

ETDE-IT--93-122.

Sessione 2

Napoli, 25-26-27
novembre 1992

UTILIZZAZIONI INDUSTRIALI
E TRAZIONE

9300

0597

(CONF-9211224--9).

IT93Z0597

4° CONVEGNO ATIG

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED
FURBER SALES PROMOTED

**Cogenerazione:
analisi dei
parametri
significativi per
l'elaborazione degli
studi di fattibilità**

S. Coslovi, A. Zulian
SNAM

4° CONVEGNO ATIG
Napoli 25-26-27 novembre 1992

COGENERAZIONE: ANALISI DEI PARAMETRI SIGNIFICATIVI
PER L'ELABORAZIONE DEGLI STUDI DI FATTIBILITA'

(Sessione 2 / Relazione 13)

MASTER

COSLOVI SILVIO
ZULIAN ANDREA

SNAM Assistenza Tecnica Area Nord-Orientale
PADOVA

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED
FOREIGN SALES PROHIBITED RB

Sessione 2
Relazione 13

INDICE

	INDICE.....	pag.	1
	SINTESI.....	pag.	2
1	OBIETTIVO DI UNO STUDIO.....	pag.	3
2	METODOLOGIA.....	pag.	3
3	ELEMENTI SIGNIFICATIVI.....	pag.	4
3.0	Premessa.....	pag.	4
3.1	Costi energetici.....	pag.	5
3.1.1	Fornitura energia elettrica.....	pag.	5
3.1.2	Fornitura combustibile.....	pag.	6
3.2	Prestazioni delle macchine.....	pag.	7
3.3	Orari di esercizio.....	pag.	9
3.4	Imposte.....	pag.	10
3.5	Manutenzioni.....	pag.	11
3.6	Contributi.....	pag.	11
3.6.1	Contributi sull'investimento....	pag.	11
3.6.2	Contributi sull'esercizio..	pag.	11
4	CONCLUSIONI.....	pag.	13
	Fig. 1 e 2	pag.	14
	Fig. 3 e 4	pag.	15
	Fig. 5 e 6	pag.	16
	Fig. 7a	pag.	17
	Fig. 7b	pag.	18
	Fig. 8 e 9	pag.	19

SINTESI

Partendo da una introduzione su quelli che sono gli obbiettivi e lo scopo di uno studio di fattibilità tecnico-economica per un impianto di cogenerazione e da una breve indicazione della metodologia da applicare per lo sviluppo dello stesso, la memoria esamina gli elementi significativi che normalmente si assumono per la elaborazione quali:

- costo dell'energia elettrica e dei combustibili prima e dopo la realizzazione;
- prestazioni delle macchine;
- orari previsti per l'esercizio dell'impianto;
- imposte sull'energia elettrica e combustibili;
- costi di manutenzione;
- contributi e agevolazioni varie.

Attraverso l'esame di numerosi studi effettuati per i vari settori industriali, abbiamo potuto constatare che assumere valori approssimati o trascurarne altri, può alterare sensibilmente il beneficio annuo che è l'elemento determinante per la decisione finale.

La memoria analizza appunto l'incidenza di detti parametri, fino a individuare percentualmente le deviazioni possibili che più frequentemente si riscontrano su studi elaborati in modo generico o superficiale e ad indicare modalità e semplificazioni da evitare.

1. OBIETTIVO DI UNO STUDIO

La cogenerazione è in primo luogo un intervento di risparmio energetico, perciò mirato al contenimento dei costi di esercizio aziendali. Non sempre però sono presenti le condizioni per poterlo realizzare, per cui va verificata innanzitutto la fattibilità tecnica e quindi la convenienza economica attraverso i seguenti parametri:

- ritorno dell'investimento (PAY-BACK);
- tasso interno di redditività (T.I.R.);
- valore attuale netto (V.A.N.);
- ecc....

Si elabora in sostanza il cosiddetto "studio di fattibilità tecnico-economica", strumento indispensabile per colui che deve prendere la decisione finale all'interno dell'Azienda, soprattutto quando si tratta di investimenti di una certa consistenza, come nel caso della cogenerazione.

2. METODOLOGIA

In base alla nostra esperienza, affinché uno studio di fattibilità per un impianto di cogenerazione porti a risultati credibili deve essere eseguito seguendo la procedura sottoindicata.

In prima battuta è opportuno eseguire un accurato esame della situazione impiantistica esistente o di progetto, se trattasi di nuovo complesso, ricercando gli elementi indispensabili quali:

- i fluidi termovettori, le loro caratteristiche, e gli usi;
- tipologia e prestazioni del sistema di produzione calore;
- condizioni operative come le ore di funzionamento, il numero di avviamenti, ecc.

La seconda fase, di particolare importanza, riguarda l'esame dei consumi di calore, divisi per livello termico, il loro andamento e l'assorbimento di energia elettrica nell'arco del giorno e della settimana.

In particolare i consumi di calore vanno verificati con controlli incrociati, tramite bilanci energetici, ore di funzionamento, consuntivi, ecc.

