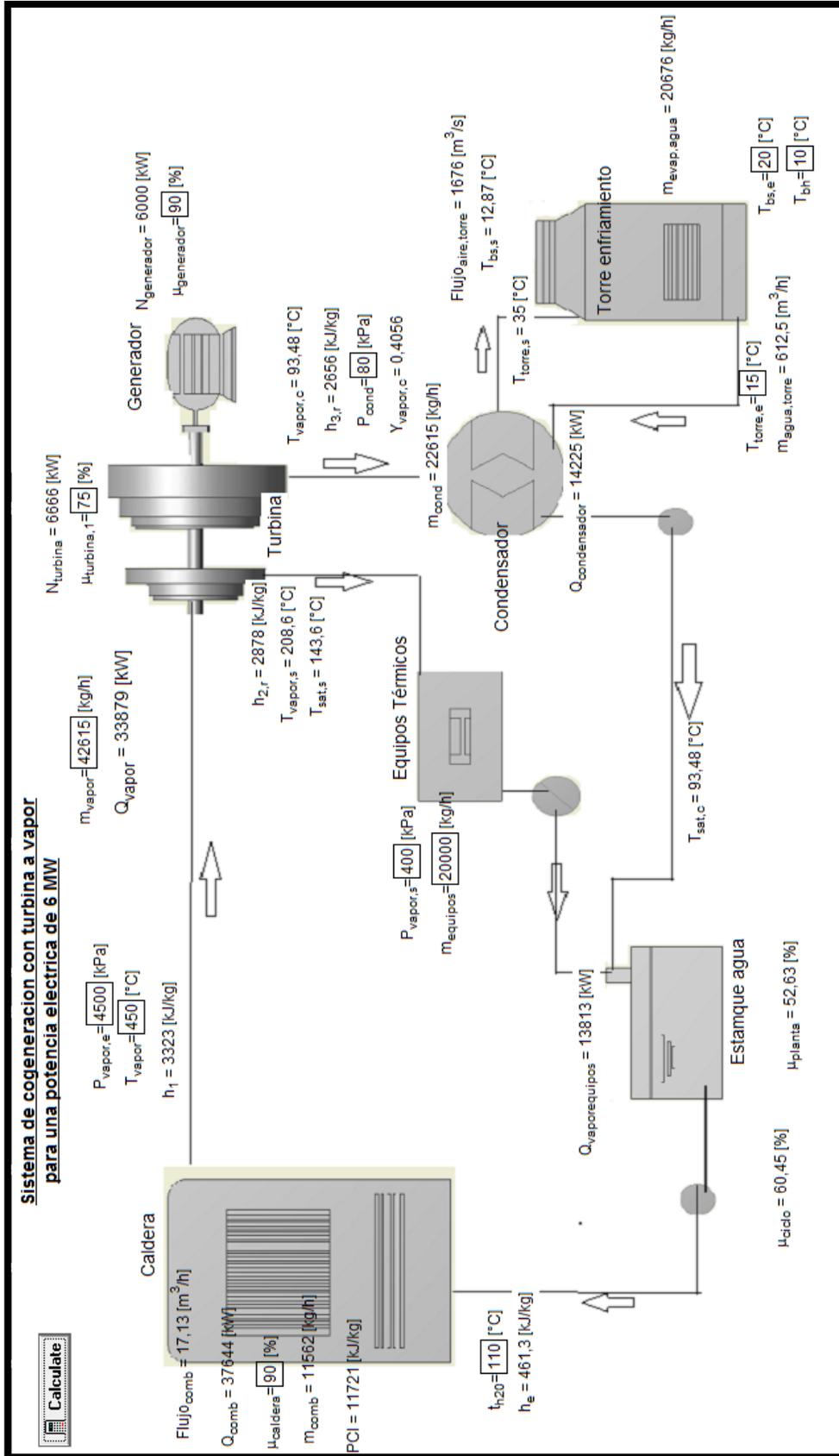
$$m_{\text{evap;agua}} = Q_{\text{condensador}} \cdot \frac{3600}{h_{\text{latente;vapor}}}$$

