

10° Corso di Tecnologia per Tecnici Cartari  
*edizione 2002/2003*

# **Energia ed impianti, aspetti tecnici ed economici**

di Bibbò Gianluca

**Scuola Interregionale di Tecnologia per Tecnici Cartari**

Via Don G. Minzoni, 50 - 37138 Verona





# INDICE

## **1. Introduzione**

## **2. Gli impianti motori primi termici**

2.1 – Impianto a vapore

2.2 – Metodi per aumentare il rendimento di un impianto a vapore

2.2.1 – Surriscaldamento ripetuto

2.2.2 – Rigenerazione

2.2.3 – Alcuni esempi di realizzazioni attuali

2.3 – Impianto con turbina a gas

2.4 – Metodi per aumentare il rendimento di un impianto con turbina a gas

2.4.1 – Rigenerazione

2.4.2 – Interrefrigerazione

2.4.3 – Alcuni esempi di realizzazione attuali

2.5 – Impianti combinati

2.6 – Impianti di cogenerazione

2.6.1 – Impianti di cogenerazione con turbine a gas

2.6.2 – Impianti di cogenerazione con turbine a vapore

2.6.2.1 – Impianti a contropressione

2.6.2.3 – Impianti a derivazione e condensazione

2.6.2.2 – Impianti a derivazione e contropressione

2.6.3 – Cogenerazione con impianti combinati

2.7 – Considerazioni conclusive e di confronto

## **3. Settori di applicazione degli impianti di cogenerazione**

3.1 – Industria della carta

3.2 – Industria alimentare

3.3 – Industria tessile

3.4 – Industria della ceramica

3.5 – Industria petrolchimica

3.6 – Industria del cemento

## **4. L'impatto delle accise e delle sovvenzioni sulle scelte impiantistiche**

4.1 – Generazione di energia elettrica

4.2 – Generazione di vapore da caldaie industriali e da impianti di cogenerazione

## **5. Conclusioni**

## **6. Ringraziamenti**

## **Bibliografia**



# INTRODUZIONE

La crescente importanza dell'uso razionale dell'energia e dell'efficienza energetica, unitamente ad una sempre più stringente regolamentazione in materia di emissioni in atmosfera di questi ultimi anni, ha portato ad un incremento di interesse nella cogenerazione come soluzione per la riduzione dei costi energetici e delle emissioni.

Al fine di capire perché la cogenerazione sia nella condizione di assicurare un beneficio economico per molti settori merceologici ed in particolare per il settore cartario, nella presente memoria si analizza, seppur brevemente, nella prima parte i principali impianti motori primi termici maggiormente utilizzati in cartiera e non solo, ossia gli impianti a vapore e a turbina a gas, per poi arrivare agli impianti combinati e di cogenerazione.

La seconda parte è invece rivolta ad aspetti economici e di confronto.

## 2. GLI IMPIANTI MOTORI PRIMI TERMICI

L'energia si presenta in natura in forme assai diverse, ognuna associata a qualche particolare grandezza fisica ad esempio, l'energia cinetica associata al moto di un corpo e quindi alla sua velocità, la termica alla temperatura, la gravitazionale alla sua posizione rispetto ad un riferimento e via di seguito.

Quando tutte queste possibili forme di energia sono rese disponibili come energia meccanica su di un albero, l'impianto che genera questa energia meccanica è per definizione un *impianto motore*.

Quando poi l'impianto motore utilizza energia direttamente disponibile in natura come carbone, petrolio, gas naturale, dai quali si sprigiona energia termica oppure energia eolica, energia solare o energia atomica, l'impianto sarà definito un *impianto motore primo*.

Infine l'impianto è definito *termico*, quando l'energia primaria utilizzata dall'impianto, è energia di combustione, cioè derivante dalla combustione di combustibili naturali.

Quindi un *impianto motore primo termico* è un impianto che rende energia meccanica direttamente disponibile sull'albero utilizzando energia di combustione derivante da combustibili naturali solidi, liquidi o gassosi.

Per quanto definito, un impianto eolico è sicuramente un impianto motore perché rende disponibile energia meccanica, "primo" perché utilizza energia cinetica disponibile direttamente in natura, però sicuramente non può definirsi termico ma si definirà impianto motore primo eolico.

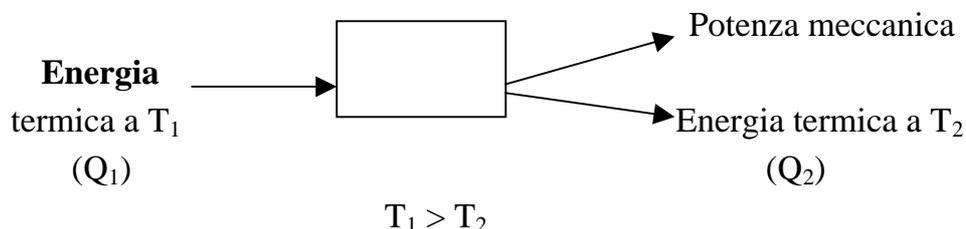
Parimenti, un motore elettrico non potrà intendersi un impianto motore primo perché esso per rendere disponibile energia meccanica all'albero, utilizza energia elettrica che non è una forma di energia direttamente disponibile in natura.

Gli impianti motori primi termici, IMPT, più diffusi in tutto il mondo sono gli impianti a vapore, le turbine a gas e i motori alternativi a combustione interna, non menzionati in questo contesto, tuttavia i concetti accennati di seguito hanno carattere generale e sono applicabili a qualsiasi tipo di IMPT.

In un qualsiasi impianto motore primo termico, entra una certa portata di combustibile  $m_c$ , che ha la capacità di sprigionare una certa quantità di calore, energia termica, a temperatura  $T_1$  dipendente dal suo potere calorifico  $H_i$ .

Di questa energia termica, una parte diventa potenza meccanica utile ossia lavoro meccanico nel tempo, disponibile all'asse,  $P_{asse}$ , e la rimanente parte viene restituita

ancora come energia termica a temperatura  $T_2$  più bassa di quella a cui entra, pertanto un IMPT può così essere schematizzato:



Per valutare l'efficienza di un qualsiasi IMPT è utile introdurre il concetto di rendimento globale di impianto  $\eta_g$  definito come il rapporto tra quello che l'impianto ci restituisce e quello che mettiamo a disposizione dell'impianto, quindi una potenza meccanica utile all'asse, che è quello che l'impianto ci fornisce, diviso una portata di combustibile, che è quello che forniamo all'impianto, moltiplicata per il potere calorifico del combustibile oppure ragionando in termini di lavoro utile all'asse, il rendimento globale è definito come rapporto tra il lavoro meccanico all'asse,  $L_{\text{utile}}$ , e la quantità di combustibile e non la portata, che entra nell'impianto,  $w_c$ , moltiplicata per il potere calorifico inferiore del combustibile  $H_i$ .

$$\eta_g = P_{\text{utile}} / m_c H_i \quad ; \quad \eta_g = L_{\text{utile}} / w_c H_i$$

In un IMPT, ma il concetto è vero per un qualsiasi impianto motore, il lavoro utile fornito dall'impianto (analogamente ragionando con la potenza e la portata o flusso termico) risulta necessariamente inferiore alla quantità di calore che entra nell'impianto stesso<sup>1</sup>, per cui indicando con  $Q_2$  la quantità di calore scaricata all'esterno dall'impianto e con  $Q_1$  la quantità di calore fornito al fluido motore, in ossequio al primo principio della termodinamica, che fissa le modalità delle trasformazioni lavoro-calore e viceversa (principio di conservazione dell'energia), il lavoro utile  $L_{\text{utile}}$ , risulta fissato dalla relazione:

$$L_{\text{utile}} = Q_1 - Q_2$$

---

<sup>1</sup> Uno degli enunciati del secondo principio della termodinamica afferma l'impossibilità di trasformare integralmente e ciclicamente calore in lavoro.

Inoltre, il prodotto tra la quantità di combustibile che entra nell'impianto moltiplicata per il potere calorifico del combustibile è proprio il calore  $Q_1$  che entra nell'impianto, per cui:

$$\eta_g = L_{\text{utile}} / w_c H_i \longrightarrow \eta_g = (Q_1 - Q_2) / Q_1$$

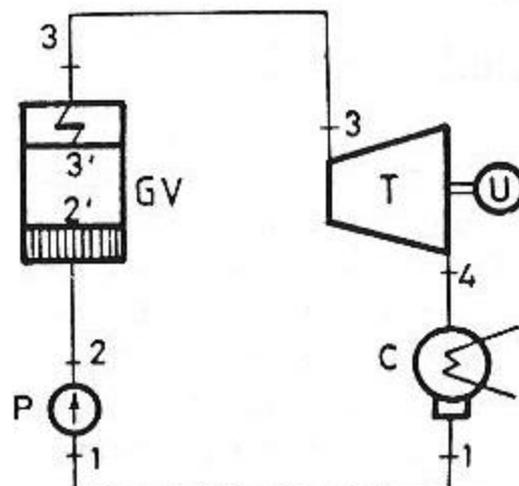
Poiché in un ciclo motore è sempre  $Q_2 < Q_1$ , segue che il rendimento risulta minore dell'unità ed è facile comprendere il grande interesse che esiste nelle applicazioni pratiche, ad ottenere per esso i più elevati valori.

Infatti poiché in tali impianti, il calore è fornito mediante combustibili, quanto maggiore è l'aliquota trasformata in lavoro utile, tanto maggiore sarà il vantaggio economico che se ne trae in termini di risparmio di combustibile e viceversa.

## 2.1 IMPIANTO A VAPORE

In generale ogni impianto a vapore è costituito da quattro macchine fondamentali: un generatore di vapore, un espansore o turbina, un condensatore o scambiatore di calore e una pompa.

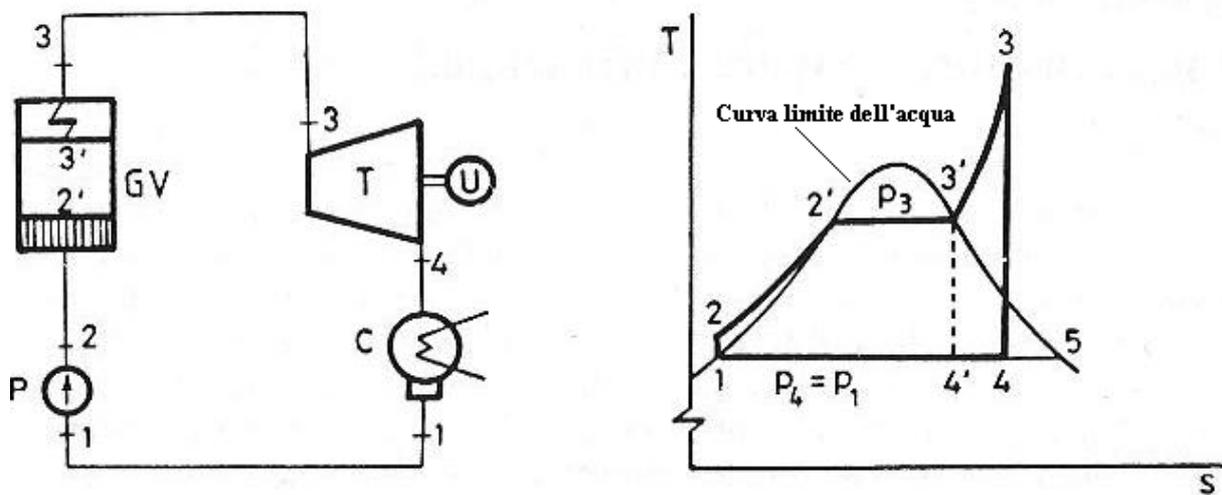
Lo schema elementare di funzionamento di un impianto a vapore è di seguito rappresentato:



Nel generatore di vapore, GV il combustibile, bruciando, genera energia termica la quale attraverso pareti, in genere fasci di tubi, viene trasferita al liquido che si riscalda e poi si trasforma in vapore.

Quest'ultimo espande in una turbina, T, rendendo così disponibile sull'albero rotante potenza meccanica utilizzata da un generatore elettrico, un elica, in generale un utilizzatore, U.

Rappresentando l'evoluzione del fluido nell'impianto sul piano termodinamico Temperatura - Entropia, piano Ts, detto piano del calore in quanto dal secondo principio della termodinamica  $dQ = Tds$ , abbiamo :



Sul piano Ts consideriamo la curva limite dell'acqua e partiamo dal punto 1 che si trova sulla curva limite inferiore, il che vuol dire che l'acqua si trova allo stato liquido, in particolare liquido saturo, cioè in queste condizioni basterebbe un poco di calore per farla vaporizzare.

Il punto 2 rappresenta le condizioni del fluido in uscita dalla pompa, a pressione maggiore di quella di ingresso, quindi l'acqua entra nella pompa in condizioni sature e subisce un forte incremento di pressione.

Il fluido entra successivamente nel generatore di vapore sottoforma di liquido compresso.

La prima parte del generatore di vapore nella quale si ha il riscaldamento del liquido si definisce *economizzatore*, l'acqua viene riscaldata fino alla temperatura di saturazione in corrispondenza della pressione di mandata della pompa, tratto 2 - 2'.

Quindi entra in una seconda zona del generatore detta *vaporizzatore*, l'acqua a temperatura e pressione costanti vaporizza, tratto 2' - 3' ed esce dal vaporizzatore come vapore saturo secco.

Infine entra nell'ultima zona del generatore di vapore, detta surriscaldatore, dove l'acqua passa da vapore saturo secco a vapore surriscaldato, tratto 3' – 3.

Quindi ricapitolando, nel generatore di vapore l'acqua da liquido compresso diventa liquido saturo compresso, incrementa solo la sua temperatura, poi vapore saturo secco, nessun incremento né di temperatura né di pressione e infine vapore surriscaldato, incrementa solo la sua temperatura.

Uscito dal generatore di vapore, il fluido surriscaldato entra in turbina ed espandendo cede lavoro meccanico fino a portarsi nelle condizioni di vapore saturo umido, tratto 3 – 4.

Il ciclo si chiude nel condensatore dove si passa da vapore saturo umido a liquido saturo, tratto 4 – 1.

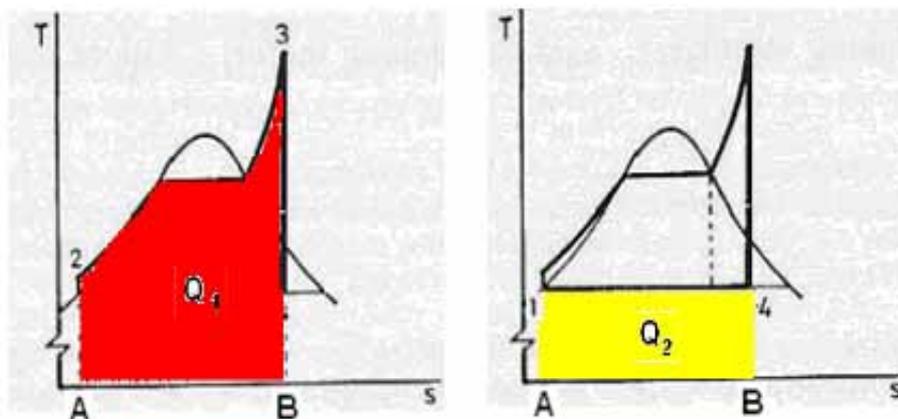
L'utilità di aver rappresentato il ciclo sul piano Ts sta nella considerazione che questo piano è il piano del calore; infatti dal secondo principio della termodinamica il prodotto  $T(S_2 - S_1)$  è uguale alla variazione di calore ( $Q_2 - Q_1$ ).

Per cui qualunque trasformazione tracciamo sul piano Ts, l'area ad essa sottesa rappresenta il calore in gioco in quella trasformazione.

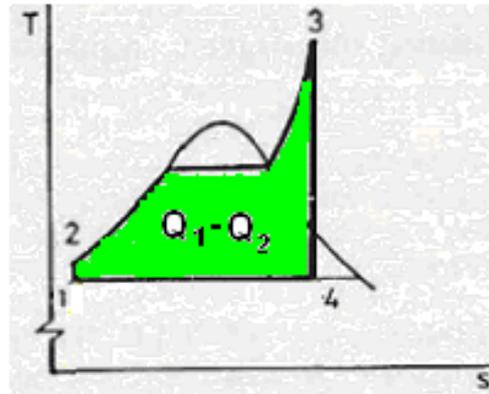
Tornando al ciclo sul piano Ts, l'area sottesa alla trasformazione 2 – 3 rappresenta il calore in gioco nella trasformazione 2 – 3 che è quello che accade nel generatore di vapore, pertanto l'area A23B rappresenta il calore  $Q_1$  che trasferiamo al fluido nel generatore.