Una analisi superficiale, come si vedrà più avanti, può risultare fortemente penalizzante, fino a vanificare l'intervento.

Sessione 2
Relazione 13

Si passa quindi a valutare i costi annui di esercizio, relativi al combustibile interessato alla produzione del calore e all'energia elettrica acquistata (sono infatti i due parametri principali che si modificano con l'inserimento della cogenerazione).

La quarta fase consiste nella scelta della tipologia impiantistica e nella individuazione dell'investimento.

Infine, si valutano i costi annui di esercizio nella situazione con l'impianto di cogenerazione operante,tenendo debitamente conto di quelli aggiuntivi, quali il servizio di soccorso ENEL, le manutenzioni ecc, per confrontarli con quelli senza cogenerazione e ricavare così il beneficio annuo.

3. ELEMENTI SIGNIFICATIVI

3.0 Premessa

La presente memoria analizza l'influenza sul beneficio annuo degli elementi che concorrono a determinare la redditività dell'investimento per un impianto di cogenerazione.

Per fare ciò abbiamo provato ad alterare o a trascurare, in studi elaborati fino ad ora per conto dei nostri clienti, vari parametri significativi quali:

- prezzi energetici;
- prestazioni macchine;
- orari di esercizio;
- imposte;
- manutenzioni;
- agevolazioni varie,

e confrontare i risultati con quelli ottenuti a suo tempo.

Le alterazioni non sono state fatte a caso, nel senso che ci siamo riferiti a studi che presentavano risultati molto diversi dai nostri, nonostante fossero riferiti alle medesime situazioni impiantistiche.

3.1 Costi Energetici

Nell'ultimo decennio, le strutture tariffarie soprattutto dell'energia elettrica e del gas naturale hanno subito sostanziali e continue modificazioni.

Ne sono conseguite perciò strutture tariffarie piuttosto complesse, con parecchi parametri variabili, che rendono non semplice la scelta del contratto ottimale e l'individuazione dei costi precisi, in presenza di un sistema cogenerativo.

Infatti l'inserimento di un impianto di cogenerazione in uno stabilimento avente già un suo assetto energetico (ad esempio acquisto energia elettrica dalla rete pubblica e produzione calore con sistemi tradizionali), comporta sempre un impatto contrattuale con notevoli variazioni rispetto alla situazione esistente.

L'individuazione precisa dei costi energetici, è più precisamente dei vari parametri componenti quest'ultimi, è sempre di difficile valutazione se non si ha un'approfondita conoscenza della contrattualistica vigente.

3.1.1 Fornitura Energia elettrica

Tenendo conto dell'impatto dell'autoproduzione sul fabbisogno elettrico, è essenziale per un'analisi precisa dei costi elettrici, valutare il contratto prima e dopo in tutte le sue singole voci (impegno, prezzo base, sovrapprezzo termico e imposte).

Analizzandole separatamente si può notare che la loro incidenza sul costo del "kWh", cambia in funzione della quota di autoproduzione e della strategia di funzionamento, in modo del tutto indipendente e variabile da caso a caso.

Infatti si possono avere parametri come l'impegno contrattuale ed il sovrapprezzo termico che incidono in modo diverso tra una situazione e l'altra.

Non bisogna dimenticare infine i costi relativi ai vari servizi Enel richiesti e necessari per la cogenerazione come il servizio di soccorso e di parallelo.

Viste le molteplici variabili in gioco nei sistemi tariffari, si può facilmente dedurre come una valutazione economica tra una soluzione impiantistica con cogenerazione ed una senza, sviluppata considerando prezzi medi dell'energia elettrica, sia di scarsa credibilità.

Infatti, la scelta di prezzi medi dell'energia elettrica utilizzati come spesso accade sia per la

Sessione 2
Relazione 13

soluzione senza cogenerazione che con cogenerazione, può portare a valori di benefici annui e validità economiche ben lontani dalla realtà.

A tal proposito, per evidenziare la differenza tra una valutazione precisa dei costi energetici ed una riferita a prezzi medi, è stata eseguita un'analisi parallela su tre impianti di cogenerazione di diverso settore produttivo quali:

- | | |
|----------------------|--|
| - industria tessile | produzione vapore |
| - industria ceramica | produzione aria di essiccamento a ca. 500 °C |
| - industria laterizi | produzione aria di essiccamento a ca. 90 °C |

In figura 1, fissato 100 il beneficio annuo ricavato con analisi precisa del contratto elettrico, è riportata per le tre aziende tipo da noi analizzate, la variazione del beneficio stesso, considerando prezzi medi dell'energia elettrica. Con i prezzi medi il beneficio annuo sarebbe risultato falsato in eccesso in tutti e tre i casi, con percentuali variabili dal 26 al 65 % .

3.1.2 Fornitura combustibile

Il combustibile è l'altro componente base, assieme all'energia elettrica, che va ad incidere sul beneficio annuo.

Fortunatamente, la determinazione del prezzo e della sua incidenza sul beneficio, risulta più agevole rispetto all'energia elettrica.