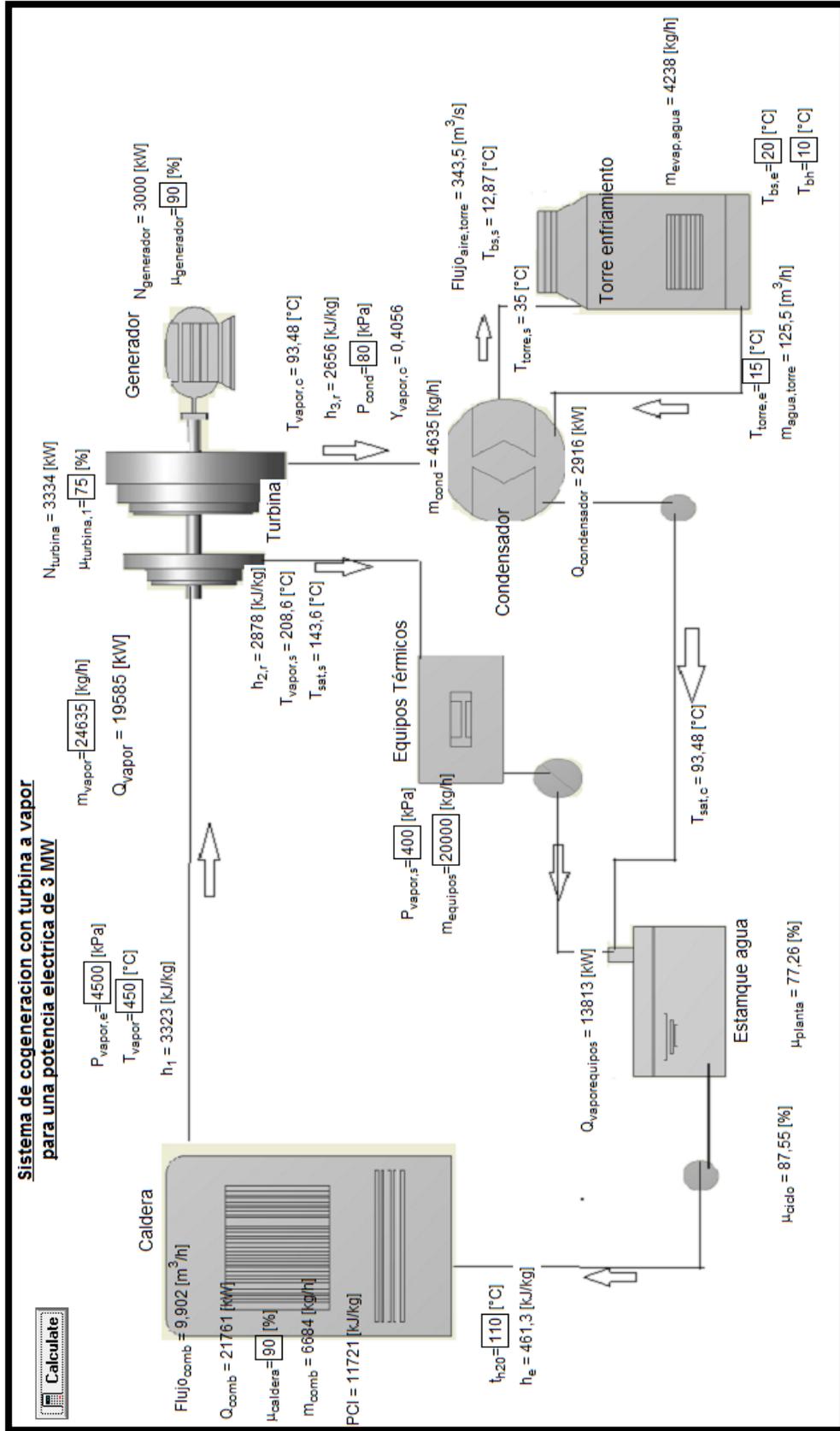
$$m_{\text{aire;torre}} = \frac{m_{\text{evap;agua}}}{W_{\text{s;aire}} - W_{\text{e;aire}}}$$