Per contro l'area A14B, che è l'area sottesa alla trasformazione 4 – 1, non può che rappresentare il calore  $Q_2$  che sottraiamo durante la condensazione, che nel piano Ts corrisponde alla trasformazione 4 – 1.

Quindi :



La differenza tra le due aree ( $Q_1 - Q_2$ ) rappresenta proprio l'area del ciclo cioè l'area 1234.



Da queste considerazioni e richiamando il concetto di rendimento di un IMPT abbiamo che  $\eta_g$  sarà uguale al rapporto tra l'area verde, ( $Q_1 - Q_2$ ), che è il lavoro utile e l'area rossa  $Q_1$ , che è il calore fornito al fluido motore nell'impianto.

## 2.2 METODI PER AUMENTARE IL RENDIMENTO DI UN IMPIANTO A VAPORE

In questo paragrafo, a completamento dello studio degli impianti a vapore, si analizzano, seppur molto brevemente, quelle soluzioni impiantistiche che possono essere proposte per aumentare sia il rendimento del ciclo sia il lavoro utile.

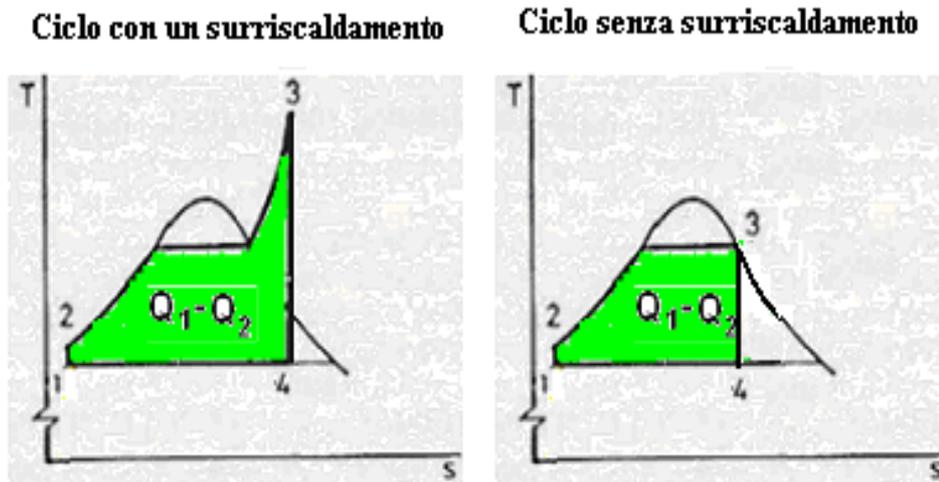
Tali soluzioni consistono essenzialmente nel *surriscaldamento ripetuto* e nella *rigenerazione* o a volte nell'uso combinato dei due sistemi.

### 2.2.1 SURRISCALDAMENTO RIPETUTO

Occorre osservare che negli impianti a vapore, la somministrazione di calore avviene in una prima fase a temperatura crescente, con il riscaldamento del fluido motore nell'economizzatore, poi a temperatura costante, con la vaporizzazione del fluido nel vaporizzatore e infine ancora a temperatura crescente, con il surriscaldamento del vapore nel surriscaldatore.

E' possibile dunque considerare una temperatura *media* di adduzione del calore, che si ritiene superfluo in questa sede calcolare, il cui valore evidentemente cresce con l'uso del surriscaldamento.

Dal ciclo rappresentato:



si nota che il surriscaldamento, oltre ad accrescere il rendimento, in quanto determina un aumento dell'area del ciclo, differenza tra i due calori in gioco, comporta anche più alti valori del titolo allo scarico; infatti come si vede dal ciclo, il punto 4 si trova spostato più a destra rispetto al caso in cui il surriscaldamento non ci fosse.

Questi valori più alti del titolo allo scarico hanno come conseguenza una diminuzione delle perdite che si hanno nel funzionamento reale per effetto dell'umidità del vapore<sup>2</sup>.

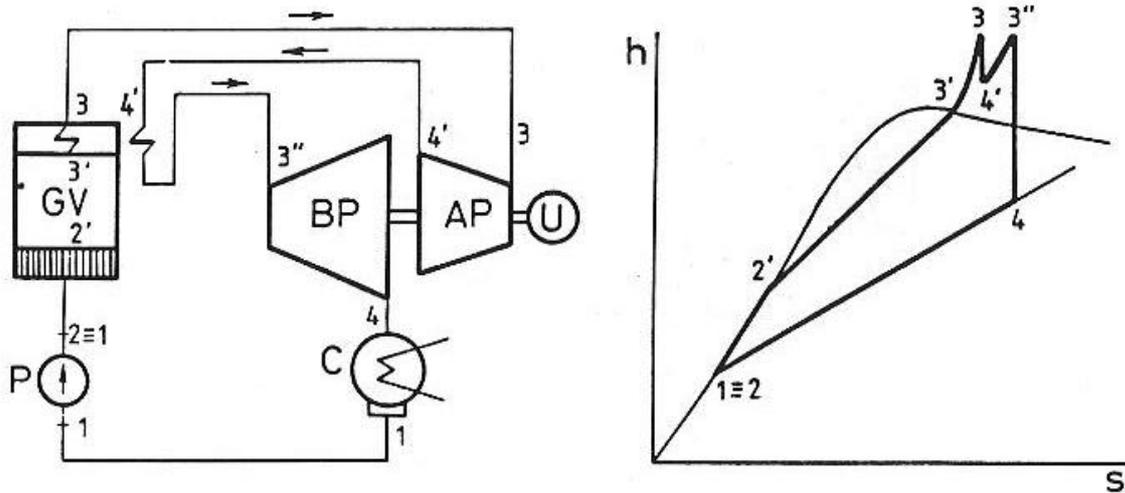
Si intuisce facilmente che un secondo surriscaldamento del vapore, dopo una prima espansione, aumenterebbe la temperatura media di adduzione del calore, con un vantaggio sul rendimento e poi aumenterebbe ancora di più il valore del titolo allo scarico spostando il punto 4 più a destra.

Quanto detto, lo si realizza con il *surriscaldamento ripetuto*.

Lo schema semplificato di funzionamento di un impianto motore a vapore con surriscaldamento ripetuto è riportato di seguito :

<sup>2</sup> Le gocce d'acqua presenti sono dotate di velocità più bassa di quella del vapore per cui tendono ad

urtare contro il dorso delle pale della turbina provocando un effetto frenante e possibili corrosioni.



Il ciclo è riportato sul piano  $hs$ , entropia - entalpia, immediato il doppio surriscaldamento, riconoscibile dai due picchi nel ciclo.

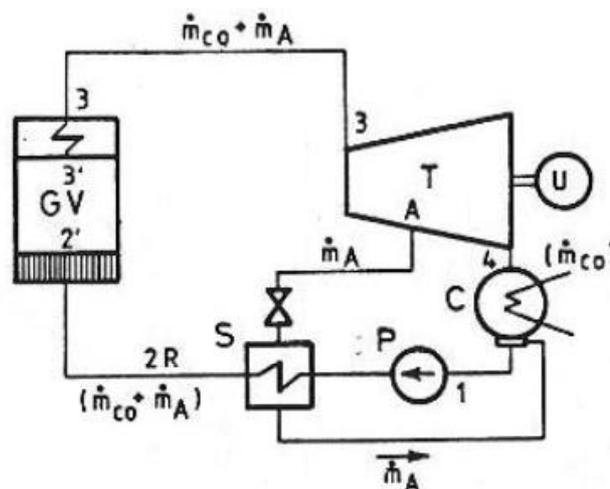
Dopo una prima espansione in una turbina di alta pressione A.P. il vapore è riportato in caldaia dove viene di nuovo surriscaldato per poi espandere nella turbina di bassa pressione B.P. montata, nello schema di sopra, sullo stesso albero a cui è collegato l'utilizzatore.

Risulta chiaro perciò che il risurriscaldamento, oltre a consentire come si è detto titoli più elevati allo scarico, comporta un aumento della temperatura media di adduzione del calore al fluido e, pertanto un miglioramento pertanto del rendimento.

### 2.2.2 RIGENERAZIONE

Altra strada seguita per migliorare il rendimento del ciclo è la *rigenerazione*, realizzata con spillamenti di vapore.

Lo schema semplificato di funzionamento di un impianto motore a vapore con rigenerazione è riportato di seguito :



Durante l'espansione infatti una parte della portata complessiva di vapore che entra in turbina viene prelevata dal corpo della turbina stessa ed inviata in uno scambiatore S detto rigeneratore.

Qui la portata spillata dalla turbina, prima si raffredda e poi condensa cedendo il calore alla portata di liquido proveniente dal condensatore C, che viene così preriscaldato.

In definitiva mediante la rigenerazione si riduce il lavoro utile in quanto un'aliquota della portata di vapore che entra in turbina non completa l'espansione fino alle condizioni di pressione e temperatura vigenti nel condensatore, ma si riduce anche il calore che è necessario spendere per chilogrammo di fluido con un miglioramento complessivo del rendimento.

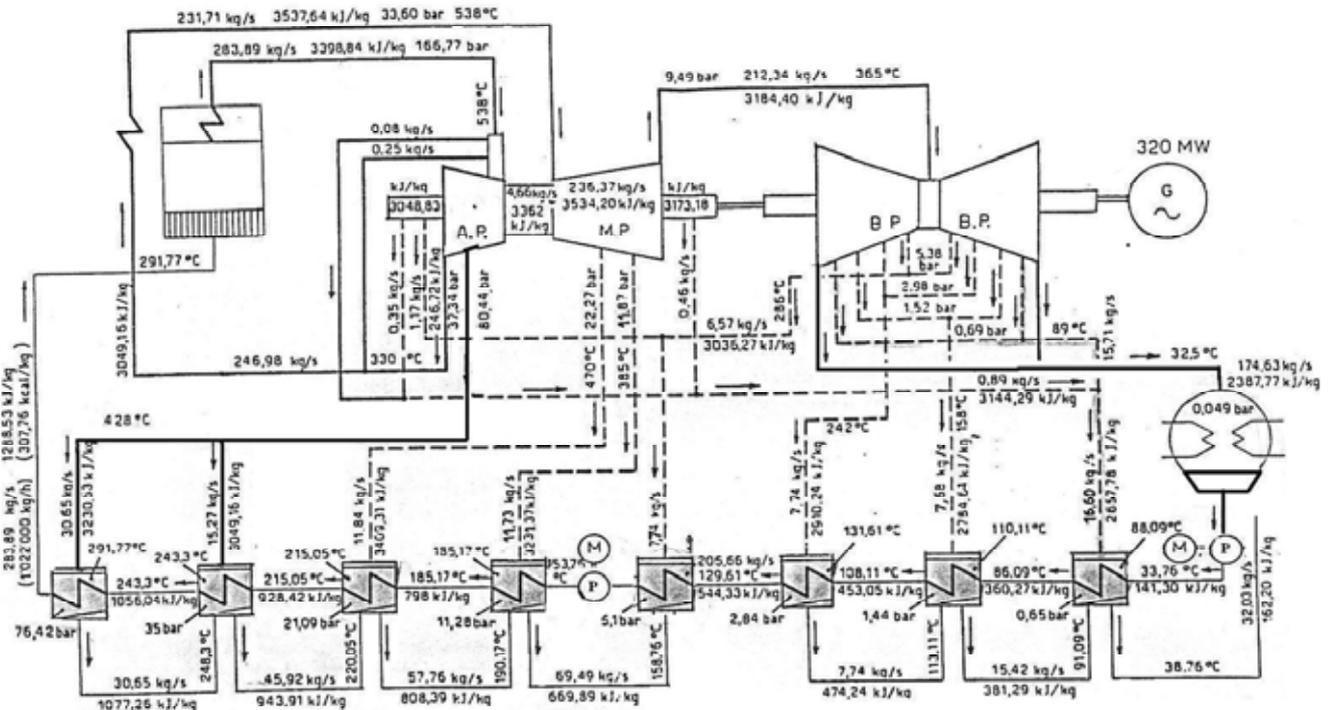
Nelle pratiche applicazioni si usano sempre due o più spillamenti, cicli più complessi con doppi surriscaldamenti e anche sette, nove o più spillamenti, comportano tuttavia maggiori complicazioni e costi iniziali notevoli, sicché risultano economicamente accettabili solo per potenze molto elevate, anche superiori ai 1000 MW.

### **2.2.3 ALCUNI ESEMPI DI REALIZZAZIONI ATTUALI**

Dopo aver illustrato brevemente le diverse tipologie degli impianti a vapore e le loro caratteristiche peculiari, si ritiene opportuno fornire qualche indicazione in merito alle realizzazioni attualmente disponibili sul mercato internazionale in modo da capire l'ordine di grandezza delle portate, delle potenze e dei rendimenti di un impianto a vapore tipico.

Quanto schematizzato sotto, è un impianto a vapore per la produzione di energia elettrica, lo si capisce da due cose, dall'utilizzatore, che porta la lettera G di generatore con il simbolo di corrente alternata e poi dal valore della potenza di 320 MW che è un valore molto elevato, tipico di un impianto dedicato alla produzione di energia elettrica.

Impianto a vapore per la produzione di energia elettrica da 320 MW



( Impianto a vapore da 320 MW)

L'impianto può sembrare complicato, ma in realtà si può ricondurre all'impianto base studiato.

Nel generatore di vapore, costituito dall'economizzatore, il vaporizzatore e il surriscaldatore, la temperatura con cui entra l'acqua è di 291,77 °C, quest'acqua è in fase liquida perché evidentemente si trova ad una pressione inferiore alla pressione di saturazione alla temperatura di 291,77 °C .

Un altro dato interessante è la portata di acqua in ingresso al generatore, 1022000 kg/h, questa portata mostruosa di acqua, diventerà tutto vapore.

Allora l'acqua entra nel generatore ed incontra per primo l'economizzatore, il quale porta l'acqua nelle condizioni di liquido saturo alla pressione alla quale si trova, poi attraversa il vaporizzatore e l'intera portata di circa 1000 t/h diventa vapore.

Infine incontra il surriscaldatore che surriscalda il vapore fino a 538 °C, la pressione con cui esce il vapore surriscaldato dal generatore è di 166,77 bar, siamo di fronte ad un impianto che non è ipercritico in quanto la pressione del fluido nell'impianto è inferiore alla pressione critica dell'acqua che è di 221 bar.

Il vapore entra nella turbina di alta pressione, A.P. espande, e torna nel risurriscaldatore che lo riporta a 538 °C ma questa volta la pressione è ovviamente più

bassa passando da 166,77 a 33,60 bar, in realtà nel corpo di alta pressione, il vapore espande fino a 37,34 bar ma poi esce dal secondo surriscaldatore ad una pressione di 33,60 bar per ovvie perdite di cariche nei tubi del surriscaldatore.

Un'altra cosa da notare è che mentre dal primo surriscaldatore esce una portata di vapore di 283,89 kg/s, dal secondo surriscaldatore esce una portata di 231,71 kg/s che espande poi nel corpo di media pressione M.P. la differenza è dovuta agli spillamenti, infatti si tratta di un impianto a vapore con rigenerazione, abbiamo ben 8 rigeneratori, rappresentati dai quadratini in basso all'impianto e quindi ci dovranno essere 8 spillamenti.

Attraverso questi rigeneratori, l'acqua che esce dal condensatore, il cerchio a destra dello schema, si riscalda.

Chiaramente nell'ultimo rigeneratore, il primo da sinistra, il fluido da riscaldare è sempre l'acqua mentre il fluido che cede calore all'acqua è il vapore ed è chiaro che il primo spillamento che è il più caldo, deve essere mandato nell'ultimo rigeneratore.

In questo l'acqua entra a 243,3 °C e deve uscire a 291,77 °C, allora spilliamo vapore dal corpo di A.P. ad 80,44 bar e ad una temperatura di 428 °C e con questo vapore riscaldiamo tranquillamente l'acqua fino a 291,77 °C.

Anche il vapore che esce dalla turbina di alta pressione viene in parte spillato e inviato nel penultimo rigeneratore, chiaramente questo spillamento sarà a temperatura più bassa del primo perché la pressione è di 37,34 bar e la temperatura è di 330 °C, questo valore va benissimo per portare l'acqua da 215,05 °C a 243,3 °C, valore della temperatura di uscita dell'acqua dal penultimo rigeneratore.