Infatti per i costi senza cogenerazione, si possono assumere i prezzi in essere al momento dell'elaborazione dello studio (ricavabili dalle ultime fatture), mentre per quelli con cogenerazione è sufficiente ricordare che:

- il prezzo del combustibile da utilizzare in motori alternativi e/o turbine a gas, sia ricavato dal contratto di fornitura gas naturale di tipo "continuo" e non comporta errore apprezzabile assumere tale prezzo sia prima che dopo, se il contratto in essere è già di tipo "continuo";
- se la fornitura senza cogenerazione, è invece di tipo "interrompibile, considerare un prezzo medio unico, uguale anche per la cogenerazione, comporta errori in eccesso sulla valutazione del beneficio annuo anche del 50 %.

A titolo di esempio, in figura 2, indichiamo la differenza del beneficio annuo al variare del tipo di

Sessione 2
Relazione 13

fornitura considerata per due casi significativi analizzati (tessile, laterizi).

3.2 Prestazioni delle macchine

I dati rilevabili dai cataloghi dei fornitori sono spesso imprecisi, comunque tali da non alterare sensibilmente il beneficio annuo. L'aggiustamento dei parametri può essere però agevolmente eseguito con un bilancio massico e termico.

Va posta particolare attenzione invece alle prestazioni delle macchine ai carichi parziali, soprattutto in presenza di fabbisogni termici dell'utenza, variabili e/o inferiori a quelli recuperabili.

Infatti in esercizio di cogenerazione, il rendimento complessivo dell'impianto diminuisce al decrescere del carico in modo più o meno sensibile, comunque non trascurabile a seconda del tipo di macchina utilizzata.

I diagrammi rappresentati nelle figure 3, 4 e 5 indicano le prestazioni di turbine a gas, motori alternativi e turbine a vapore, al variare del carico di funzionamento.

In figura 6 abbiamo riportato la curva indicativa del rendimento complessivo di un impianto di produzione vapore con turbina a gas e caldaia a recupero semplice, in funzione della percentuale di combustibile introdotto in turbina, che per semplicità possiamo ritenere proporzionale al carico termico richiesto, anche se in realtà è leggermente diverso.

A titolo di esempio riportiamo i risultati ricavati da uno studio per uno stabilimento, caratterizzato da un consumo medio orario di vapore saturo variabile tra le 6,7 tonnellate ora nelle 16 ore del giorno invernale e le 4 nelle 8 ore notturne dell'estate.

Sono state esaminate due soluzioni alternative:

- a) turbina a gas da 3 MW elettrici, che avrebbe funzionato a pieno carico per 16 ore al giorno e a carico parziale nelle ore della notte;
- b) turbina a gas da 1 MW che avrebbe potuto essere esercitata a pieno carico per 24 ore al giorno e per tutto il periodo dell'anno.

Con la prima soluzione si è ottenuto un consumo specifico medio dell'energia elettrica autoprodotta pari a:

Sessione 2
Relazione 13

8.775 kj/kWh (2.096 kcal/kWh)

mentre con la seconda un valore di:

6.700 kj/kWh (1.600 kcal/kWh)

Il consumo specifico è stato ricavato dividendo l'incremento del consumo di combustibile annuo con l'impianto di cogenerazione rispetto a quello senza per l'energia elettrica autoprodotta.

Per la turbina da 3 MW il risultato non si modificava sostanzialmente anche prevedendo un esercizio continuo a pieno carico; nel qual caso si sarebbe dovuto disperdere parte del calore disponibile nei gas di scarico durante i periodi di carico termico ridotto.

La mancata valutazione delle prestazioni al carico parziale, per il caso citato, avrebbe falsato il beneficio annuo di circa il 30 % in eccesso.

Come si evidenzia dalla figura 4, anche per i motori alternativi si nota un incremento del rapporto combustibile introdotto/energia elettrica prodotta a carichi termici ridotti pur se meno accentuato rispetto alla turbina a gas, ma che indica comunque un peggioramento del rendimento complessivo a carichi inferiori a quelli previsti.

Quanto sopra detto ovviamente non vale qualora si preveda di recuperare sempre l'intero calore reso disponibile dalla macchina di cogenerazione, come nel caso degli essiccatoi in genere o degli atomizzatori nel settore piastrelle.

Per la turbina a vapore a contropressione, la curva di prestazione, riportata in figura 5 è riferita al consumo di vapore dell'utenza termica, che equivale sostanzialmente a quello introdotto in turbina.

Si può notare che una riduzione della portata vapore comporta un drastico abbattimento della produzione di energia elettrica, per cui il dimensionamento della macchina va fatto non sul consumo di punta, ma su valori inferiori prossimi al consumo medio orario.

Riteniamo doveroso fare qui una ulteriore considerazione.

L'inserimento di detta macchina su una centrale termica per produzione vapore significa dovere:

- a) adottare caldaie ad alta pressione provviste di surriscaldatori;
- b) rendere più complesso il ciclo termico con inserimento del degasatore, di dessurriscaldatori, di sistemi di regolazione più sofisticati, di

Sessione 2
Relazione 13

- impianto di demineralizzazione totale ecc.;
- c) assicurare il presidio continuo con personale provvisto di patenti specifiche;
 - d) far fronte ad avviamenti più complessi e lunghi.