$$\text{Flujo}_{\text{aire;torre}} = m_{\text{aire;torre}} \cdot \frac{V_{\text{esp;aire}}}{3600}$$

$$T_{\text{bs;s}} = T (\text{'AirH2O'} ; h = h_{\text{e;aire}} ; P = P1 ; w = W_{\text{s;aire}})$$







"Programa EES para modelación Turbina a gas"

Programa EES para modelacion Turbina a gas

Compresor

$$T1 = TK1 - 273$$

$$P1 = 101,3$$

$$S1 = s ('Air' ; T=T1 ; P=P1)$$

$$H1 = h ('Air' ; T=T1)$$

$$P2 = P1 \cdot Rp$$

$$T2 = T ('Air' ; s=S1 ; P=P2)$$

$$TK2 = T2 + 273$$

$$H2 = h ('Air' ; T=T2)$$

$$\mu_{\text{compresor}} = 100 \cdot \left[\frac{H2 - H1}{h2r - H1} \right]$$

$$N_{\text{compresor}} = m_{\text{aire}} \cdot (h2r - H1)$$

Camara de combustión

$$T3 = TK3 - 273$$

$$P3 = P2$$

$$S3 = s ('Air' ; T=T3 ; P=P3)$$

$$H3 = h ('Air' ; T=T3)$$

$$T2r = T ('Air' ; h=h2r)$$

$$PCI = \frac{m_{\text{aire}}}{m_{\text{comb}}} \cdot (H3 - h2r) - h_{\text{comb}}$$

$$h_{\text{comb}} = 2,1 \cdot T3 - 668$$

$$m_{\text{combustible}} = m_{\text{comb}} \cdot 3600$$

$$m_{\text{gases}} = m_{\text{comb}} + m_{\text{aire}}$$

Turbina

$$\mu_{\text{turbina}} = 100 \cdot \left[\frac{H3 - H4r}{H3 - h4} \right]$$

$$N_{\text{turbina}} = m_{\text{aire}} \cdot (H3 - H4r)$$

$$N_{\text{neta}} = N_{\text{turbina}} - N_{\text{compresor}}$$

$$Q_{\text{abs}} = m_{\text{aire}} \cdot (H3 - h2r)$$

$$N_{\text{eje}} = N_{\text{neta}} \cdot \frac{\mu_{\text{mec}}}{100}$$

$$N_{\text{eléctrica}} = N_{\text{neta}} \cdot \mu_{\text{mec}} \cdot \mu_{\text{trans}} \cdot \frac{\mu_{\text{gen}}}{1000000}$$

Caldera de recuperación

$$P4 = P1$$

$$T4 = T(\text{'Air'} ; s = S3 ; P = P4)$$

$$TK4 = T4 + 273$$

$$h4 = h(\text{'Air'} ; T = T4)$$

$$T4r = T(\text{'Air'} ; h = H4r)$$

$$\mu_{\text{intercambiador}} = \left[\frac{T4r - T_{\text{gases}}}{T4r - T_{\text{vapor}}} \right] \cdot 100$$

$$P_{\text{vapor}} = P_{\text{sat}}(\text{'Steam'} ; T = T_{\text{vapor}})$$

$$h_{\text{vapor}} = h(\text{'Steam'} ; T = T_{\text{vapor}} ; P = P_{\text{vapor}})$$