Il vapore esce dalla turbina di M.P. a 9,49 bar con una portata di 212,34 kg/s contro 231,71 kg/s, che è la portata in ingresso alla turbina di bassa pressione.

Il vapore quindi entra nella turbina di bassa pressione, B.P. la quale è costituita da 2 corpi affiancati messi spalla a spalla, in questo modo, il flusso di vapore si sdoppia evitando di dover realizzare sezioni di scarico di diametro troppo grandi.

Infatti il volume specifico del vapore cresce molto durante l'espansione, se invece di fare 2 turbine, ne facessimo una sola, lo scarico di questa sarebbe il doppio dello scarico delle due turbine affiancate, allora per evitare sezioni enormi e quindi velocità periferiche e sollecitazioni elevate, si sdoppia il flusso.

Ovviamente gli spillamenti del vapore vengono fatti su entrambi i corpi e poi si ricongiungono.

Il vapore che esce dal corpo di bassa pressione ha una temperatura di 32,5 °C, che è la temperatura che regna nel condensatore, inoltre dobbiamo tener presente che la pressione che c'è allo scarico della turbina di bassa pressione è la stessa che esiste nel

condensatore, in realtà il condensatore si trova proprio sotto la turbina di B.P. senza il tubo di collegamento presente nello schema.

La pressione nel condensatore è quella di saturazione dell'acqua a 32,5 °C, cioè circa 0,049 bar.

Nel condensatore entrano solo 174,63 kg/s, la differenza rispetto ai 283,89 kg/s è tutto vapore spillato.

Sotto il condensatore c'è la pompa di estrazione e non il compressore in quanto abbiamo un liquido e non un aeriforme.

Infine dopo i primi 4 rigeneratori abbiamo la pompa di alimento che è la pompa più importante dell'impianto.

Infatti a monte di essa c'è una pressione di 5,1 bar ma se dobbiamo entrare in turbina di A.P. a 166,77 bar, a valle della pompa, dobbiamo avere una pressione sicuramente maggiore per compensare tutte le perdite di carico che si realizzano nei 4 successivi rigeneratori e nel generatore di vapore.

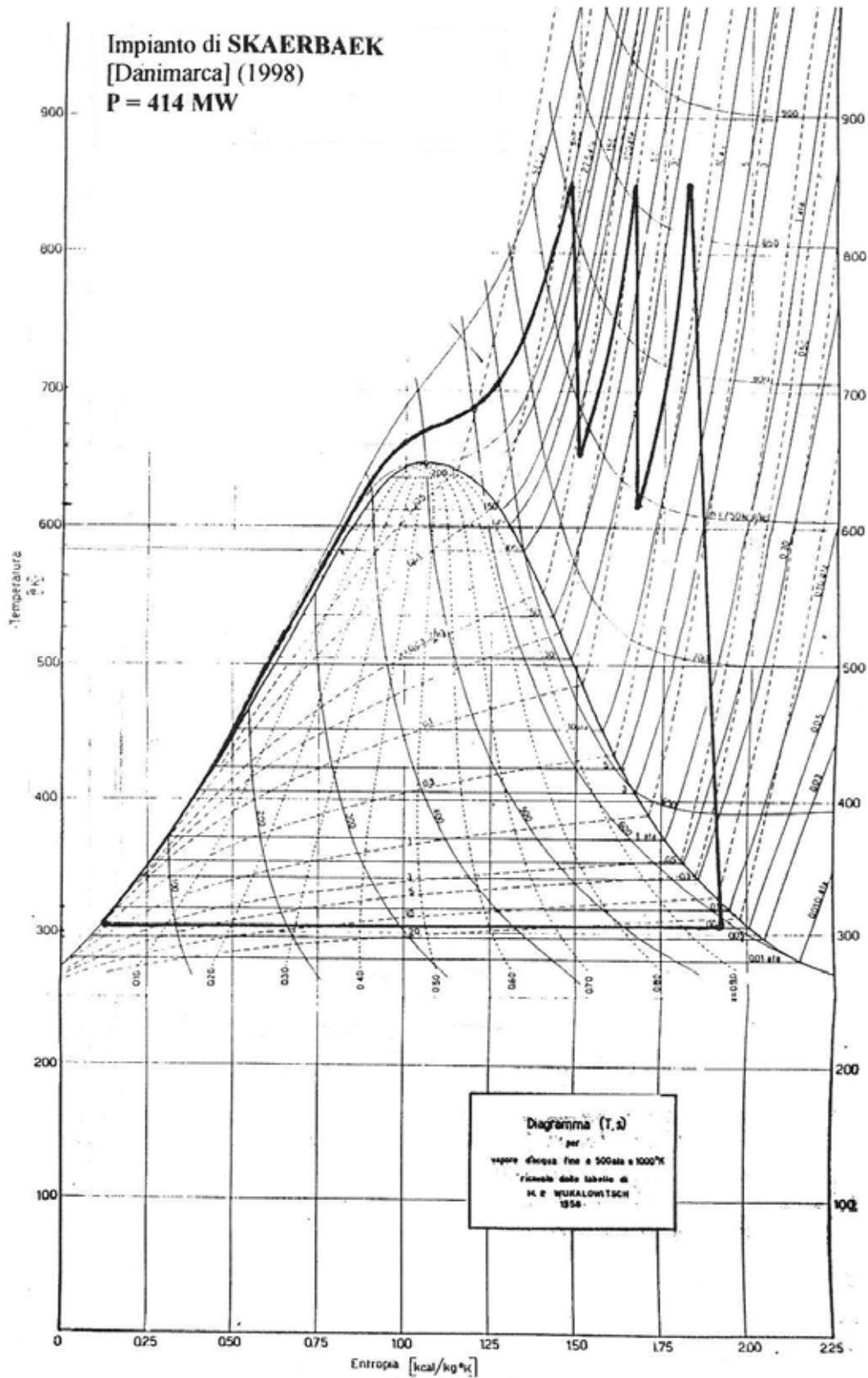
Pertanto dalla pompa di alimento si uscirà ad una pressione non inferiore ai 200 – 220 bar, valore che ci fa capire l'importanza e la potenza di questa pompa e poi le grosse perdite che si hanno soprattutto nel generatore di vapore.

Il rendimento di questo impianto a vapore con surriscaldamento ripetuto e rigenerazioni è di circa il 44,6 %, valore tra i più alti per un impianto a vapore che in genere presenta rendimenti che si assestano tra il 30 – 38 %.

Questo ci fa capire il livello di investimento e l'onere costruttivo necessario per raggiungere valori di rendimento così eccezionali.

Di seguito è riportato sul piano Ts, il ciclo reale dell'impianto a vapore per la produzione di energia elettrica, di Skaerbaek in Danimarca.

Il valore della potenza è di 414 MW ed è ad oggi uno degli impianti a vapore, non nucleari, ipercritico per la produzione di energia elettrica tra i più potenti e complicati in funzione al mondo.



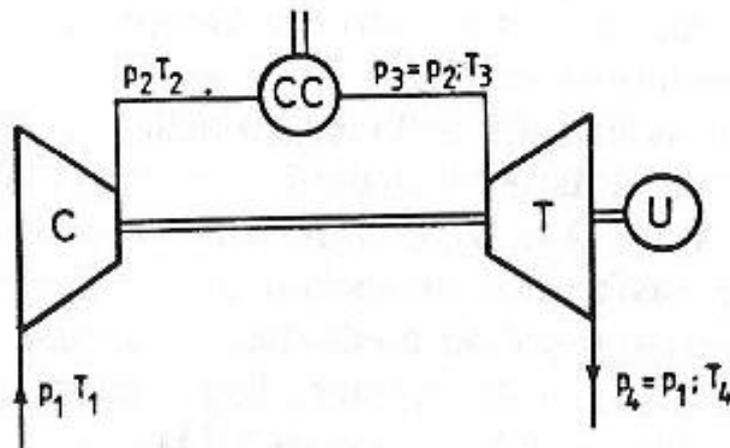
( Impianto a vapore da 414 MW)

Il valore del rendimento di questo impianto si aggira intorno al 49 %.  
Il solo generatore di vapore di questo impianto è alto più di 25 metri.

## 2.3 IMPIANTO CON TURBINA A GAS

Un impianto motore primo termico con turbina a gas trasforma energia termica in lavoro meccanico direttamente utilizzabile ed è, almeno nella sua struttura di base, certamente il meno complesso fra i vari impianti termici esistenti.

Utilizzando la normale simbologia tecnica, un impianto motore primo termico con turbina a gas o più semplicemente turbina a gas, può essere schematizzato come segue :



In cui C rappresenta il compressore, CC, la camera di combustione, T la turbina ed U l'utilizzatore.

Il principio di funzionamento di un impianto del genere è il seguente: il compressore aspira dall'ambiente esterno il fluido, questa volta il fluido motore è l'aria, nell'impianto a vapore è l'acqua, lo comprime adiabaticamente dalle condizioni di pressione e temperatura iniziali  $p_1, T_1$  fino alla pressione finale  $p_2$  incrementandone anche la temperatura da  $T_1$  a  $T_2$ .

Il fluido così compresso, viene inviato in una camera di combustione nella quale avviene la combustione del combustibile a pressione costante  $p_2$  con somministrazione al fluido del calore  $Q_1$  e conseguente aumento della temperatura da  $T_2$  a  $T_3$ .

I gas combusti, sempre alla pressione  $p_2$  ma ora alla temperatura  $T_3$  raggiungono la turbina dove espandono adiabaticamente dalla detta pressione  $p_2$  alla pressione finale esterna  $p_4$  uguale a quella iniziale  $p_1$  con conseguente abbassamento della temperatura da  $T_3$  a  $T_4$  e cessione di energia alla macchina.

Pur non essendo presente in tale tipo di impianto un organo destinato alla sottrazione del calore  $Q_2$ , si pensi per esempio al condensatore di un impianto a

vapore<sup>3</sup>, la perdita relativa a  $Q_2$  è pur sempre presente in quanto il fluido motore lascia la turbina ad una temperatura  $T_4$  che è sempre notevolmente superiore alla temperatura iniziale  $T_1$ .

Si ritiene opportuno precisare che il lavoro ceduto dai gas alla turbina durante l'espansione non è da considerarsi tutto utilizzabile in quanto una parte di esso, serve ad azionare il compressore, come è evidente dallo schema di sopra in cui il compressore e la turbina sono calettati sullo stesso albero.

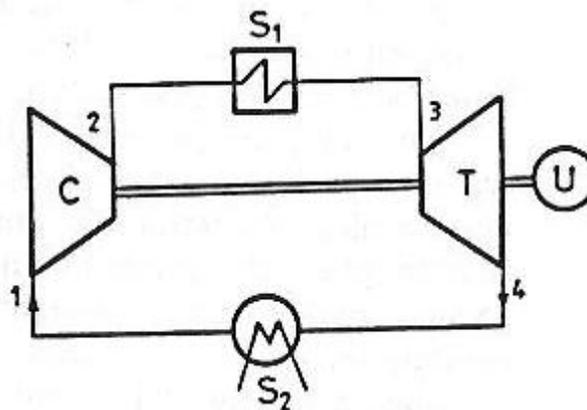
L'impianto descritto prende il nome di turbina a gas o turbogas, in sigla TG, tale denominazione è giustificata dal fatto che il fluido che attraversa le macchine e gli organi che costituiscono l'impianto si mantiene sempre allo stato gassoso.

La TG descritta, è evidentemente un impianto a combustione interna avvenendo la combustione in seno allo stesso fluido motore costituito dai prodotti della combustione.

Un tale impianto si definisce a circuito aperto, in quanto il fluido motore è sottoposto a continuo rinnovo con aspirazione di aria da parte del compressore dallo stesso ambiente esterno nel quale la turbina scarica i prodotti finali.

Una TG può essere realizzata anche con un circuito a combustione esterna.

In tal caso lo schema diventa come segue :



<sup>3</sup> La mancanza del condensatore rende l'impianto molto compatto e leggero a differenza dell'impianto a

vapore. Questa caratteristica rende la turbina a gas un impianto a grande  
CONCENTRAZIONE DI

POTENZA, cioè un impianto che fornisce molti kW con poco peso e spazi ridottissimi rispetto ad un

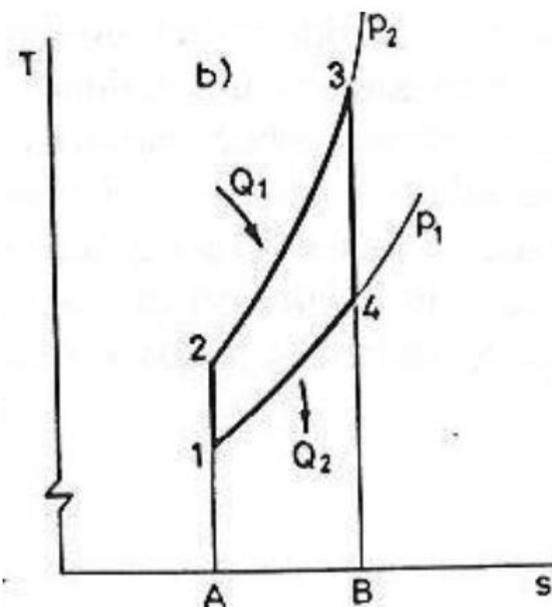
IV.

In cui all'uscita del compressore C il fluido, aria o gas diverso, viene inviato in uno scambiatore di calore  $S_1$ , praticamente una caldaia, nel quale riceve, attraverso parete, calore dall'esterno.

Il refrigeratore  $S_2$  permette di sottrarre al fluido, entrante alle condizioni di scarico dalla turbina,  $T_4 > T_1$ , la quantità di calore necessaria per riportarlo alla temperatura iniziale  $T_1$  del ciclo.

In tal caso l'impianto si dice a circuito chiuso in quanto il fluido evolvente non viene in contatto con i prodotti della combustione e mantiene inalterata la sua composizione chimica.

Rappresentando l'evoluzione del fluido nell'impianto, sul piano termodinamico Ts abbiamo :



In questo caso la curva limite dell'aria non è rappresentata in quanto tutto il ciclo si svolge al di sopra di essa, infatti la temperatura minima del ciclo è la temperatura ambiente che è notevolmente più alta della temperatura critica dell'aria pari a 131 K cioè circa  $-142\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Negli impianti con turbine a gas il fluido motore evolve secondo il ciclo termodinamico di Joule che, nel caso di funzionamento ideale<sup>4</sup>, è costituito da due trasformazioni adiabatiche reversibili, relative alla compressione, tratto 1-2 ed alla

---

<sup>4</sup> L'ipotesi di idealità del ciclo non toglie generalità a quanto di seguito descritto.

espansione, tratto 3-4, e da due trasformazioni reversibili a pressione costante relative alla somministrazione del calore  $Q_1$ , tratto 2-3, ed alla sottrazione del calore  $Q_2$ , tratto 4-1.

La quantità di calore  $Q_2$  che in un impianto a circuito chiuso verrebbe sottratta a pressione costante nel refrigeratore a valle della turbina, secondo la trasformazione reversibile 4-1, nell'impianto a circuito aperto viene scaricata direttamente nell'atmosfera dai gas combusti che lasciano la turbina.

Con riferimento al piano Ts, si osserva che l'aria A23B rappresenta il calore  $Q_1$  trasferito al fluido proprio lungo la trasformazione 2-3, parimenti l'area B41A rappresenta il calore  $Q_2$  sottratto al fluido lungo la trasformazione 4-1.

L'area 1234 del ciclo pari dunque alla differenza  $Q_1 - Q_2$ , rappresenta il lavoro utile.

Il rendimento del ciclo è facilmente ottenibile confrontando l'area  $Q_1 - Q_2$ , che è il lavoro utile, e l'area  $Q_1$ , che è il calore fornito all'impianto.

## **2.4 METODI PER AUMENTARE IL RENDIMENTO DI UN IMPIANTO CON TURBINE A GAS**

In questo paragrafo, a completamento dello studio delle turbine a gas, si analizzano, seppur molto brevemente, quelle soluzioni impiantistiche che possono essere proposte per aumentare sia il rendimento del ciclo sia il lavoro utile.