Tutto ciò comporta investimenti maggiori rispetto ad una centrale termica tradizionale a vapore saturo e costi di esercizio più gravosi che vanno addebitati unicamente alla produzione di energia elettrica della turbina a vapore. Investimenti e costi di cui sopra trovano una giustificazione in stabilimenti con consumi medi di vapore superiori a 15 tonnellate ora.

Ora se proviamo ad ipotizzare per lo stabilimento portato come esempio in precedenza, l'inserimento accanto alla turbina a gas da 3 MW di una turbina a vapore a contropressione, dimensionata su un consumo medio annuo di 10 tonnellate/ora, rispetto a valori di punta di 15, nei periodi di minor carico (6,7 t/h medie diurne e 4 t/h medie notturne) si otterrebbe la concomitanza di:

- un costo dell'energia elettrica autoprodotta dal turbogas scarsamente remunerativo per l'elevato consumo specifico;
- una produzione esigua se non trascurabile di energia elettrica con la turbina a vapore a fronte di maggiori investimenti e costi di esercizio più elevati.

Il risultato finale complessivo non potrebbe che essere insignificante se non addirittura negativo.

La conclusione è che sia non solo opportuno ma perentorio acquisire una conoscenza precisa dei fabbisogni di calore sia per ciò che riguarda la loro entità che l'andamento nell'arco del giorno, della settimana e delle stagioni, per scegliere le macchine più appropriate, tenendo debitamente conto delle prestazioni soprattutto ai carichi parziali, qualora previsti.

3.3 Orari di esercizio

La durata del ciclo produttivo e in particolare l'orario relativo all'assorbimento dei carichi termici ed elettrici, hanno una grossa importanza nella scelta e nella valutazione di un impianto di generazione.

Il regime tariffario elettrico a fasce orarie, porta a pensare che nelle ore in cui l'energia elettrica viene acquistata a prezzi più bassi (ore

Sessione 2
Relazione 13

vuote notturne e festive), non sia remunerativo tenere in funzione l'impianto di cogenerazione.

Da varie simulazioni da noi effettuate su più stabilimenti, è risultato che, laddove sussiste la possibilità di recuperare sempre il calore disponibile dal cogeneratore, il funzionamento continuo per 24 ore al giorno, risulta più conveniente del funzionamento del gruppo nelle sole ore di maggior costo (punta, alto e medio carico).

A conforto di quanto sopra detto, riportiamo nelle figure 7a e 7b per due aziende tipo dei settori tessile e laterizi, la composizione del costo relativo al kWh "autoprodotta" e a quello "acquistato" sia in sole ore vuote che per tutto l'arco del giorno. Si nota che l'autoproduzione è sempre più conveniente dell'acquisto, nonostante nelle ore vuote, non sia stata cautelativamente conteggiata la quota relativa all'impegno.

3.4. Imposte

Nella valutazione economica di un impianto di cogenerazione, le imposte applicate all'energia elettrica ed al gas naturale, giocano un ruolo importante al fine di un confronto preciso dei costi di esercizio.

Infatti è anche sulle imposte relative alle forniture energetiche che vengono riconosciute agevolazioni tariffarie per gli autoproduttori di energia elettrica.

E' importante perciò, nel calcolo dei costi di esercizio senza e con cogenerazione, considerare di volta in volta le esatte aliquote in vigore e le agevolazioni fiscali previste per il tipo di fornitura che si sta analizzando.

Tali agevolazioni fiscali sono:

- per l'energia elettrica, aliquote diversificate tra quella acquistata dalla rete pubblica e quella autoprodotta, con una differenza media di circa 8-9 £/kWh a favore di quest'ultima;
- per il gas naturale utilizzato in cogenerazione, esenzione dal pagamento dell'imposta sul volume consumato nel motore cogenerativo, calcolato tramite il coefficiente di 0,273 mc/kWh autoprodotta, come previsto dal provvedimento CIP 3/88 del 27/1/88.

L'imposta non dovuta sul volume così calcolato,

Sessione 2
Relazione 13

è di 20 £/mc per gli usi industriali, e 258 £/mc per gli usi civili e terziari.

L'incidenza di queste agevolazioni sul risparmio annuo conseguibile è riportato nella figura 8, per i tre settori analizzati; è interessante notare che concorrono alla determinazione del beneficio annuo in percentuale variabile dal 17 al 26 % .

3.5 Manutenzioni

L'installazione di un impianto di cogenerazione, comporta sempre maggiori oneri inerenti le manutenzioni, dovuti sia ai tagliandi e controlli programmati dal fornitore, che agli eventuali pezzi di ricambio e consumi d'olio del gruppo.

L'incidenza delle manutenzioni sul costo del "kWh autoprodotta", può variare dal 10 al 25 %, a seconda che si tratti di un impianto con turbina a gas o con motore alternativo.