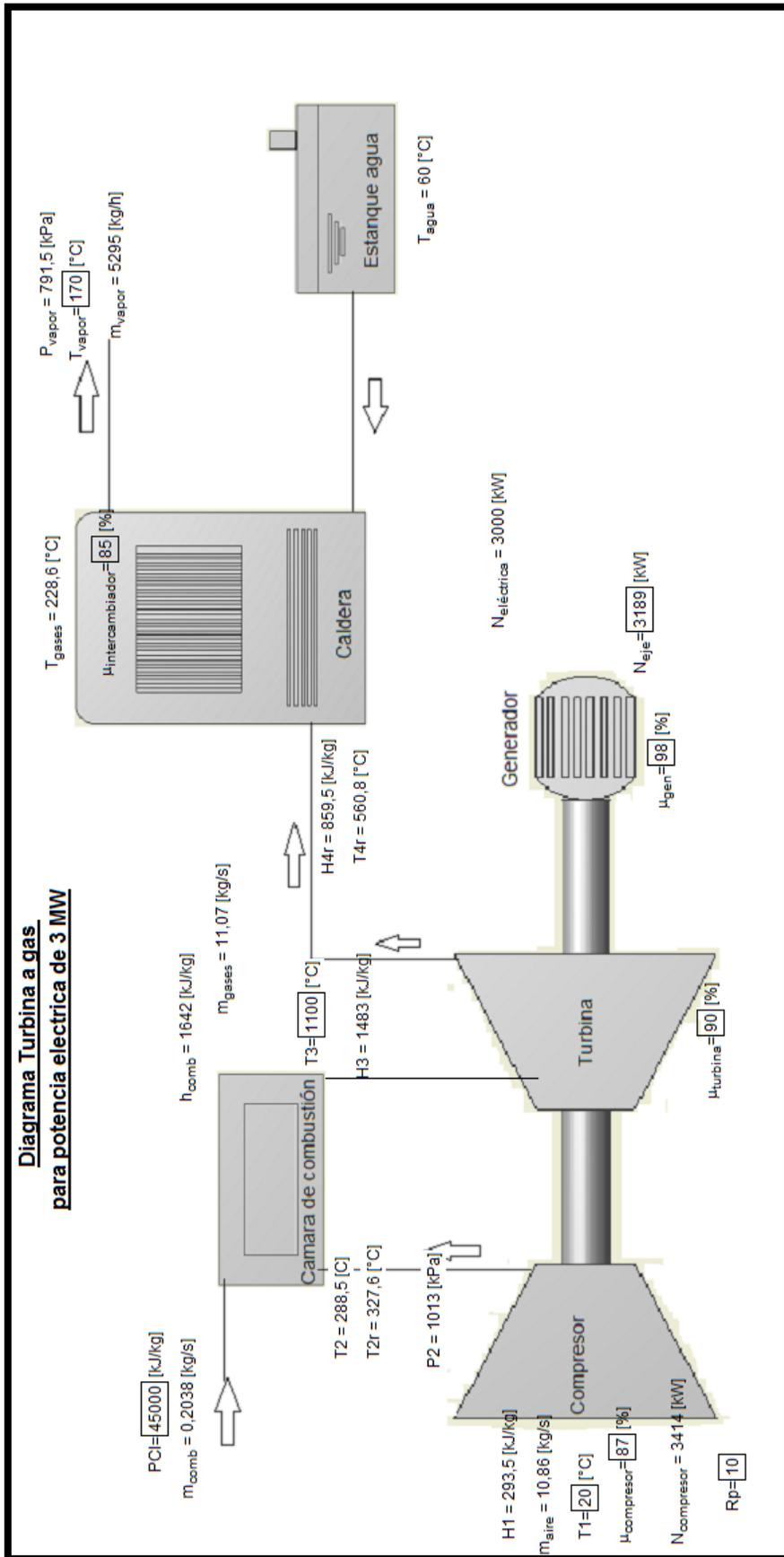
$$m_{\text{gases}} = \frac{m_{\text{vapor}} \cdot (h_{\text{vapor}} - h_{\text{agua}})}{3600 \cdot 1,007 \cdot (T4r - T_{\text{gases}})}$$