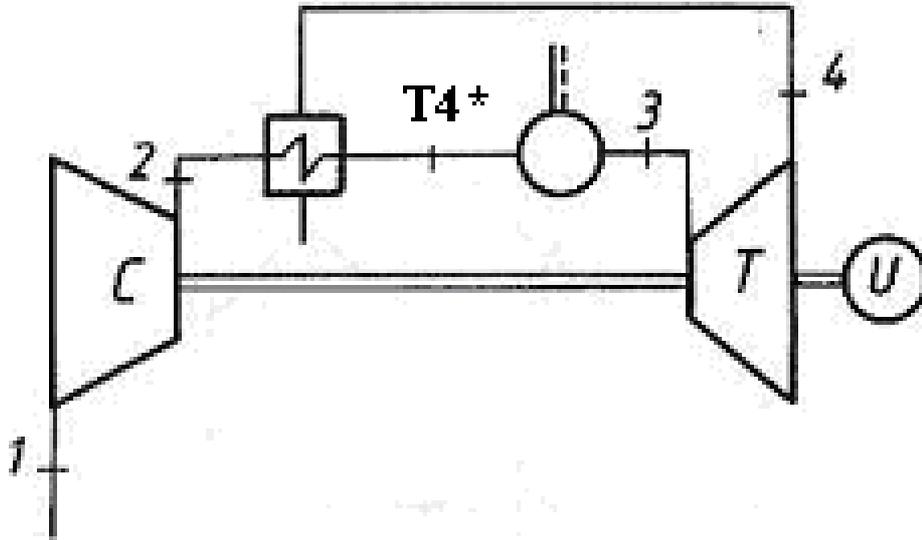
Tali soluzioni consistono essenzialmente nella *rigenerazione e interrefrigerazione* o a volte nell'uso combinato dei due sistemi.

### **2.4.1 RIGENERAZIONE**

È noto che la quantità di calore  $Q_2$  perduta allo scarico di una turbina a gas, area A14B, è piuttosto rilevante ed è ceduta ad una temperatura media abbastanza alta in quanto la temperatura di scarico  $T_4$ , dipendente dalla temperatura  $T_3$  e dal rapporto di espansione, rapporto tra la pressione in uscita e in ingresso della turbina, assume valori elevati tra 450 e 650 °C.

La temperatura  $T_2$ , alla quale l'aria esce dal compressore, può essere anche sensibilmente minore di  $T_4$ , come si può facilmente osservare dal piano Ts di pagina 17.

Tale circostanza consente di recuperare una parte del calore  $Q_2$  riscaldando, in un apposito scambiatore a superficie detto *rigeneratore*, con i gas combusti scaricati dalla turbina, l'aria che esce dal compressore, come nello schema elementare di seguito riportato :



Indicando con  $T_4^*$  la temperatura dell'aria in uscita dal rigeneratore e quindi in ingresso alla camera di combustione, risulta evidente che in tale apparecchiatura bisogna ora fornire una minore quantità di calore, bruciando quindi una minore quantità di combustibile, per portare l'aria dalla temperatura  $T_4^*$  fino alla temperatura  $T_3$ .

E' immediato concludere che tale pratica comporta un incremento del rendimento del ciclo :

$$\eta_g = L_{\text{utile}} / Q_1$$

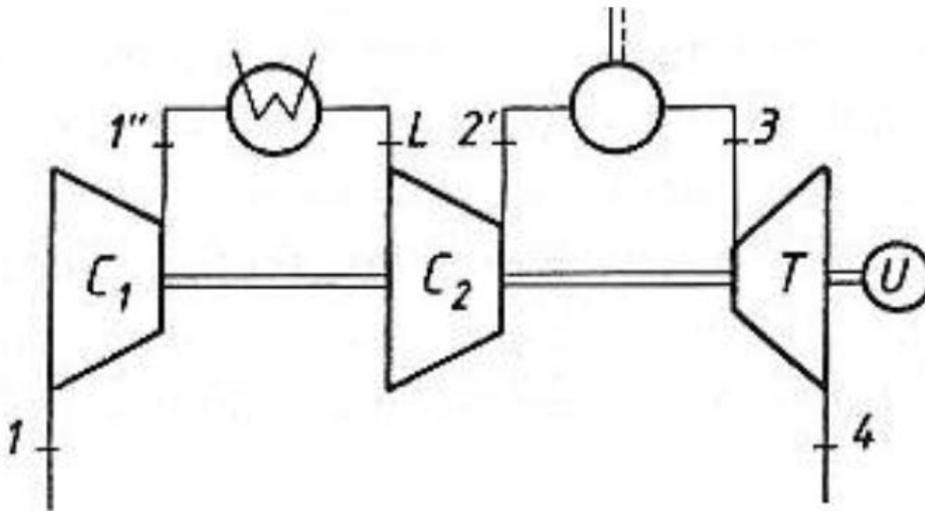
Infatti il lavoro utile,  $L_{\text{utile}}$ , rimane inalterato in quanto tale pratica non modifica né il lavoro di espansione in turbina né il lavoro di compressione, cioè in altri termini l'area del ciclo non viene modificata, tuttavia si ha una riduzione del calore  $Q_1$  addotto al fluido dall'esterno con conseguente aumento del rendimento.

## 2.4.2 INTERREFRIGERAZIONE

La interrefrigerazione, o compressione interrefrigerata, consiste nell'effettuare la compressione da  $p_1$  a  $p_2$  in due compressori distinti  $C_1$  e  $C_2$  caratterizzati rispettivamente dai rapporti di compressione  $\beta_1$  e  $\beta_2$  tali che :

$$\beta_1 * \beta_2 = \beta^\circ$$

e nell'interporre tra i due compressori un refrigeratore, scambiatore di calore, in modo da riportare l'aria fuoriuscita dal compressore  $C_1$  fino alla temperatura  $T_1$ .



Con tale pratica si realizza senz'altro una minore spesa di lavoro per comprimere l'aria da  $p_1$  a  $p_2$  dovuta alla diminuzione del volume specifico del gas per effetto del raffreddamento.

In altri termini se l'aria da comprimere si trova a  $T_1$ , temperatura minore della stessa quantità di aria, il lavoro di compressione sarà minore perché l'aria a  $T_1$  occupa un volume specifico più basso rispetto al caso in cui questa stessa quantità si trovi a temperatura maggiore.

Si ricorda infatti che il lavoro di compressione  $dL$  è :

$$dL_{\text{comp}} = v * dp$$

dove  $v$  è il volume specifico del gas da comprimere e  $dp$  è il differenziale della pressione.

Con questa soluzione, si capisce che la somma dei due lavori di compressione, nei due compressori  $C_1$  e  $C_2$  risulta minore del lavoro speso in un unico compressore  $C$ , con un rapporto di compressione pari a  $\beta^\circ$ , in quanto quest'ultimo dovrà comprimere la stessa quantità di aria ma ad una temperatura ben più elevata rispetto agli altri due compressori tra i quali viene interposto un refrigeratore.

In termini di rendimento si capisce che il lavoro di compressione diminuisce a parità di quello di espansione, con un aumento del lavoro utile e conseguentemente del rendimento complessivo dell'impianto.

### **2.4.3 ALCUNI ESEMPI DI REALIZZAZIONI ATTUALI**

Dopo aver illustrato brevemente le diverse tipologie delle turbine a gas e le loro caratteristiche peculiari, si ritiene opportuno fornire qualche indicazione in merito alle realizzazioni attualmente disponibili sul mercato internazionale in modo da capire l'ordine di grandezza delle temperature dei gas di scarico, delle potenze e dei rendimenti di una turbogas tipica.

Si riporta pertanto una tabella riassuntiva di alcuni modelli di turbogas per la produzione di energia elettrica acquistabili sul mercato.

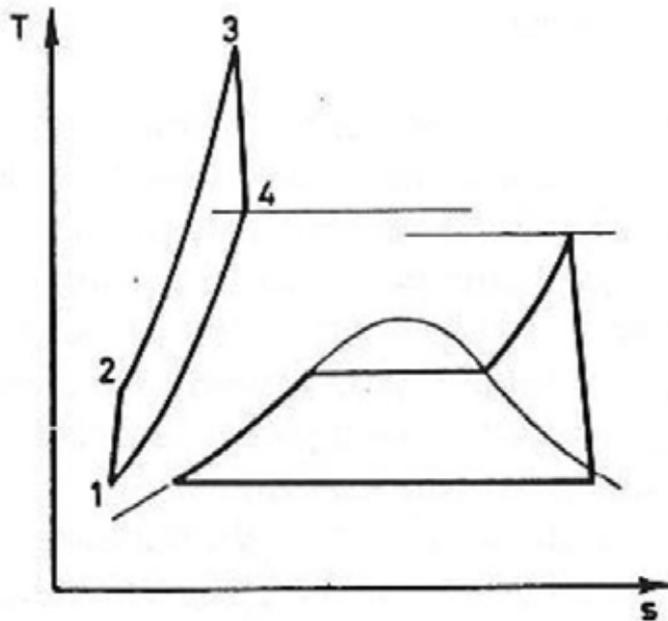
Costruttore	Modello	MW elett.	Rendimento %	T out °C
<i>Abb</i>	<i>GT5</i>	2,65	27,21	445
<i>Abb</i>	<i>GTM7</i>	5,72	29,27	556
<i>Abb</i>	<i>GT10</i>	24,63	34,23	534
<i>Abb</i>	<i>GT8C</i>	52,8	34,41	517
<i>Abb</i>	<i>GT11N</i>	83,8	32,91	505
<i>Abb</i>	<i>GT13D</i>	97,9	32,31	490
<i>Abb</i>	<i>GT13E2</i>	164,3	35,71	524
<i>Abb</i>	<i>GT24</i>	165	37,51	<b>610</b>
<i>Abb</i>	<i>GT26</i>	240	37,8	608
<i>Fiat Avio</i>	<i>TG20B7/8</i>	39,36	30	513
<i>Fiat Avio</i>	<i>TG20B11/12</i>	47,8	33,46	507
<i>Fiat Avio</i>	<i>TG50D5</i>	140,79	34,51	520
<i>Fiat Avio</i>	<i>TG50D5S</i>	147,75	34,54	535
<i>GE</i>	<i>5001PA</i>	26,3	28,47	487
<i>GE</i>	<i>6001B</i>	38,34	31,37	539
<i>GE</i>	<i>6001FA</i>	70,14	34,2	597
<i>GE</i>	<i>7001EA</i>	83,5	32,57	530
<i>GE</i>	<i>9001E</i>	123,4	34,51	554
<i>GE</i>	<i>9001EC</i>	<b>169,2</b>	36,23	596
<i>GE</i>	<i>9001FA</i>	226,5	33,79	538
<i>GE</i>	<i>LM6000</i>	40	34,94	558
<i>GE</i>	<i>LM6000-PA</i>	40,59	35,66	589
<i>Rolls Royce</i>	<i>Avon</i>	14,58	28,21	442
<i>Rolls Royce</i>	<i>RB211</i>	27,21	35,8	487
<i>Rolls Royce</i>	<i>Trent</i>	51,19	<b>41,57</b>	<b>427</b>
<i>Solar</i>	<i>Saturn 20</i>	<b>1,14</b>	<b>24,25</b>	486
<i>Solar</i>	<i>Centaur 50</i>	4,35	28,77	437
<i>Solar</i>	<i>Taurus 70</i>	6,3	31,31	456
<i>Solar</i>	<i>Mars 1000</i>	10,7	32,49	488

Si capisce come la semplicità costruttiva, il minor ingombro, i migliori rendimenti e l'investimento più contenuto fanno delle turbine a gas una soluzione da preferirsi, laddove è possibile, rispetto agli impianti a vapore.

## 2.5 IMPIANTI COMBINATI

È noto che il sistema più efficiente di conversione dell'energia termica in energia meccanica consiste nell'adottare un ciclo termodinamico caratterizzato da temperature medie di adduzione e di sottrazione di calore che risultino il più possibile distanti tra loro.

Viene spontaneo allora *combinare* il ciclo termodinamico della turbina a gas con il ciclo di un impianto a vapore :



sfruttando in tal modo prima il calore del combustibile alle temperature più alte consentite dai materiali di una turbina a gas e poi il calore dei gas scaricati da questa a pressione atmosferica, per generare vapore surriscaldato che viene successivamente espanso in una turbina a vapore.

In tal modo le temperature estreme del ciclo, che adesso chiameremo *combinato*, sono la temperatura in ingresso alla turbina a gas di circa 1100 °C e la temperatura di condensazione del vapore che è molto vicina a quella ambiente.

Questo tipo di ciclo consente pertanto di realizzare, oggi, rendimenti superiori del 15 – 20 % rispetto a quelli dei cicli a vapore più complessi.

La ragione per la quale la turbina a gas è l'impianto motore termico più adatto per applicazioni di ciclo combinato, risiede nel fatto che la frazione dell'energia termica non trasformata in energia meccanica è concentrata esclusivamente nei gas di scarico.

In una moderna turbina a gas, i combustibili vengono scaricati ad una temperatura variabile tra i 400 °C e i 600 °C, tali valori di temperatura sono particolarmente adatti per la produzione di vapore di caratteristiche idonee per essere utilizzato in una turbina a vapore e produrre energia elettrica.

Oggi l'evoluzione delle turbine a gas e l'ottimizzazione degli altri componenti principali, ha permesso di realizzare impianti a ciclo combinato con rendimenti compresi tra 0,47 e 0,54.

Valori eccellenti se si tiene conto che in questo ultimo ventennio il costo del petrolio ha subito incrementi enormi passando da 2 dollari/barile prima della crisi energetica del 1974, ad un valore massimo di 35 dollari/barile nel 1989 per scendere agli attuali 20 dollari/barile.

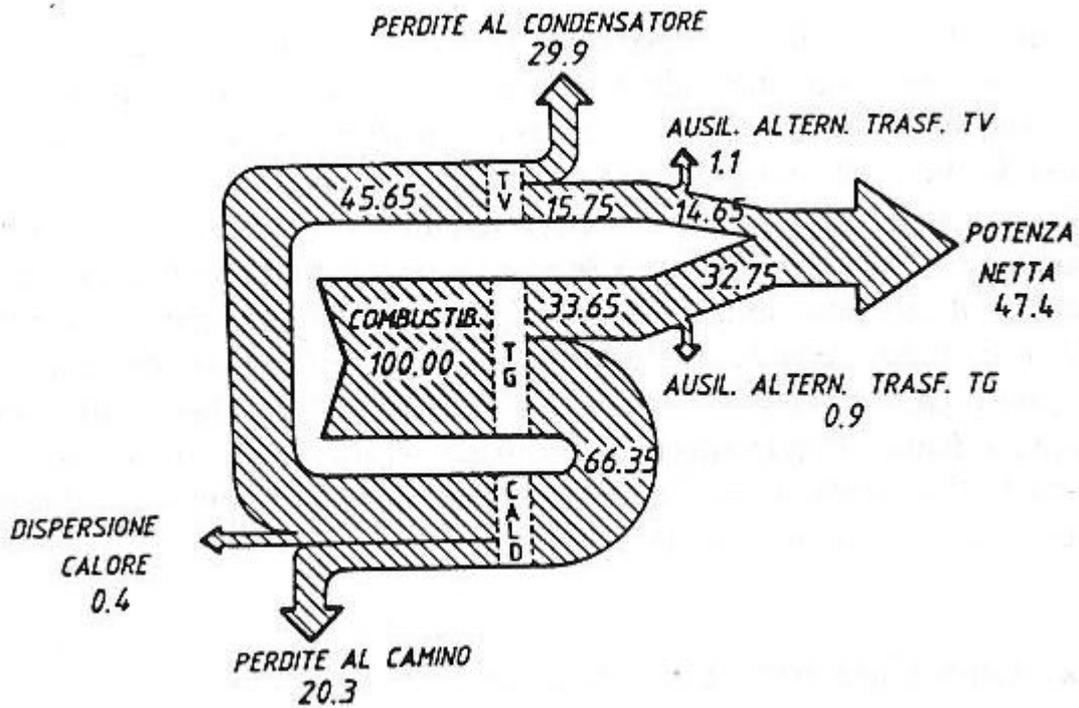
Da queste considerazioni si comprende bene come sia imperativo utilizzare le risorse rinnovabili con processi di trasformazione aventi il più alto rendimento specie in un paese come il nostro che dipende dall'estero per l'80 % del suo fabbisogno energetico.

Gli impianti combinati gas-vapore possono essere suddivisi in due categorie, alla prima appartengono gli impianti progettati *ad hoc* e destinati a nuove installazioni, alla seconda appartengono quegli impianti ottenuti mediante l'aggiunta, in un secondo momento, di un gruppo turbogas ad un impianto a vapore che utilizza il calore contenuto nei gas di scarico della turbina a gas.

In questo secondo caso si dice che l'impianto a vapore è stato sottoposto a *repowering* o *potenziamento*.