In figura 9 è riportata l'incidenza percentuale delle manutenzioni sul beneficio annuo, per i tre tipi di impianti da noi analizzati. Da notare che tali oneri riducono il beneficio annuo per impianti con turbina a gas dal 6 al 9 % e per quelli con motori alternativi dal 18 al 27 %

3.6. Contributi

3.6.1 Contributi sull'investimento

I contributi sull'investimento sono quelli inerenti la Legge 10/91 erogabili in conto capitale dalle Regioni o dal Ministero dell'Industria, con quote variabili dal 25 al 40 % della spesa ammissibile. Per le sole regioni meridionali, tali contributi possono essere cumulabili con altre iniziative a carico del bilancio dello Stato.

Un ulteriore contributo sull'investimento, viene concesso per i prim' tre anni di esercizio dalla SNAM in base agli accordi contrattuali in vigore, nella misura di 3 £ per ogni kWh autoprodotta ed ovviamente solo sugli impianti che utilizzano gas naturale.

Sessione 2
Relazione 13

3.6.2 Contributi sull'esercizio

Con l'obiettivo di promuovere una maggiore diffusione degli impianti di cogenerazione, gli accordi SNAM-CONFINDUSTRIA-CONFAPI, prevedono l'erogazione da parte della SNAM di 3 £ per ogni kWh autoprodotta, per gli impianti con fornitura di tipo "continua" e 9 £ per kWh, per gli impianti alimentati con contratto "interrompibile", per produzione di energia elettrica tramite turbine a vapore.

L'incidenza di queste agevolazioni sul beneficio annuo, si aggira intorno al 5 % .



MICROCOPY RESOLUTION TEST CHART
NATIONAL BUREAU OF STANDARDS
STANDARD REFERENCE MATERIAL 1010a
(ANSI and ISO TEST CHART No. 2)

4 CONCLUSIONI

L'elaborazione di uno studio di fattibilità per un impianto di cogenerazione risulta complesso, in quanto richiede conoscenze sia della contrattualistica relativa alla fornitura di energia elettrica e dei combustibili che delle caratteristiche degli impianti nei quali si propone di applicare il sistema.

Non è facile trovare concomitanza di competenze in merito, per cui accade spesso di imbattersi in studi con risultati poco credibili o con soluzioni impiantistiche estremamente complicate.

La memoria in sintesi ha evidenziato che il risultato di uno studio:

- non può essere affidabile se sono stati assunti prezzi medi uguali dell'energia elettrica e del combustibile nella, situazione senza e con cogenerazione;
- può non essere credibile se non è stata effettuata una analisi puntuale dei consumi di calore e confrontati con le prestazioni delle macchine, soprattutto in presenza di assorbimenti variabili.

E' emerso inoltre che :

- prevedere orari di esercizio limitati alle ore in cui il costo dell'energia elettrica è più elevato non risulta mai conveniente se esiste la possibilità di recuperare il calore del cogeneratore;
- i costi di manutenzione incidono mediamente sul beneficio annuo dal 6 al 9% per impianti con turbine a gas e dal 18 al 27% per impianti con motori alternativi;
- le agevolazioni fiscali in essere concorrono a determinare il beneficio annuo in percentuale variabile dal 17 al 26%.

Fig.1 Confronto percentuale del beneficio annuo ricavato con prezzi medi e prezzi reali dell'energia elettrica su tre impianti campione.

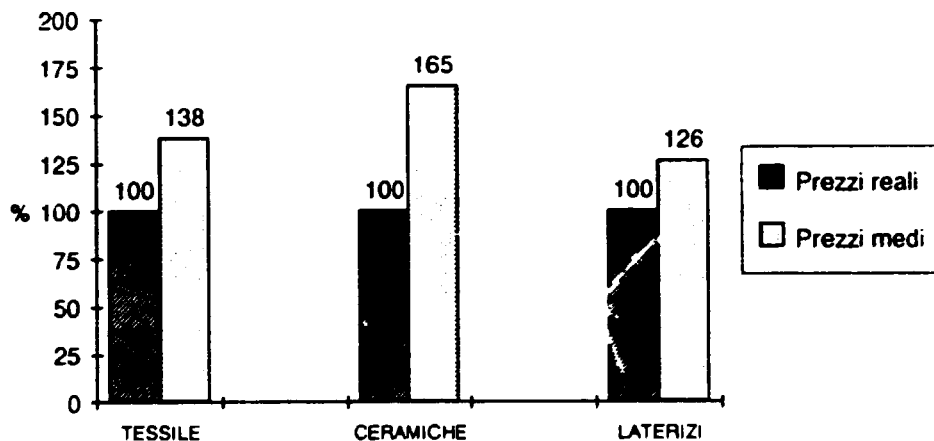


Fig. 2 Confronto percentuale del beneficio annuo , ricavato con prezzo combustibile interrottibile e con prezzo reale su due impianti tipo analizzati.