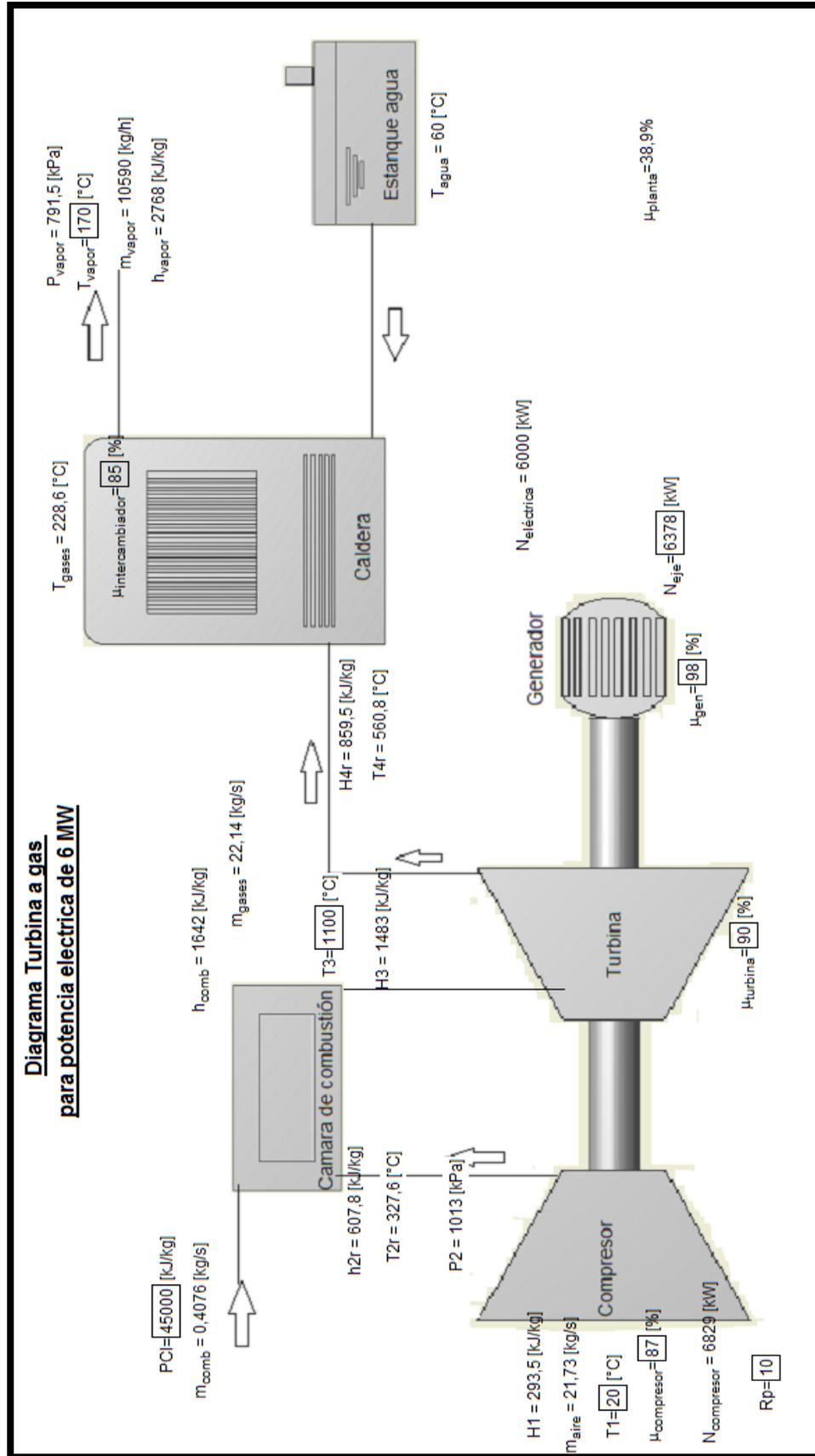
$$T_{\text{agua}} = 60$$

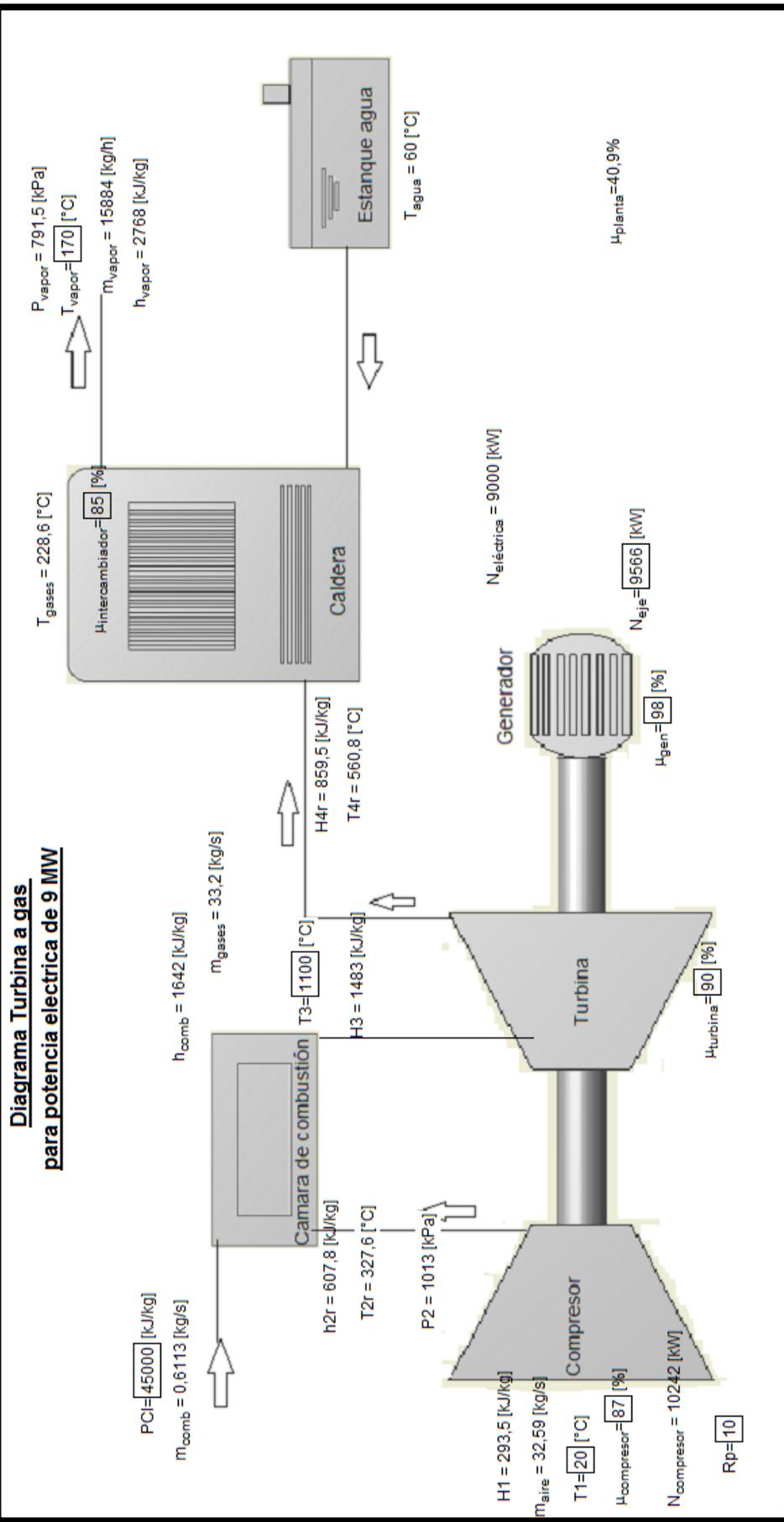
$$h_{\text{agua}} = h(\text{'Water'} ; T = T_{\text{agua}} ; P = P1)$$

$$\mu_{\text{planta}} = \frac{\frac{m_{\text{vapor}}}{3600} \cdot h_{\text{vapor}} + N_{\text{eléctrica}}}{m_{\text{aire}} \cdot (H3 - h2r) + m_{\text{comb}} \cdot \text{PCI}}$$