In questi tipi di impianti a ciclo combinato, i rendimenti vanno dal 47 al 54 % come si può evincere dal diagramma di Sankey sotto riportato :



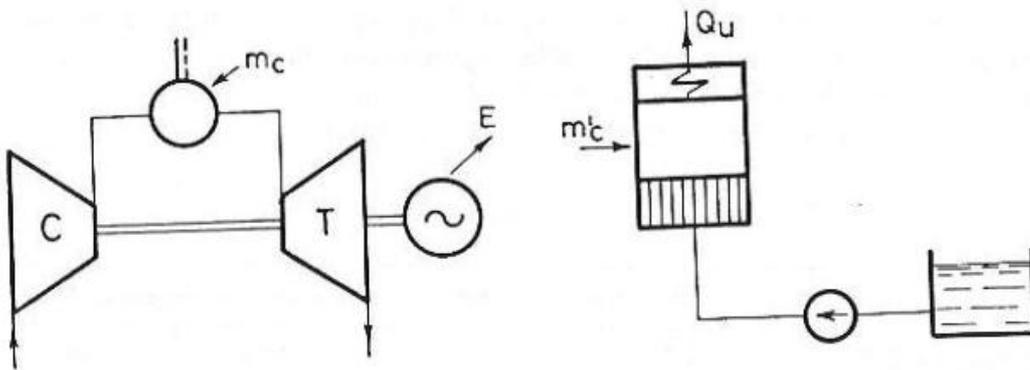
## 2.6 IMPIANTI DI COGENERAZIONE

È noto che in numerosi e diversificati impianti industriali ricorre con frequenza sempre maggiore la richiesta contemporanea<sup>5</sup> sia di energia elettrica,  $E$  che di energia termica,  $Q$  in genere sotto forma di vapore, acqua calda o aria preriscaldata per gli usi tecnologici dei processi di lavorazione.

Tali richieste vengono generalmente soddisfatte in modo tradizionale attraverso un collegamento alla rete nazionale, per quanto riguarda l'energia elettrica che viene pertanto acquisita dai grandi produttori e provvedendo a produrre in proprio, per le esigenze dei processi di lavorazione, vapore o un fluido caldo bruciando del combustibile in una opportuna caldaia installata all'interno dello stesso stabilimento.

Il problema può anche essere risolto, sempre in maniera tradizionale, installando all'interno dello stabilimento un impianto motore primo termico quali turbina a vapore, turbina a gas o motore alternativo a combustione interna, destinato alla sola produzione dell'energia elettrica necessaria al fabbisogno interno nonché una adatta apparecchiatura, ad esempio una caldaia, completamente svincolata dal primo impianto, che provveda a produrre solo vapore o aria calda in relazione alle esigenze dei processi di lavorazione.

A tale proposito, con riferimento allo schema sotto riportato :

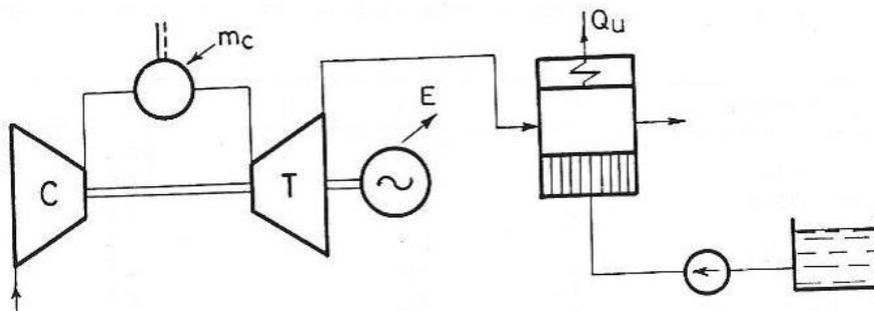


Si è supposto che l'esigenza di energia elettrica  $E$  sia soddisfatta mediante un impianto con turbina a gas mentre l'esigenza di calore  $Q$ , sotto forma di vapore d'acqua in determinate condizioni di temperatura e di pressione, sia soddisfatto mediante un apposito generatore di vapore.

---

<sup>5</sup> Cogenerare significa infatti produrre contemporaneamente sia energia elettrica che termica.

Considerando però che i gas scaricati dalla turbina si trovano ad una temperatura elevata, si può pensare di installare il generatore di vapore a valle della turbina stessa producendo il vapore e quindi il calore  $Q$  richiesto, a spese del calore dei gas di scarico.



In tal caso si evita di bruciare la quantità di combustibile  $m^I_c$  con evidente vantaggio economico.

L'impianto realizzato è evidentemente un *impianto di cogenerazione* nel quale si producono contemporaneamente energia elettrica  $E$  ed energia termica  $Q$ .

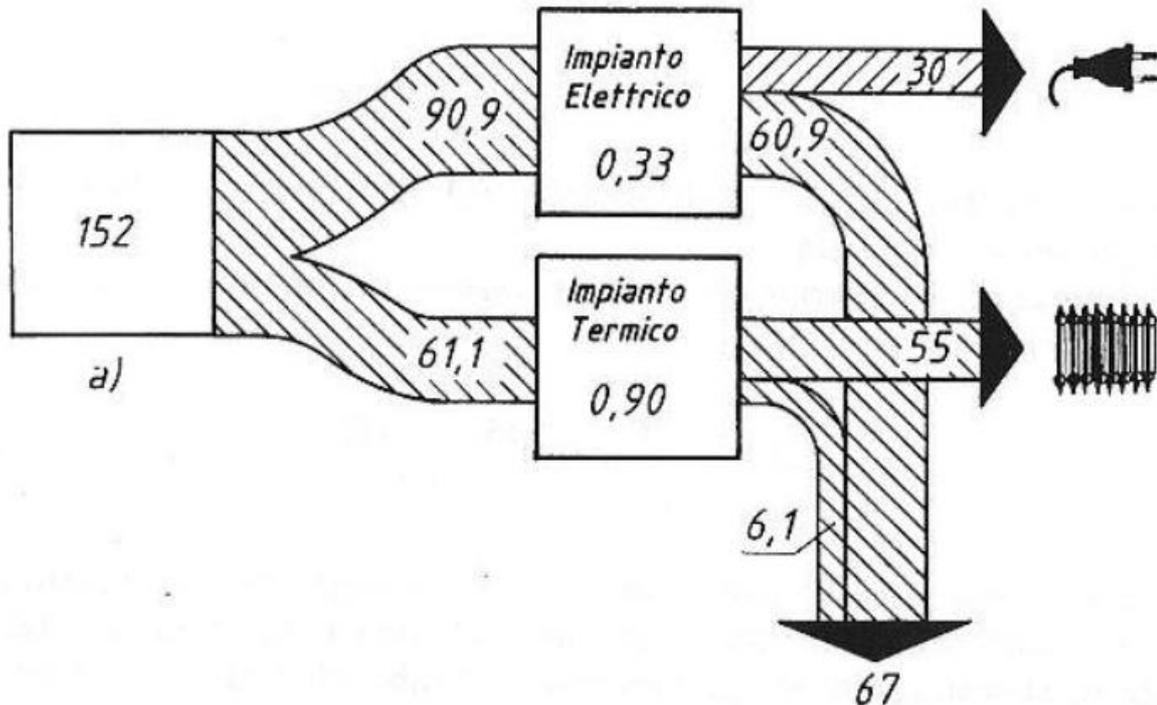
Poiché la produzione di energia elettrica  $E$  è evidentemente legata alla produzione di calore  $Q$ , è opportuno, quando si ricorre ad un impianto di cogenerazione, prevedere comunque il collegamento con la rete elettrica nazionale dalla quale si preleverà energia se la produzione interna è inferiore alla richiesta, in caso contrario l'energia elettrica esuberante verrà immessa in rete e venduta.

In un impianto schematizzato come sopra, il rapporto

$$I = (E + Q) / w_c H_i$$

tra la somma della energia elettrica e termica utilizzate e quella dell'energia primaria messa a disposizione dal combustibile, data dal prodotto tra la quantità di combustibile,  $w_c$ , e il suo potere calorifico inferiore,  $H_i$ , assume evidentemente valori molto elevati, dell'ordine anche del 90 % ; tale rapporto tuttavia non può essere inteso come rendimento dell'impianto in quanto al numeratore si sommano due tipi di energie che non hanno la stessa qualità in quanto l'energia elettrica è sicuramente di qualità superiore rispetto a quella termica, si parla quindi più propriamente di *indice di sfruttamento del combustibile*.

Per poter avere un'idea in merito al risparmio di energia primaria conseguibile con un impianto di cogenerazione si faccia riferimento allo schema sotto riportato :



nel quale vengono riportati i flussi di energia relativi ad un impianto convenzionale e ad un impianto di cogenerazione quando si vogliono ottenere, da entrambi gli impianti, 30 kWh elettrici e 55 kWh termici.

Con riferimento all'impianto convenzionale si assuma pari a 0,33 il rendimento con il quale si produce l'energia elettrica, valore comprensivo delle perdite di trasmissione dal luogo di produzione fino all'utilizzazione finale.

Si assuma pari a 0,90 il rendimento dell'apparecchiatura destinata alla produzione dell'energia termica.

Il consumo di energia primaria dell'impianto convenzionale sarà pari a :

$$\text{Consumo}_{\text{conv}} = 30/0,33 + 55/0,90 = 90,9 + 61,1 = 152 \text{ kWh}$$

Con riferimento all'impianto di cogenerazione si assuma pari a 0,30 il rendimento complessivo relativo alla produzione di energia elettrica e pari a 0,785 il rendimento dell'apparecchiatura destinata alla produzione dell'energia termica.

Il consumo di energia primaria dell'impianto di cogenerazione sarà pari a :

$$\text{Consumo}_{\text{cog}} = 30/0,33 = 100 \text{ kWh}$$

La differenza (100 – 30) kWh moltiplicata per 0,785 è pari a 55 kWh e rappresenta l'energia termica richiesta.

E' immediato riscontrare che la cogenerazione ha comportato un risparmio R di energia primaria pari a :

$$R = (\text{Consumo}_{\text{conv}} - \text{Consumo}_{\text{cog}}) / \text{Consumo}_{\text{conv}} = 152 - 100 / 152 = 34,2 \%$$

Un ulteriore beneficio derivante dagli impianti di cogenerazione è costituito poi da una riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera in quanto tali impianto utilizzano sovente metano o combustibili gassosi a basso contenuto di zolfo.

Per inquadrare gli impianti di cogenerazione nel contesto energetico italiano è opportuno ricordare che fino al 1973, fino a quando cioè vi è stata disponibilità a costi bassi delle fonti energetiche primarie, si ricorda che il costo del petrolio era di 2 dollari/barile, l'attenzione dei produttori di energia elettrica e termica era quasi esclusivamente concentrata sull'esigenza di realizzare impianti semplici e di basso costo iniziali.

La crisi energetica mondiale del 1974 ha determinato nel nostro Paese, caratterizzato, da scarsissima disponibilità interna di fonti energetiche e da un ancora forte dipendenza da petrolio, una severa razionalizzazione dei consumi, un impegno costante ad eliminare gli sprechi nonché una diversificazione delle fonti primarie.

Nel campo della razionalizzazione degli usi dell'energia e della riduzione dei consumi e degli sprechi, gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e di calore che permettono, come visto, risparmi di energia primaria dell'ordine del 25% - 30% rispetto agli altri impianti convenzionali, hanno cominciato a svolgere un ruolo importante.

Tali impianti costituiscono infatti uno degli strumenti tecnici più efficaci per il risparmio energetico in particolare quando vi è difficoltà nell'approvvigionamento di energia primaria e quando il costo dei combustibili è soggetto a brusche impennate.

La loro efficacia inoltre è tanto più sentita quanto maggiore è la differenza tra il costo dell'energia elettrica acquistata dalla rete e il costo del combustibile bruciato nell'impianto di cogenerazione.

Nella tabella che segue, si riportano i dati relativi alla produzione di energia elettrica in Italia nel 1988 con l'aliquota relativa alla cogenerazione :

PRODUTTORE	Produzione totale		di cui in cogenerazione	
	TWh	%	TWh	%
ENEL	170,2	84	—	—
Aziende Municipali	7,4	4	0,5	4
Autoprod. industr.li	24,9	12	13,2	96
Altre imprese minori	1,0	—	—	—
	<u>203,5</u>	<u>100</u>	<u>13,7</u>	<u>100</u>

mentre nella tabella sotto riportata, sono raccolti i dati sempre del 1988 relativi alla produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione suddivisa per comparto industriale:

INDUSTRIE	GWh	%
Chimiche	7.812	59,2
Petrolifere	1.448	11,0
Cartarie	1.514	11,5
Siderurgiche	646	4,9
Tessili	567	4,3
Alimentari	561	4,3
Altre	643	4,8
	<u>13.191</u>	<u>100,0</u>

Gli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e di calore, pur nella loro molteplicità di realizzazioni e di versioni tecniche, derivano dagli impianti motori primi termici descritti.

Solitamente vengono classificati in base al tipo di motore primo utilizzato per la produzione di energia elettrica.

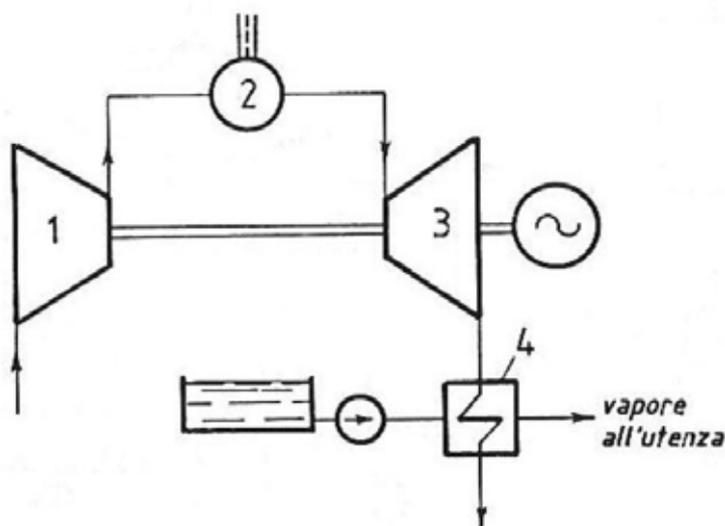
Gli impianti di cogenerazione si dividono pertanto in:

- Impianti per la produzione combinata di energia elettrica e di calore con turbine a gas.
- Impianti per la produzione combinata di energia elettrica e di calore con turbine a vapore.
- Impianti per la produzione combinata di energia elettrica e di calore con turbina a gas più turbina a vapore (impianti combinati).

## 2.6.1 IMPIANTI DI COGENERAZIONE CON TURBINE A GAS

Tali impianti riscuotono un interesse sempre crescente nella cogenerazione grazie ad alcune peculiari caratteristiche quali la circostanza che il calore recuperabile dalle turbine a gas è reso disponibile ad un'unica fonte ad una temperatura piuttosto elevata (500–700°C) dipendente comunque dalla temperatura massima e dal rapporto di compressione del ciclo.

Questo può essere effettuato o utilizzando direttamente, quando possibile, i gas di scarico della turbina come fluido caldo, oppure inviando i gas stessi in una caldaia per produrre vapore o aria calda per le esigenze del particolare processo di lavorazione, come è schematizzato in figura :



È evidente che il recupero del calore è più spinto nel primo caso quando sono assenti le perdite relative allo scambio termico tra i gas combusti e il fluido intermediario.

Le turbine a gas consentono inoltre, una grande flessibilità dell'impianto, intesa quale possibilità di variare il rapporto tra energia termica ed energia elettrica prodotte, che può assumere valori in genere variabili tra 1 e 4 in quanto, dato l'alto contenuto di ossigeno nei gas di scarico, 16 – 18 %, è possibile realizzare una combustione addizionale facendo raggiungere al rapporto Q/E valori intorno a 4.