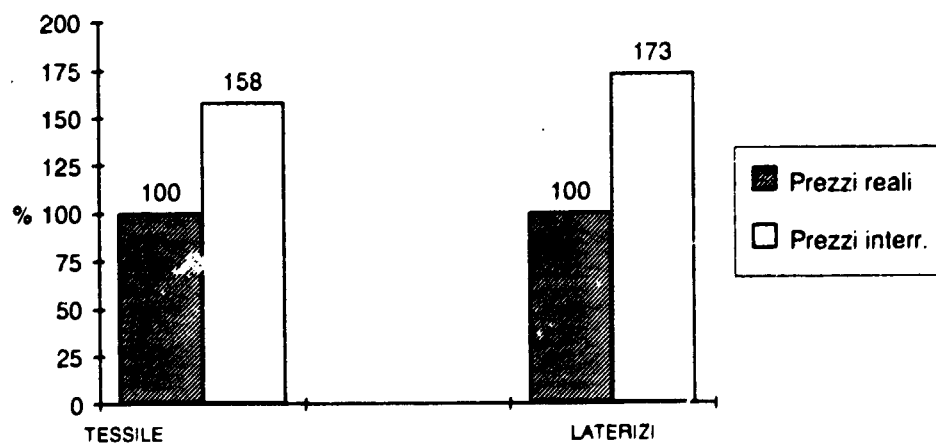


Fig. 3 - Prestazioni turbine a gas

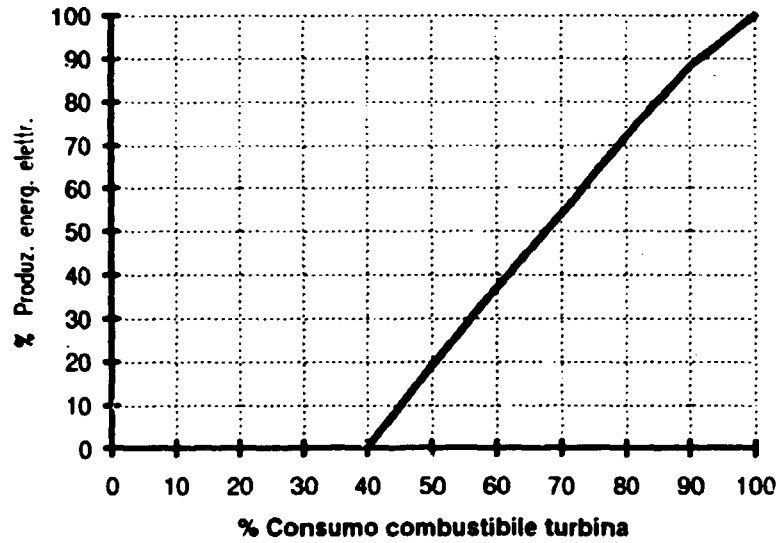
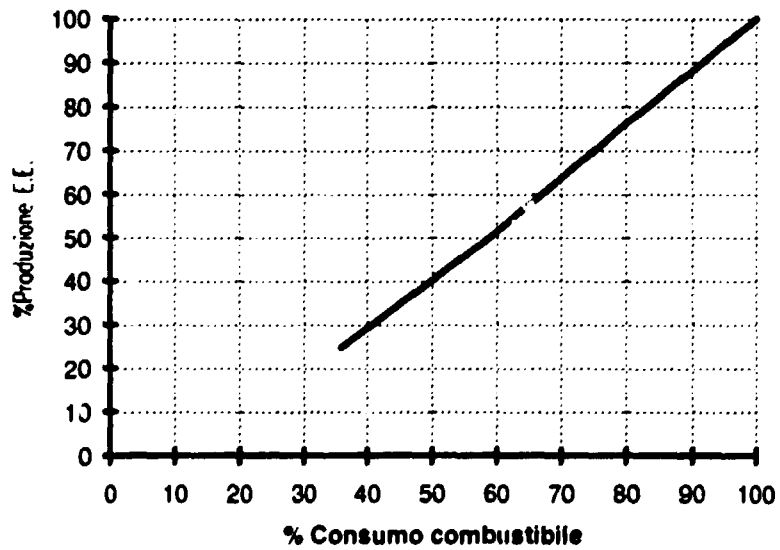
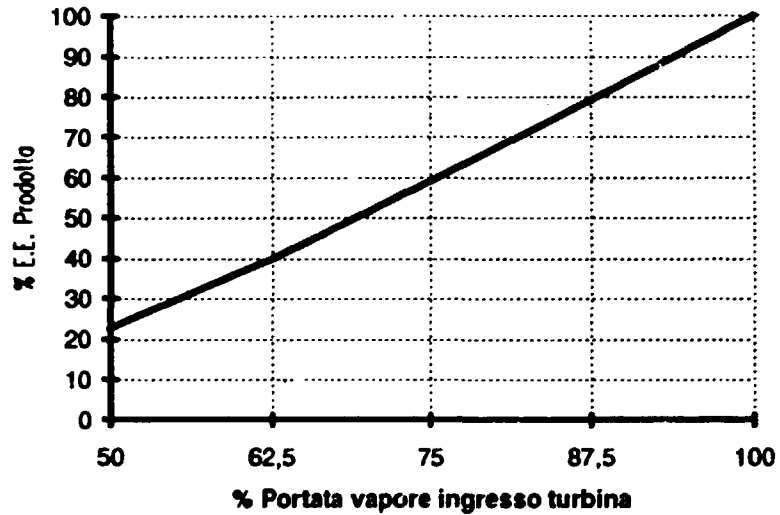