Diagrama Turbina a gas para potencia eléctrica de 3 MW







Evaluación Económica MCI

Ingresos

Potencia eléctrica	Potencia térmica	Costo electricidad	Costo energía térmica	Precio E Eléctrica anual	Precio E térmica anual
(kW)	(kW)	US\$/kW-h	US\$/kW-h	US\$	US\$
6000	6620	0,15	0,06	7884000	3479472

Flujo de caja MCI para potencia eléctrica de 6 MW

Item/año	0	1	2	3	(...)	14	15
Ingresos venta vapor		3.479.472	3.479.472	3.479.472		3.479.472	3.479.472
Ingresos venta electricidad		7.884.000	7.884.000	7.884.000		7.884.000	7.884.000
Costos combustible		-6.687.461	-6.687.461	-6.687.461		-6.687.461	-6.687.461
Costos operación y mantenimiento		-332.880	-332880	-332880		-332880	-332880
Depreciación		-550.000	-550000	-550000		-550000	-550000
Total sin impuestos		3.793.131	3.793.131	3.793.131		3.793.131	3.793.131
Impuestos		-644.832	-644.832	-644.832		-644.832	-644.832
Depreciación		550.000	550.000	550.000		550.000	550.000
Inversión	-8.250.000						
Flujo de caja	-8.250.000	3.698.299	3.148.299	3.148.299		3.148.299	3.148.299

VAN	10.637.528
TIR	40%
Per Recuperación	2,23 años

Evaluación Económica turbina a gas

Ingresos venta electricidad

Potencia eléctrica (kW)	Precio venta kW-h (kW)	Ingreso anual US\$
6000	0,15	7.884.000

Ingresos venta vapor

Flujo de vapor ton/h	Precio ton vapor US\$/ton	Ingresos anual US\$
0	48,5	0
10	48,5	4.248.600
10,59	48,5	4.499.267

Flujo de caja Turbina a gas

Potencia eléctrica de 6 MW y un flujo de vapor de 10,59 ton/h

Item/año	0	1	2	(...)	14	15
Ingresos venta vapor		4.499.267	4.499.267		4.499.267	4.499.267
Ingresos venta electricidad		7.884.000	7.884.000		7.884.000	7.884.000
Costos combustible		-10.411.800	-10.411.800		-10.411.800	-10.411.800
Costos operación y mantenimiento		-301.344	-301.344		-301.344	-301.344
Depreciación		-540.000	-540.000		-540.000	-540.000
Total sin impuestos		1.130.124	1.130.123,78		1.130.123,78	1.130.123,78
Impuestos		-192.121	-192.121		-192.121	-192.121
Depreciación		540.000	540.000		540.000	540.000
Inversión	-8.100.000					
Flujo de caja	-8.100.000	1.478.003	1.478.003		1.478.003	1.478.003

VAN	US\$ 542.429
TIR	16%
Periodo recuperación	5,48 años

Evaluación Económica turbina a gas

Ingresos venta electricidad

Potencia eléctrica (kW)	Precio venta kW-h (kW)	Ingreso anual US\$
9000	0,15	11.826.000

Ingresos venta vapor

Flujo de vapor ton/h	Precio ton vapor US\$/ton	Ingresos anual US\$
0	48,5	0
15,884	48,5	6.748.476