## 2.6.2 IMPIANTI DI COGENERAZIONE CON TURBINE A VAPORE

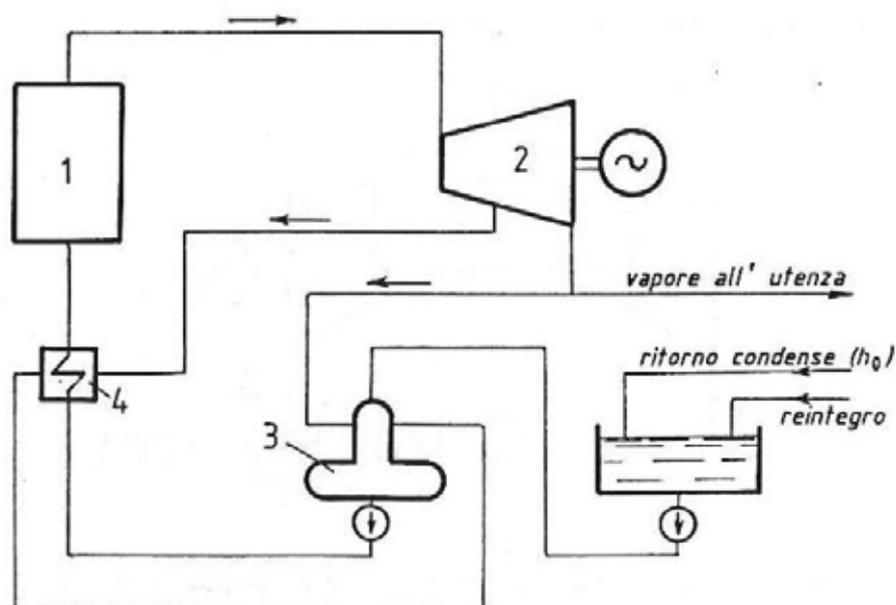
Gli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e di calore con turbine a vapore, possono ricondursi ai seguenti tipi fondamentali :

- Impianti con turbina a vapore a contropressione.
- Impianti con turbina a vapore a derivazione e contropressione.
- Impianti con turbina a vapore a derivazione e condensazione.

Tutti hanno in comune la possibilità di bruciare qualsiasi tipo di combustibile come carbone, metano, olio combustibile in quanto trattasi di impianti a combustione esterna per cui i prodotti della combustione, non costituendo il fluido motore, non attraversano la turbina e non possono danneggiarla.

### 2.6.2.1 IMPIANTI A CONTROPRESSIONE

Storicamente è il primo tipo di impianto realizzato per la produzione combinata di energia elettrica e di calore, la cogenerazione viene realizzata mediante un impianto il cui schema è riportato di seguito :



Il vapore evolvente nella turbina di potenza, in luogo di espandere fino alla pressione che vige normalmente nel condensatore, circa 0,05 di bar, viene fatto lavorare fino alla pressione richiesta al vapore per l'impiego negli usi tecnologici.

Negli impianti di tipo considerato la pressione del vapore vivo prodotto in caldaia varia in una gamma compresa tra 10 – 15 bar e 120 – 130 bar mentre temperature del vapore surriscaldato assumono ormai valori intorno a 500 °C.

Il rapporto Q/E si mantiene intorno a valori compresi tra 5 e 7.

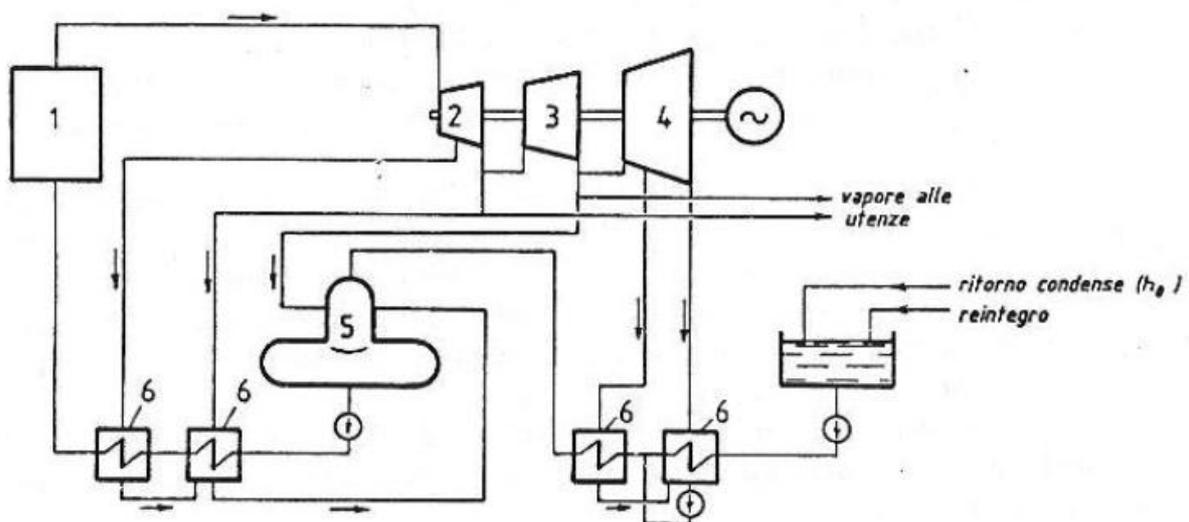
Va rilevato che in questo tipo di impianto vi è un limite superiore alla produzione di energia elettrica per unità di massa di vapore prodotto nel senso che al diminuire del fabbisogno di vapore diminuisce la produzione di energia elettrica che risulta un sottoprodotto del vapore.

Ciò conferisce al sistema una rigidità alle volte incompatibile con le esigenze dell'impianto.

#### 2.6.2.2 IMPIANTI A DERIVAZIONE E CONTROPRESSIONE

Nei casi in cui si richiede la variazione del rapporto tra la quantità di energia elettrica prodotta e la quantità di calore utilizzato, grandezze rigidamente collegate in un impianto a contropressione pura, può rivelarsi vantaggioso l'impiego dei cosiddetti impianti a derivazione e contropressione nei quali esiste la possibilità di variare entro certi limiti, con elevato indice di sfruttamento del combustibile, il rapporto Q/E prima definito utilizzando una o più derivazioni regolate dal vapore.

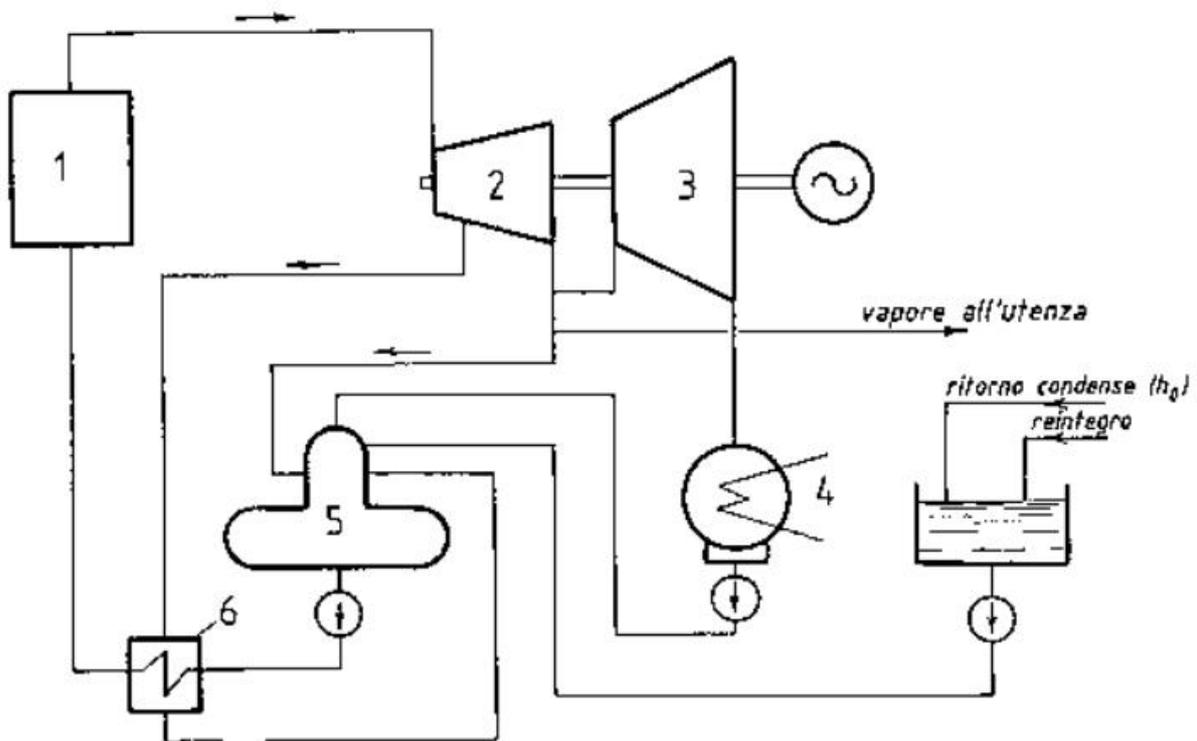
Uno schema semplificato di impianto a vapore a derivazione e contropressione è di seguito riportato :



### 2.6.2.3 IMPIANTI A DERIVAZIONE E CONDENSAZIONE

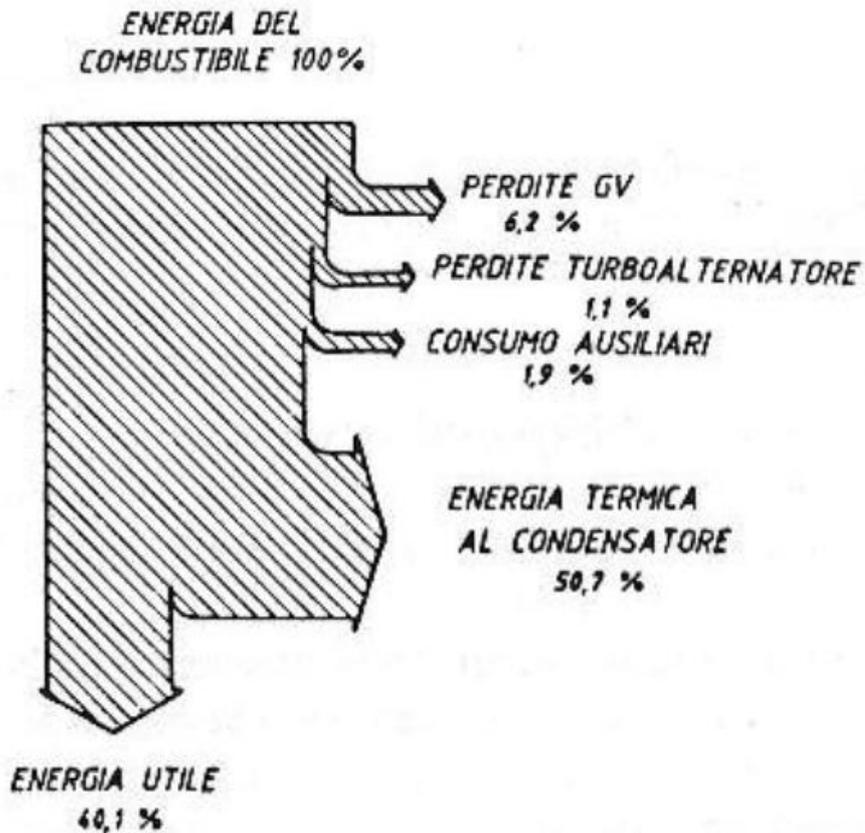
Tali tipi di impianti, caratterizzati dalla presenza di un condensatore allo scarico della turbina, si dimostrano convenienti se si richiede la variazione del rapporto tra le produzioni di energia elettrica e di calore ma soprattutto se la quantità di energia elettrica da produrre è elevata in rapporto alla quantità di vapore richiesta.

Di seguito è riportato uno schema di impianto a vapore a derivazione e condensazione:



In questi tipi di impianti, a valori generalmente modesti del rapporto caratteristico  $Q/E$ , 1,4 – 1,6, si accompagnano valori più contenuti dell'indice di sfruttamento del combustibile, considerazione prevedibile dal momento che la presenza del condensatore a valle della turbina fa sì che una notevole aliquota dell'energia disponibile venga ceduta alla sorgente fredda.

Per evidenziare l'importanza che può assumere l'entità del calore scaricato al condensatore nelle centrali elettriche, è stato riportato il diagramma dei flussi relativo ad una unità termoelettrica di 320 MW :

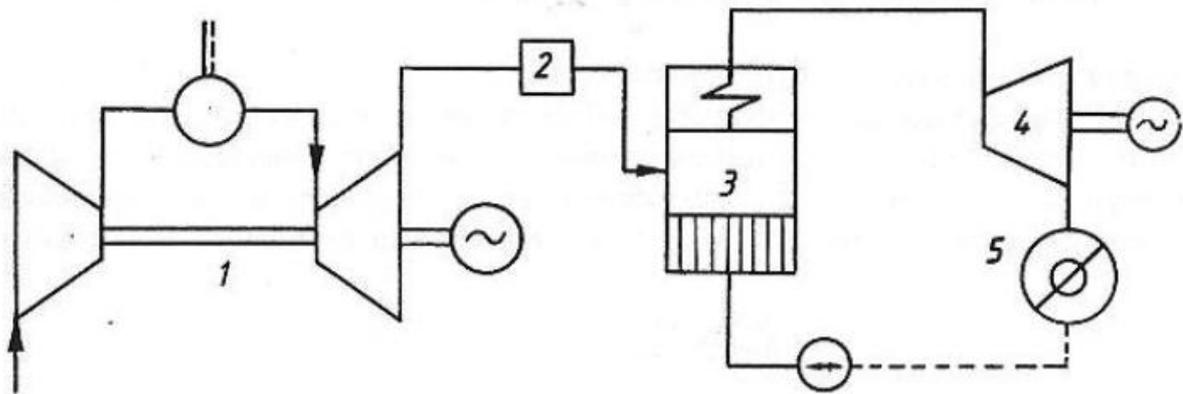


Da questo diagramma si deduce che, per impianti preposti alla sola produzione di energia elettrica, la quantità di calore ceduta nel condensatore è dell'ordine di oltre il 50 % dell'energia messa a disposizione dal combustibile.

Nonostante questa limitazione relativa ai più bassi valori degli indici di sfruttamento del combustibile, questi tipi di impianti trovano impiego sempre più diffuso grazie alla prerogativa di far fronte, in virtù delle loro doti di flessibilità, alle più disparate esigenze di richiesta di vapore e di energia elettrica.

### 2.6.3 COGENERAZIONE CON IMPIANTI COMBINATI

Il principio di funzionamento degli impianti combinati è noto dalle considerazioni precedenti, uno schema di sistema cogenerativo con impianto combinato gas-vapore è riportato di seguito :



Quando sono di tipo cogenerativo, i gas di scarico della turbina a gas vengono utilizzati per produrre vapore ad alta pressione che espande successivamente in una turbina a contropressione.

Tali impianti sono caratterizzati da valori del rapporto Q/E fino a 4 e da valori molto elevati del rendimento relativo alla produzione di energia, sono comunque economicamente proponibili solo per potenze superiori ai 3,5 MW.

## 2.7 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE E DI CONFRONTO

La convenienza di usare un tipo di impianto piuttosto che un altro è determinata da varie considerazioni tecniche ed economiche sullo specifico impianto allo studio e pertanto non è possibile affermare che un dato impianto fornisca comunque, in ogni caso, la soluzione più razionale e più conveniente del problema.

Le valutazioni energetiche ed economiche sarebbero infatti relativamente semplici se gli impianti fossero destinati a funzionare con carichi costanti, ma la realtà è di solito ben diversa.

Le scelte operative ed i calcoli energetici ed economici sono infatti problemi molto complessi, a causa dei seguenti elementi principali:

- I carichi richiesti dalle utenze termiche ed elettriche variano nel tempo, spesso indipendentemente gli uni dagli altri.
- Le unità di generazione e quelle di utilizzazione possono essere molte e di diversi tipi, in questi casi il sistema va gestito in modo coordinato.

- I generatori ed i motori elettrici sono collegati alla rete nazionale, con la quale avvengono continui scambi di energia, in un senso e nell'altro.

In conclusione di questo paragrafo si ritiene opportuno sintetizzare nella tabella di seguito riportata, le caratteristiche peculiari degli impianti di cogenerazione precedentemente descritti.

<b>TG</b>	Vasti campi di applicazione Elevata affidabilità Calore a temperatura elevata Potenza da 0,5 MW a 100 MW Gas di scarico con ossigeno	Limitazioni sul combustibile Durata non elevata
<b>TV</b>	Elevati valori di $I$ Elevata affidabilità Utilizza ogni combustibile Lunga durata Vasti campi di potenza	Basso valore di $E/Q_u$ Costo elevato Avviamento lento

In quest'altra tabella :

Impianto	Energia prodotta	COGENERAZIONE		CONVENZIONALE		R[%]
		$I$	$E_{cog}$ [kWh]	$\eta$	$E_{conv}$ [kWh]	
<b>TG</b>	$E$	26,5		0,33	80,3	29
	$Q_u$	54,5		0,90	60,5	
	Totale	81,0	0,81	100	140,8	
<b>TV</b>	$E$	15,0		0,33	45,5	22,4
	$Q_u$	75,0		0,90	83,3	
	Totale	90,0	0,90	100	128,8	

vengono confrontati i risparmi energetici che i differenti impianti di cogenerazione realizzano nei confronti di un impianto convenzionale destinato alla produzione separata di energia elettrica e calore.