Fig. 4 - Prestazione motori alternativi



**Fig. 5 - Prestazioni turbine a vapore a
contropressione**



**Fig. 6 - Rendimento complessivo impianto
di cogenerazione con turbogas e caldaia a
vapore a recupero semplice**

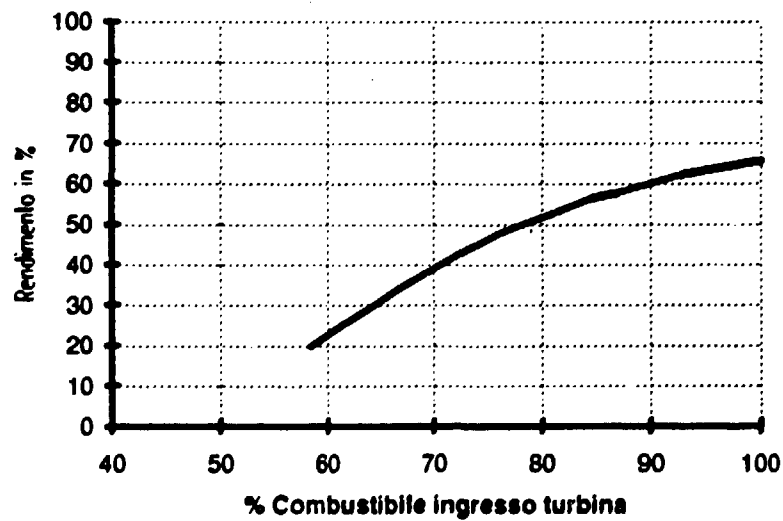
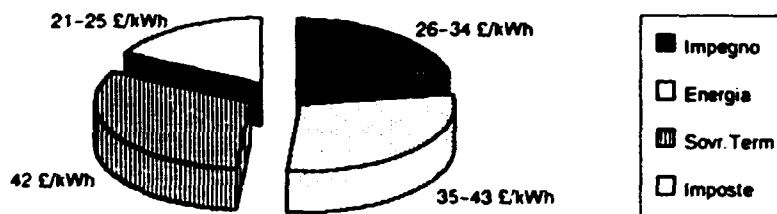
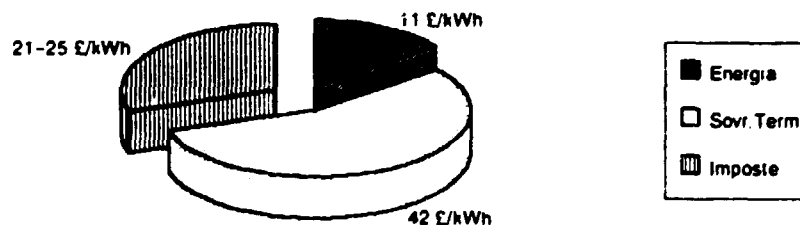


Fig. 7a Confronto costo "kWh autoprodotta" e "kWh acquistata"
AZIENDA TIPO LATERIZI

Costo medio "kWh acquistata" dall'Enel €/kWh 124-144



Costo medio "kWh acquistata in ore vuote" €/kWh 74-78



Costo medio "kWh autoprodotta" €/kWh 39-55

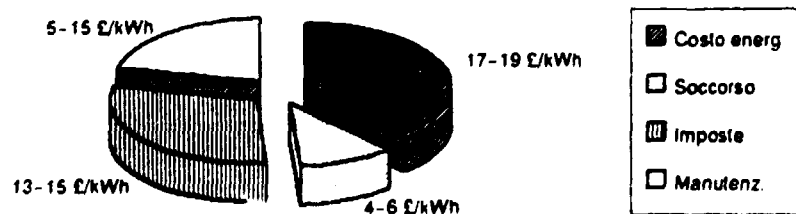
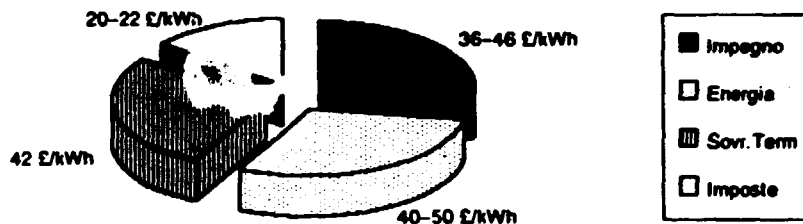
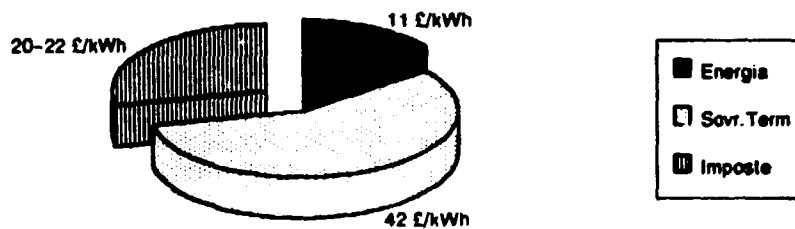