Flujo de caja Turbina a gas

Potencia eléctrica de 9 MW y un flujo de vapor de 15,884 ton/h

Item/año	0	1	2	14	15
Ingresos venta vapor		6.748.476	6.748.476	6.748.476	6.748.476
Ingresos venta electricidad		11.826.000	11.826.000	11.826.000	11.826.000
Costos combustible		-15.615.145	-15.615.145	-15.615.145	-15.615.145
Costos operación y mantenimiento		-400.332	-400.332	-400.332	-400.332
Depreciación		-786.000	-786.000	-786.000	-786.000
Total sin impuestos		1.772.999	1.772.999	1.772.999	1.772.999
Impuestos		-301.410	-301.410	-301.410	-301.410
Depreciación		786.000	786.000	786.000	786.000
Inversión	-11.790.000				
Flujo de caja	-11.790.000	2.257.589	2.257.589	2.257.589	2.257.589

VAN	1.410.961
TIR	17%
Periodo recuperación	5,22 Años

Evaluación Económica turbina a vapor

Ingresos venta electricidad

Potencia eléctrica (kW)	Precio venta kW-h (kW)	Ingreso anual US\$
6000	0,15	7.884.000

Ingresos venta vapor

Flujo de vapor ton/h	Precio ton vapor US\$/ton	Ingresos anual US\$
38	48,5	16.144.680

Flujo de caja Turbina a vapor con fuel-oil

Potencia eléctrica de 6 MW y un flujo de vapor de 38 ton/h

Item/año	0	1	2	13	14	15
Ingresos venta vapor		16.144.680	16.144.680	16.144.680	16.144.680	16.144.680
Ingresos venta electricidad		7.884.000	7.884.000	7.884.000	7.884.000	7.884.000
Costos combustible		-21.397.208	-21.397.208	-21.397.208	-21.397.208	-21.397.208
Costos operación y mantenimiento		-464.280	-464.280	-464.280	-464.280	-464.280
Depreciación		-544.000	-544.000	-544.000	-544.000	-544.000
Total sin impuestos		1.623.192	1.623.192	1.623.192	1.623.192	1.623.192
Impuestos		-275.943	-275.943	-275.943	-275.943	-275.943
Depreciación		544.000	544.000	544.000	544.000	544.000
Inversión	-8.160.000					
Flujo de caja	-8.160.000	1.891.250	1.891.250	1.891.250	1.891.250	1.891.250

VAN	US\$ 1.909.368
TIR	22%
Periodo recuperación	4,314607323 años

Evaluación Económica turbina a vapor

Ingresos venta electricidad

Potencia eléctrica (kW)	Precio venta kW-h (kW)	Ingreso anual US\$
6000	0,15	7.884.000

Ingresos venta vapor

Flujo de vapor ton/h	Precio ton vapor US\$/ton	Ingresos anual US\$
35	48,5	14.870.100

Flujo de caja Turbina a vapor con biomasa

Potencia eléctrica de 6 MW y un flujo de vapor de 35 ton/h

Item/año	0	1	2	13	14	15
Ingresos venta vapor		14.870.100	14.870.100	14.870.100	14.870.100	14.870.100
Ingresos venta electricidad		7.884.000	7.884.000	7.884.000	7.884.000	7.884.000
Costos combustible		-20.014.848	-20.014.848	-20.014.848	-20.014.848	-20.014.848
Costos operación y mantenimiento		-464.280	-464.280	-464.280	-464.280	-464.280
Depreciacion		-544.000	-544.000	-544.000	-544.000	-544.000
Total sin impuestos		1.730.972	1.730.972	1.730.972	1.730.972	1.730.972
Impuestos		-294.265	-294.265	-294.265	-294.265	-294.265
Depreciacion		544.000	544.000	544.000	544.000	544.000
Inversion	-8.160.000					
Flujo de caja	-8.160.000	1.980.707	1.980.707	1.980.707	1.980.707	1.980.707

VAN	2.385.654
TIR	23%
Periodo recuperación	4,1 años