## **3. SETTORI DI APPLICAZIONE DEGLI IMPIANTI DI COGENERAZIONE**

Nel presente paragrafo si descrivono alcune delle industrie manifatturiere e di servizi nelle quali gli impianti di cogenerazione risultano particolarmente convenienti, sempre che i tempi di funzionamento siano tali, non inferiore alle 7000 ore/anno, da giustificare l'impiego.

### **3.1 INDUSTRIA DELLA CARTA**

L'industria della carta consuma grandi quantità di energia termica ed elettrica con un valore del rapporto Q/E intorno a 2,5.

L'energia termica è richiesta essenzialmente sotto forma di vapore a 5 – 10 bar per le macchine destinate ad essiccare la carta mentre l'energia elettrica è necessaria in larga parte per l'azionamento di macchine speciali, diverse delle quali richiedono elevate potenze.

Si pensi che per produrre una tonnellata di carta occorrono ben 150 tonnellate di acqua e che nel processo che porta dalla materia prima al prodotto finale vengono impiegate circa 200 pompe.

A rendere particolarmente adatta la cogenerazione è la circostanza che le industrie della carta funzionano con grande continuità e con consumi di energia piuttosto costanti.

Per molti anni il tipo di impianto utilizzato per la cogenerazione è stato quello a vapore, ma oggi stanno trovando applicazioni anche le turbine a gas e gli impianti combinati gas-vapore, in particolare quando la richiesta supera le 15 t/h.

### **3.2 INDUSTRIA ALIMENTARE**

Tale tipo di industria comprende un grande numero di settori diversi con consumi di energia termica solitamente sotto forma di vapore, di acqua calda e di aria calda per i processi di essiccazione.

Anche gli impianti frigoriferi, in genere ad assorbimento, richiedono rilevanti quantità di calore il che fa raggiungere al rapporto Q/E valori intorno a 3,5.

L'industria alimentare è un settore nel quale la cogenerazione ha trovato larga applicazione con l'impiego di turbine a gas e di motori alternativi a combustione interna

Il primo tipo di impianto viene utilizzato in genere quando la domanda di energia termica è alta.

Se non è disponibile metano da bruciare nella turbina a gas è possibile utilizzare una turbina a vapore a contropressione.

L'impianto si ripaga in un tempo che va da uno a tre anni.

### **3.3 INDUSTRIA TESSILE**

Richiede grandi quantità di calore nella forma di acqua calda essenzialmente nei processi di tintura, sciacquatura e finitura del prodotto con valori del rapporto Q/E molto variabili, da 3 a 15, a seconda del ciclo di lavorazione e dei processi di finitura.

Tale considerazione, unitamente alla circostanza che le industrie tessili sono di piccole o di medie dimensioni, comporta che la cogenerazione viene realizzata in genere mediante motori a combustione interna mentre la turbina a gas viene impiegata solo nei casi non frequenti, in cui le dimensioni dell'industria rendono proponibile tale soluzione.

L'impianto in genere si ripaga in due o tre anni.

### **3.4 Industria della ceramica**

Richiede calore a temperatura elevata (circa 500 °C) per gli essiccatori a spruzzo dell'argilla e a temperatura più bassa (circa 200 – 250 °C) per gli essiccatori tradizionali, mentre l'energia elettrica viene utilizzata essenzialmente per azionare i mulini e le presse .

Il costo dell'energia ha un peso preponderante sul costo finale del prodotto per cui una fabbrica che adotti il sistema cogenerativo può rendere il proprio prodotto molto competitivo sul mercato.

Anche in considerazione del fatto che la lavorazione è a ciclo continuo, si utilizza in genere una turbina a gas per la produzione di energia elettrica ed i gas di scarico a temperatura elevata vengono inviati direttamente negli essiccatoi a spruzzo mentre in quelli a più bassa temperatura viene inviata aria calda ottenuta recuperando il calore di

scarico di un motore alternativo a c.i. che produce energia elettrica sempre per i fabbisogni dello stabilimento.

L'impianto si ripaga, in genere, in meno di tre anni.

### **3.5 INDUSTRIA PETROLCHIMICA**

È un settore che richiede grandi quantità di energia termica Q/E circa 10, essenzialmente sotto forma di vapore a circa 20 bar utilizzato prevalentemente nel processo di cracking e di separazione dei prodotti petroliferi.

Questi processi comportano peraltro la disponibilità di combustibili allo stato gassoso che anziché essere bruciati inutilmente in torcia, possono essere impiegati nell'impianto di cogenerazione, generalmente con turbina a gas, realizzando quindi un ulteriore risparmio di combustibile per cui l'impianto si ripaga in meno di due anni.

### **3.6 INDUSTRIA DEL CEMENTO**

I cementifici presentano un valore del rapporto Q/E piuttosto elevato, anche fino a 10, in quanto una parte notevole della domanda di energia termica deriva dagli elevati assorbimenti nei processi di essiccamento e di combustione.

Il consumo di energia può incidere fino al 30% sui costi di produzione ponendo così l'industria del cemento tra quelle a più alta incidenza del costo dell'energia.

Un impianto di cogenerazione con turbina a gas può soddisfare le esigenze di tale tipo di industria.

## **4. L'IMPATTO DELLE ACCISE E DELLE SOVVENZIONI SULLE SCELTE IMPIANTISTICHE**

Questa parte dello studio esamina il possibile impatto della fiscalità e delle sovvenzioni sulle scelte dei consumatori negli stati membri dell'unione europea, U.E.

Al momento dell'acquisto di apparecchiature, i consumatori considerano il loro fabbisogno di energia, le varie opzioni e i loro costi di investimento, fissi, variabili e di manutenzione.

I costi dei combustibili rappresentano in genere una forte percentuale dei costi di funzionamento sui quali la tassazione può incidere notevolmente.

La tassazione e le sovvenzioni sono spesso applicate proprio per influenzare le scelte.

Può succedere però che questa modulazione rispecchi considerazioni politiche ormai superate, le tasse e le sovvenzioni sopravvivono per inerzia burocratica e come mezzo per riscuotere entrate senza necessariamente riflettere le esigenze politiche del presente.

L'analisi di seguito presentata utilizza i dati più recenti sulla tassazione del combustibile negli Stati membri dell'U.E.<sup>6</sup> e dati provvisori per i prezzi del combustibile dell'anno 2002.

Sono esaminati i combustibili e le tecnologie alternative nei settori seguenti:

- Generazione di energia.
- Generazione di vapore da caldaie industriali e da impianti di cogenerazione.

Va osservato che a secondo delle dimensioni dell'apparecchiatura, le economie di scala in termini di costi di investimento e di manutenzione fissi e variabili possono variare in funzione dei tipi di apparecchi.

L'approccio seguito non tiene conto di queste sfumature.

Analogamente, gli acquisti di combustibile all'ingrosso e le condizioni di fornitura, ad esempio la possibilità di interruzione possono comportare una diminuzione considerevole del costo unitario del combustibile.

Inversamente, le consegne di piccole quantità possono comportare un supplemento rispetto al prezzo fisso.

---

<sup>6</sup> Pubblicati dalla Commissione europea nel marzo 2002

Questa modulazione di prezzo è normale in quanto basata sui costi di fornitura e varia da un combustibile all'altro.

Non è molto marcata per i prodotti petroliferi che per loro natura sono facili da immagazzinare, trasportare e manipolare, ma può essere molto pronunciata per l'elettricità, il gas naturale e il carbone.

Il prezzo di quest'ultimo è anche soggetto a forti variazioni geografiche e la prossimità di impianti portuali e altre infrastrutture di trasporto e manutenzione hanno un ruolo determinante nei costi totali di fornitura che talvolta possono essere molto elevati.

Anche in questo caso la scelta di attenersi a condizioni "medie" non permette di tener conto di questi parametri.

Inoltre si precisa che l'anno di riferimento per l'analisi è il 2002.

## **4.1 GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA**

Ai fini dell'analisi sulla generazione di energia sono state selezionate alcune tecnologie tipiche:

- Un impianto a vapore monovalente alimentato con olio combustibile a basso tenore di zolfo .
- Un impianto a vapore monovalente alimentato a carbone.
- Un impianto con turbina a gas a ciclo combinato (GTCC).
- Un impianto a vapore monovalente alimentato con biomassa o rifiuti
- Un impianto a vapore nucleare con un reattore ad acqua pressurizzata (PWR).
- Grandi turbine eoliche su siti molto ventilati.

Cellule solari fotovoltaiche su siti a grande insolazione.

I costi di produzione delle diverse tecnologie di generazione di energia, sono stati calcolati per due diversi livelli di funzionamento degli impianti, 7000 e 5000 ore,

corrispondenti rispettivamente ai tassi di utilizzo di un grande impianto industriale a forte consumo di elettricità e ad usi industriali su piccola scala.

<b>Con accise/sovvenzioni</b>							
	Carbone	Olio comb.	GTCC	Biomassa-Rifiuti	Turbine Eoliche	Solare-Fotovol.	Nucleare
Austria	0,036	0,054	<b>0,034</b>	0,036	0,048	0,483	0,059
Belgio	0,032	0,05	<b>0,028</b>	0,037	0,048	0,483	0,04
Danimarca	0,037	0,098	0,041	0,039	<b>0,034</b>	0,644	0,059
Finlandia	0,032	0,056	<b>0,026</b>	0,039	0,048	0,644	0,038
Francia	<b>0,032</b>	0,056	<b>0,032</b>	0,04	0,04	0,386	<b>0,033</b>
Germania	<b>0,032</b>	0,055	0,038	0,043	0,045	0,483	0,051
Grecia	<b>0,035</b>	0,056	<b>0,035</b>	0,04	0,048	0,386	0,046
Irlanda	<b>0,032</b>	0,05	<b>0,032</b>	0,045	0,048	0,644	0,047
Italia	<b>0,032</b>	0,049	0,038	0,04	0,048	0,386	0,05
Paesi Bassi	0,036	0,054	<b>0,027</b>	0,04	0,044	0,483	0,051
Portogallo	<b>0,032</b>	0,049	0,034	0,043	0,048	0,386	0,059
Spagna	0,036	0,053	<b>0,035</b>	0,043	0,047	0,386	0,047
Svezia	0,036	0,087	<b>0,033</b>	<b>0,033</b>	0,048	0,644	0,047
Regno Unito	0,032	0,055	<b>0,026</b>	0,038	0,044	0,483	0,043

<b>Senza accise/sovvenzioni</b>							
	Carbone	Olio Comb.	GTCC	Biomassa-Rifiuti	Turbine Eoliche	Solare-Fotovol.	Nucleare
Austria	0,036	0,049	<b>0,034</b>	0,036	0,072	0,64	0,059
Belgio	0,032	0,049	<b>0,028</b>	0,037	0,072	0,64	0,04
Danimarca	0,036	0,049	<b>0,029</b>	0,039	0,067	0,853	0,059
Finlandia	0,032	0,049	<b>0,026</b>	0,039	0,072	0,853	0,038
Francia	<b>0,032</b>	0,049	<b>0,032</b>	0,04	0,072	0,512	0,034
Germania	<b>0,032</b>	0,049	0,035	0,043	0,068	0,64	0,051
Grecia	<b>0,035</b>	0,048	<b>0,035</b>	0,04	0,072	0,512	0,046
Irlanda	<b>0,032</b>	0,049	<b>0,032</b>	0,045	0,072	0,853	0,047
Italia	<b>0,032</b>	0,049	0,034	0,04	0,072	0,512	0,05
Paesi Bassi	0,036	0,05	<b>0,026</b>	0,04	0,072	0,64	0,051
Portogallo	<b>0,032</b>	0,049	0,034	0,043	0,072	0,512	0,059
Spagna	0,036	0,051	<b>0,035</b>	0,043	0,071	0,512	0,047
Svezia	0,036	0,052	<b>0,033</b>	0,034	0,072	0,853	0,047
Regno Unito	0,032	0,049	<b>0,026</b>	0,038	0,072	0,64	0,043

*Tabella dei costi di produzione in €/kWh delle tecnologie di generazione di elettricità per 7000 ore di funzionamento.*

Le tabelle illustrano i costi di produzione delle diverse tecnologie di generazione di energia funzionanti a 7000 ore, con e senza accise/sovvenzioni, le cifre in grassetto indicano per ogni nazione, la soluzione a costo minore.

A questo livello di utilizzo, sembra che ad eccezione della Danimarca, le soluzioni più economiche siano le tecnologie di turbine a gas a ciclo combinato e di centrale a vapore, quest'ultima alimentata con carbone importato.

Gli impianti a carbone, rispetto ai cicli combinati, sembrano nettamente più vantaggiosi in Germania e in Italia mentre in Belgio, nei Paesi Bassi, in Finlandia e nel Regno Unito, la tecnologia delle turbine a gas sembra avere un vantaggio competitivo più marcato.

Queste differenze di costo al kWh per lo stesso impianto combinato, tra una nazione e l'altra, sono dovute quasi esclusivamente al divario di prezzo del gas naturale nei vari paesi, in Italia circa 265 lire/Nmc contro le 240 – 250 lire/Nmc del Regno Unito.

Anche per un tasso di utilizzo molto elevato, la tecnologia dei reattori nucleari ad acqua pressurizzata (Pressurised – Water – Reactor) PWR, non è una soluzione competitiva in quasi tutti i paesi dell'U.E., a causa degli elevati costi di capitale.

L'unica eccezione è la Francia dove la razionalizzazione delle procedure di autorizzazione e di costruzione, l'esistenza di un'adeguata infrastruttura e l'esperienza pratica hanno portato a tempi di costruzione e quindi costi nettamente inferiori a qualsiasi altro paese dell'U.E.

Tuttavia anche in Francia, i reattori PWR rimangono un'opzione concorrenziale soltanto per carichi molto elevati, più di un giga Watt.

In Danimarca l'energia eolica è un'opzione indubbiamente interessante a causa dei costi ridotti e di un congruo supporto politico, ma in tutti gli altri paesi dell'U.E. non è certo la soluzione più economica.

Sopprimendo le accise e le sovvenzioni, la classificazione delle opzioni non cambia in modo significativo.

<b>Con accise/sovvenzioni</b>					
	Carbone	Olio comb.	GTCC	Biomassa-Rifiuti	Nucleare
Austria	0,046	0,061	<b>0,039</b>	0,045	0,08
Belgio	0,039	0,056	<b>0,032</b>	0,046	0,043
Danimarca	<b>0,045</b>	0,104	<b>0,045</b>	0,048	0,08
Finlandia	0,039	0,045	<b>0,03</b>	0,048	0,05
Francia	0,039	0,063	<b>0,036</b>	0,049	0,045
Germania	<b>0,039</b>	0,061	0,043	0,052	0,068
Grecia	0,042	0,062	<b>0,039</b>	0,049	0,062
Irlanda	0,039	0,057	<b>0,036</b>	0,054	0,063
Italia	<b>0,039</b>	0,055	0,043	0,049	0,067
Paesi Bassi	0,043	0,061	<b>0,031</b>	0,049	0,069
Portogallo	<b>0,039</b>	0,055	<b>0,039</b>	0,052	0,08
Spagna	0,043	0,06	<b>0,039</b>	0,052	0,063
Svezia	0,043	0,094	<b>0,038</b>	0,041	0,063
Regno Unito	0,04	0,062	<b>0,03</b>	0,048	0,057

<b>Senza accise/sovvenzioni</b>					
	Carbone	Olio comb.	GTCC	Biomassa-Rifiuti	Nucleare
Austria	0,043	0,055	<b>0,039</b>	0,045	0,08
Belgio	0,039	0,055	<b>0,032</b>	0,046	0,053
Danimarca	0,043	0,055	<b>0,034</b>	0,048	0,08
Finlandia	0,039	0,055	<b>0,03</b>	0,048	0,05
Francia	0,039	0,055	<b>0,036</b>	0,049	0,045
Germania	<b>0,039</b>	0,055	<b>0,039</b>	0,052	0,068
Grecia	0,042	0,055	<b>0,039</b>	0,049	0,062
Irlanda	0,039	0,055	<b>0,036</b>	0,054	0,063
Italia	<b>0,039</b>	0,055	<b>0,039</b>	0,049	0,067
Paesi Bassi	0,043	0,056	<b>0,03</b>	0,049	0,069
Portogallo	<b>0,039</b>	0,055	<b>0,039</b>	0,052	0,08
Spagna	0,043	0,058	<b>0,039</b>	0,052	0,063
Svezia	0,043	0,058	<b>0,038</b>	0,041	0,063
Regno Unito	0,04	0,055	<b>0,03</b>	0,048	0,057

Tabella dei costi di produzione in €/kWh delle tecnologie di generazione di elettricità per 5000 ore di funzionamento.