Fig. 7b Confronto costo "kWh autoprodotta" e "kWh acquistata"
AZIENDA TIPO TESSILE

Costo medio "kWh acquistata" dall'Enel $\text{€}/\text{kWh}$ 138-160



Costo medio "kWh acquistata in ore vuote" $\text{€}/\text{kWh}$ 73-75



Costo medio "kWh autoprodotta" $\text{€}/\text{kWh}$ 58-74



Fig. 8 Incidenza sul beneficio annuo delle agevolazioni fiscali (Imposte) previste sull'energia elettrica autop. e sul combustibile

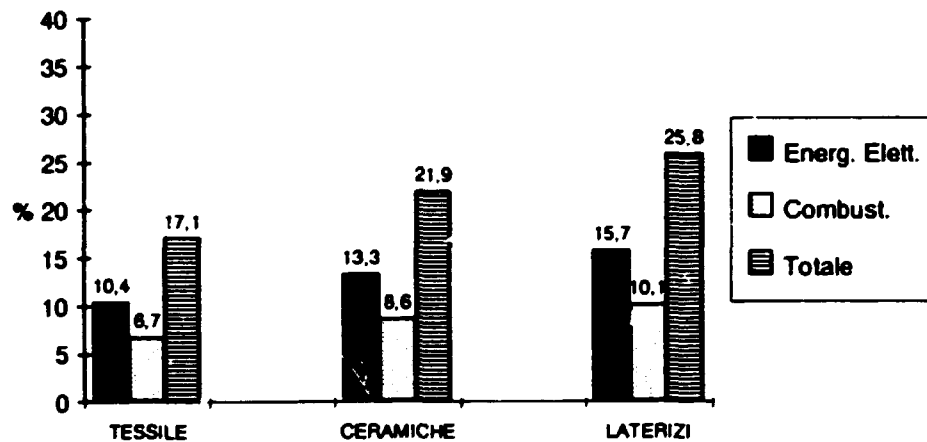
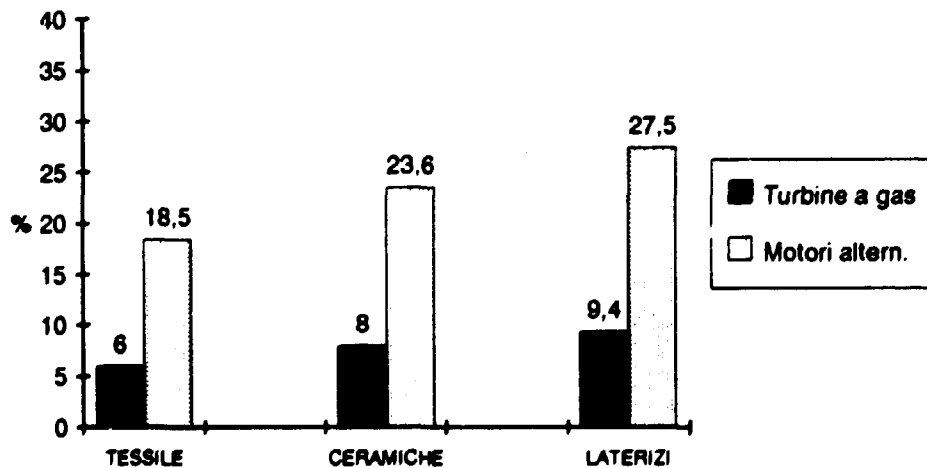


Fig. 9 Incidenza sul beneficio annuo degli oneri aggiuntivi dovuti alle manutenzioni, per i tre tipi di impianti analizzati



ATIG

Associazione Tecnica Italiana del Gas

- promuove la ricerca e la sperimentazione di tutti i mezzi tecnici idonei ad assicurare lo sviluppo delle applicazioni del gas;
- approfondisce e risolve, attraverso il lavoro in comune e la discussione, le problematiche tecniche dell'industria del gas, incoraggiandone lo studio, indicando concorsi ed assegnando premi;
- dà la più ampia diffusione ai lavori nonché ai risultati giudicati utili al settore del gas svolgendo le conseguenti attività necessarie d'informazione;
- intrattiene rapporti con Associazioni consimili italiane e straniere, favorendo lo scambio delle informazioni tecniche in uno spirito di reciproco sostegno e collaborazione;
- mette a disposizione degli Associati un Centro di Documentazione Tecnica;
- concorre all'informazione e alla formazione professionale del personale operante nell'industria del gas;
- collabora con gli Enti preposti alla formulazione della normativa.



via Maritano, 21
20097 S. Donato Milanese (Mi)
Tel. (02) 52022149
Telefax (02) 52035712
Telex 310246 ENI - I