È essenzialmente favorevole alle turbine a gas in quanto il gas naturale è fortemente tassato in alcuni paesi come la Danimarca e in misura minore in Italia e Germania.

In Danimarca la tecnologia GTCC diventa decisamente la più interessante, mentre in Italia, i costi di produzione di questa tecnologia si avvicinano sufficientemente ai costi della tecnologia a vapore alimentata a carbone in modo da poter concludere che nelle regioni lontane dagli impianti portuali specializzati nel trasporto di carbone, sarebbe preferibile la tecnologia GTCC, anche per tali tassi di utilizzo elevati.

In Germania, anche se la soppressione delle sovvenzioni concesse al carbone domestico rende questa opzione più cara, le sovvenzioni comunque non erano già sufficienti a rendere il carbone tedesco interessante per nuovi utenti.

Come risulta da questa seconda tabella, le accise portano a distorsioni di mercato, a livello di scelta tecnologica, soltanto in Danimarca e in Germania, in entrambi i casi a favore del carbone e a detrimento del gas naturale.

Ciò è in gran parte dovuto al fatto che nella maggioranza degli Stati membri dell'UE, le accise applicate ai combustibili usati nella generazione di elettricità sono piuttosto ridotte, ad eccezione dell'olio combustibile che non rappresenta comunque una soluzione competitiva.

La pressione fiscale sui combustibili per la generazione di energia è nell'insieme relativamente moderata data le riluttanze in generale a tassare quello che de facto è un input alla produzione.

L'unica eccezione pesante nella maggior parte dei paesi è la tassazione dell'olio combustibile introdotta in passato come reazione alle crisi petrolifere degli anni 70 e dell'inizio degli anni 80, per accelerare il passaggio alle altre soluzioni da un combustibile considerato insicuro in un settore caratterizzato dalla presenza di numerose alternative.

Questo processo di sostituzione è ora praticamente completato e gli svantaggi delle apparecchiature alimentate con olio combustibile rispetto ai nuovi tipi di impianti oggi disponibili sono tali da rendere questa tecnologia molto poco interessante per le nuove apparecchiature, anche senza tasse sul combustibile.

In questo senso, la tassa è ora irrilevante per le scelte di combustibile e diventa sempre più inutile anche come fonte di entrate fiscali.

In generale la dominanza in termini di competitività della tecnologia GTCC è assai pronunciata praticamente per tutti i paesi dell'UE.

Questa dominanza è ancora più marcata in caso di soppressioni delle tasse delle sovvenzioni.

Le sovvenzioni e gli aiuti concessi alle fonti energetiche rinnovabili, in particolare l'energia eolica, contribuiscono in modo significativo a renderle interessanti.

Tuttavia, a parte poche eccezioni, il costo di queste tecnologie resta elevato e l'entità dell'aiuto non è sufficiente a trasformarle in alternative credibili per un uso più ampio.

Di conseguenza gli attuali livelli delle accise e delle sovvenzioni nella generazione di energia non sembrano avere un impatto significativo sulla competitività dei combustibili e delle tecnologie in questo settore.

## **4.2 GENERAZIONE DI VAPORE DA CALDAIE INDUSTRIALI E DA IMPIANTI DI COGENERAZIONE**

L'analisi ha esaminato tre diversi tipi di caldaie industriali, ossia caldaie alimentate con carbone, olio combustibile e gas naturale.

Sono anche stati esaminati tre tipi di impianti di cogenerazione, ossia un impianto a carbone, un impianto a olio combustibile e un impianto con turbina a gas a ciclo combinato, GTCC.

Gli impianti di cogenerazione, GTCC, possono raggiungere rendimenti termici globali molto elevati per la produzione di elettricità e con l'iniezione di combustibile supplementare nella caldaia di recupero del calore, è possibile produrre vapore a temperature molto elevate per le applicazioni industriali.

Per calcolare i costi degli impianti di cogenerazione, è stato calcolato il costo totale di produzione di calore e di elettricità e poi è stato dedotto il valore dell'elettricità prodotta.

Per calcolare questo valore è stato preso come riferimento il costo minimo per kWh indicato nelle tabelle precedenti.

I costi di produzione delle diverse tecnologie di generazione di vapore, sono stati calcolati per due diversi livelli di funzionamento degli impianti, 7000 e 5000 ore, corrispondenti rispettivamente ad una domanda di vapore industriale molto elevata ed un'altra normale.

Tabella dei costi di produzione in €/kWh della generazione di vapore nelle caldaie industriali e negli impianti di cogenerazione per 7000 ore di funzionamento con e senza accise/sovvenzioni.

Le cifre in grassetto indicano per ogni nazione, la soluzione a costo minore.

Con accise/sovvenzioni						
	Impianti di cogenerazione			Caldaiie industriali		
	Carbone	Olio comb.	GTCC	Carbone	Olio comb.	Gas naturale
Austria	0,008	0,031	<b>0,006</b>	0,018	0,024	0,017
Belgio	0,009	0,032	<b>0,005</b>	0,018	0,022	0,014
Danimarca	<b>0,009</b>	0,085	0,014	0,019	0,047	0,022
Finlandia	0,011	0,041	<b>0,003</b>	0,022	0,026	0,014
Francia	<b>0,005</b>	0,036	<b>0,005</b>	0,024	0,026	0,016
Germania	<b>0,005</b>	0,034	0,014	0,037	0,023	0,019
Grecia	0,006	0,032	<b>0,005</b>	0,02	0,026	0,019
Irlanda	<b>0,005</b>	0,029	0,007	0,019	0,022	0,02
Italia	<b>0,005</b>	0,026	0,014	0,016	0,027	0,019
Paesi Bassi	0,015	0,038	<b>0,004</b>	0,018	0,025	0,015
Portogallo	<b>0,005</b>	0,026	0,008	0,018	0,026	0,017
Spagna	0,007	0,029	<b>0,006</b>	0,019	0,024	0,016
Svezia	0,009	0,072	<b>0,005</b>	0,018	0,041	0,017
Regno Unito	0,012	0,041	<b>0,003</b>	0,019	0,027	0,014
Senza accise/sovvenzioni						
	Impianti di cogenerazione			Caldaiie industriali		
	Carbone	Olio comb.	GTCC	Carbone	Olio comb.	Gas naturale
Austria	0,008	0,024	<b>0,006</b>	0,018	0,021	0,017
Belgio	0,009	0,03	<b>0,005</b>	0,018	0,021	0,014
Danimarca	0,013	0,029	<b>0,004</b>	0,015	0,021	0,015
Finlandia	0,011	0,041	<b>0,003</b>	0,015	0,021	0,012
Francia	<b>0,005</b>	0,026	<b>0,005</b>	0,024	0,022	0,016
Germania	<b>0,005</b>	0,026	0,009	0,037	0,021	0,017
Grecia	0,006	0,023	<b>0,005</b>	0,019	0,023	0,018
Irlanda	<b>0,005</b>	0,026	0,007	0,019	0,021	0,02
Italia	<b>0,005</b>	0,026	0,008	0,016	0,022	0,018
Paesi Bassi	0,016	0,033	<b>0,003</b>	0,018	0,022	0,014
Portogallo	<b>0,005</b>	0,026	0,008	0,018	0,024	0,017
Spagna	0,007	0,029	<b>0,006</b>	0,018	0,023	0,016
Svezia	0,009	0,028	<b>0,005</b>	0,018	0,023	0,017
Regno Unito	0,012	0,032	<b>0,003</b>	0,019	0,023	0,014

Tabella dei costi di produzione in €/kWh della generazione di vapore nelle caldaie industriali e negli impianti di cogenerazione per 5000 ore di funzionamento con e senza accise/sovvenzioni.

Le cifre in grassetto indicano per ogni nazione, la soluzione a costo minore.

Con accise/sovvenzioni						
	Impianti di cogenerazione			Caldaie industriali		
	Carbone	Olio comb.	GTCC	Carbone	Olio comb.	Gas naturale
Austria	0,012	0,034	<b>0,006</b>	0,021	0,026	0,017
Belgio	0,013	0,034	<b>0,005</b>	0,02	0,023	0,014
Danimarca	<b>0,007</b>	0,081	0,008	0,018	0,048	0,022
Finlandia	0,015	0,044	<b>0,004</b>	0,024	0,028	0,014
Francia	0,008	0,038	<b>0,005</b>	0,027	0,027	0,017
Germania	<b>0,006</b>	0,034	0,011	0,039	0,024	0,02
Grecia	0,01	0,035	<b>0,006</b>	0,023	0,027	0,02
Irlanda	0,009	0,032	<b>0,008</b>	0,021	0,024	0,021
Italia	<b>0,006</b>	0,026	0,011	0,019	0,029	0,02
Paesi Bassi	0,019	0,041	<b>0,004</b>	0,02	0,026	0,016
Portogallo	<b>0,006</b>	0,026	<b>0,006</b>	0,02	0,028	0,017
Spagna	0,011	0,032	<b>0,006</b>	0,021	0,025	0,017
Svezia	0,013	0,075	<b>0,006</b>	0,02	0,043	0,017
Regno Unito	0,016	0,043	<b>0,004</b>	0,022	0,028	0,014
Senza accise/sovvenzioni						
	Impianti di cogenerazione			Caldaie industriali		
	Carbone	Olio comb.	GTCC	Carbone	Olio comb.	Gas naturale
Austria	0,012	0,026	<b>0,006</b>	0,021	0,023	0,017
Belgio	0,013	0,033	<b>0,005</b>	0,02	0,023	0,014
Danimarca	0,016	0,031	<b>0,005</b>	0,018	0,023	0,015
Finlandia	0,015	0,035	<b>0,004</b>	0,018	0,023	0,012
Francia	0,009	0,029	<b>0,005</b>	0,027	0,023	0,017
Germania	<b>0,006</b>	0,026	<b>0,006</b>	0,039	0,023	0,017
Grecia	0,01	0,026	<b>0,006</b>	0,022	0,024	0,019
Irlanda	0,009	0,029	0,008	0,021	0,023	0,021
Italia	<b>0,006</b>	0,026	<b>0,006</b>	0,019	0,023	0,018
Paesi Bassi	0,02	0,036	<b>0,004</b>	0,02	0,023	0,015
Portogallo	<b>0,006</b>	0,026	0,006	0,02	0,025	0,017
Spagna	0,011	0,029	<b>0,006</b>	0,02	0,024	0,017
Svezia	0,013	0,031	<b>0,006</b>	0,02	0,024	0,017

L'elemento che colpisce di più in queste tabelle è che la cogenerazione, in una forma o nell'altra, sembra essere efficiente sotto il profilo dei costi rispetto alle caldaie che producono unicamente vapore in tutti i paesi, per tutti e due i tassi di utilizzo e a prescindere dall'inclusione o meno delle accise.

Ciò è dovuto chiaramente al rendimento globale molto elevato dei sistemi di cogenerazione e ai loro costi molto competitivi.

Questo vantaggio spesso enorme, non implica però che la cogenerazione sia attualmente in grado di accaparrarsi l'intero mercato delle nuove apparecchiature di produzione di vapore.

**Molto dipende dall'introduzione o meno di un regime istituzionale e di regolamentazione per facilitare la vendita di elettricità in eccedenza alla rete.**

Gli impianti di cogenerazione sono inoltre caratterizzati da considerazioni economiche di scala che possono frenarne l'applicazione nel caso di requisiti di vapore ridotti.

Tra gli impianti di cogenerazione presenti nelle tabelle, la soluzione di impianto combinato, GTCC, a gas naturale sembra essere la più redditizia nella maggioranza dei casi e il suo interesse economico aumenta con la soppressione delle accise e la diminuzione dei tassi di utilizzo.

Ciò è dovuto ai livelli dei costi di investimento molto meno elevati nel caso degli impianti di cogenerazione GTCC rispetto all'alternativa a carbone.

Per tassi di utilizzo più elevati, la tecnologia a carbone sembra avere qualche vantaggio in alcuni paesi come la Danimarca, la Germania, l'Italia e il Portogallo, dove il gas naturale è costoso, spesso a causa della tassazione.

Questi vantaggi persistono in alcuni paesi come la Germania e l'Italia, per tassi di utilizzo di 5000 ore, malgrado in questo caso essi scompaiono con la soppressione delle accise.

In alcuni paesi la tecnologia di cogenerazione a carbone sembra più vantaggiosa, ma bisogna considerare che gli impianti devono trovarsi in zone di facile accesso alle installazioni portuali per il carbone di importazione ed essere situate ad una distanza considerevole dalle zone abitate per motivi di qualità dell'aria.

In generale le accise e le sovvenzioni sembrano esistenti nel settore della produzione di vapore industriale, sembrano incoraggiare leggermente l'uso del carbone nei casi di utilizzo molto elevati.

Sembra appunto che queste strutture di imposizione siano state concepite per produrre proprio questo risultato in uno sforzo di diversificare l'approvvigionamento dell'industria per aumentare la sicurezza energetica.

Tuttavia la comparsa di tecnologie a gas che richiedono bassi costi di investimento, specialmente la cogenerazione GTCC, che offre rendimenti termici molto elevati ha neutralizzato in grande misura la discriminazione menzionata.

Di conseguenza le misure fiscali sembrano influenzare poco le scelte in questo settore, ad eccezione di alcuni segmenti molto circoscritti.

## 5. CONCLUSIONI

Le considerazioni tecniche fatte, insieme ai risultati economici ottenuti, sembrano portare ad indiscussi vantaggi appannaggio degli impianti di cogenerazione, purtroppo va aggiunto che, questa necessità sempre più spinta di parlare di “risparmio energetico” non nasce da considerazioni nobili di non sprecare risorse naturali o da valutazioni di impatto ambientale, ma nasce da quando l’olio combustibile costa 300 £/kg circa, il metano 265 £/Nmc e l’Enel fa pagare l’energia elettrica ai consumatori circa 130 £/kWh.

In conclusione, mi permetterei di aggiungere che non sono solo le possibilità tecniche ed impiantistiche che possono contribuire al risparmio energetico, ma soprattutto una precisa coscienza e cultura del risparmio stesso e dell’ottimizzazione delle risorse naturali che non devono e non possono essere considerate una fonte inesauribile ed infinita.

## 6. RINGRAZIAMENTI

Desidero ringraziare pubblicamente il Gruppo Marchi che si colloca attualmente in Italia al secondo posto nel settore delle carte patinate e naturali per editoria e stampa.

Quattro sono le cartiere; Valchiampo, Sarego, Toscolano e dal 1998 anche la cartiera di Villorba, sede del mio stage.

Un particolare ringraziamento rivolgo al sig. Paolo Simonato, responsabile del personale della cartiera di Villorba, per la chiarezza e la disponibilità dimostrata durante l'intero periodo di stage.

Con sincera stima ringrazio il sig. Patrizio Cardelli, responsabile della linea ottava della cartiera di Villorba, per l'incoraggiamento e i consigli ricevuti, chiaramente ringrazio e saluto i ragazzi della foresteria, Paolo, ingegnere dell'ufficio tecnico, Massimiliano, ingegnere responsabile della linea settima e Franco, assistente di produzione, per la cordialità e l'ospitalità mostrata.

Infine colgo l'occasione per ringraziare tutto il personale del laboratorio per la piena disponibilità e per tutte le spiegazioni e i chiarimenti ricevuti.

A tutti auguro una serena e brillante carriera.

Parimenti un affettuoso ringraziamento rivolgo all'Istituto Salesiano "San Zeno" di Verona, per la possibilità di partecipare al 10° corso di tecnologia per tecnici cartari, esperienza qualificante e di grande impegno.

Un sentito ringraziamento rivolgo al sig. Paolo Cottino, preside del corso di tecnologia cartaria, figura di riferimento, sempre disponibile e attento osservatore.

Infine saluto e ringrazio affettuosamente il sig. Paolo Zaninelli, responsabile didattico del corso di tecnologia per tecnici cartari, accurato organizzatore, figura dinamica, comunicativa, sempre vicino e partecipe ai problemi della classe.

A tutti auguro un sereno e proficuo avvenire.

# BIBLIOGRAFIA

- **Appunti del corso di tecnologia per tecnici cartari**
- **Macchine** – Renato della Volpe
- **La cogenerazione di vapore ed energia elettrica in cartiera** – ing. R. Fabbri
- **Dati fondamentali sull'energia nell'Unione Europea, Atene 2002** – P. Capros, L. Mantzos, V. Panos, N. Kouvaritakis e Vouyoukas
- **Libro sull'energia**