

edizione con CD allegato

XXX CONVEGNO NAZIONALE ANIMP OICE UAMI  
RAPALLO 30/31 OTTOBRE 2003

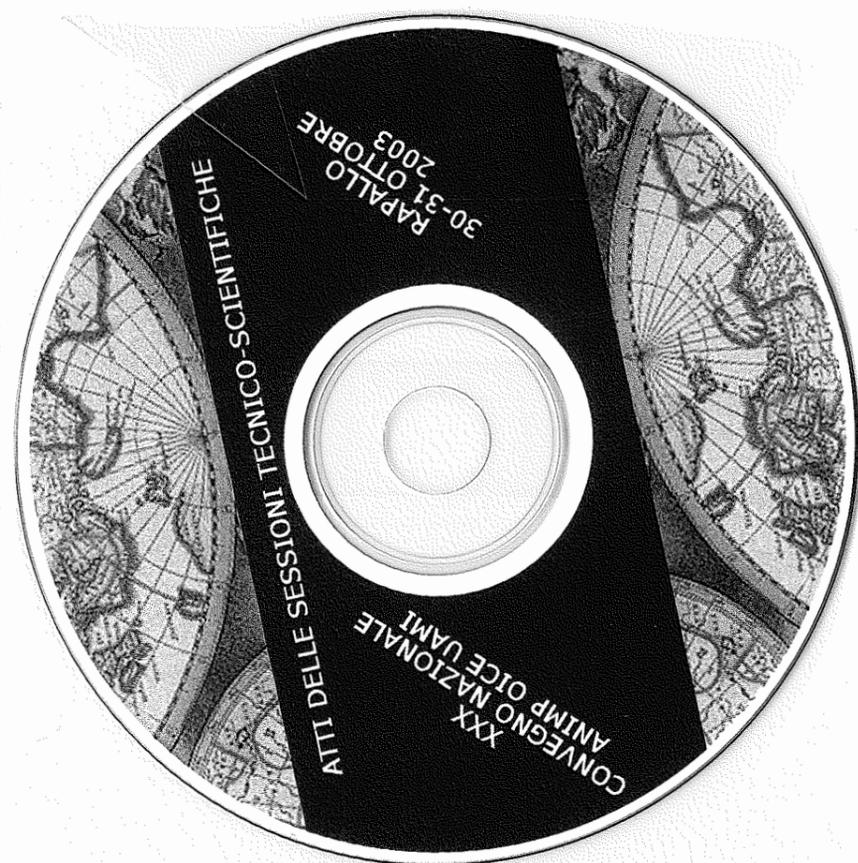
ATTI DELLE SESSIONI TECNICO-SCIENTIFICHE

**ANIMP**  
Associazione Nazionale di Impiantistica Industriale  
Via Scariatti, 26 - 20124 Milano

**OICE**  
Associazione delle organizzazioni di Ingegneria, di architettura  
e di consulenza tecnico-economica  
Via Adda 53 - 00198 Roma

**UAMI**  
Associazione Aziende di Costruzione e Montaggio di Impianti Industriali  
Via Battistotti Sassi 11/B - 20133 Milano





*Il XXX Convegno è realizzato grazie al sostegno e al contributo di:*

ABB PROCESS SOLUTIONS &  
SERVICES

ROSETTI MARINO

ALSTOM POWER ITALIA

SAIPEM

ASIROBICON

SAP

D'AMORE & LUNARDI

SIAD MACCHINE IMPIANTI

DRESSER ITALIA

SICC

E.C.I.S. - CHEMIT - E&C

SICES

EDIPOWER

SNAMPROGETTI

ENELPOWER

SO.L.E.S.

FAGIOLI

STF

FIATENGINEERING

SUDPROGETTI

FLOWSERVE - WORTHINGTON

TECHINT

FOSTER WHEELER ITALIANA

TECHNIP ITALY

GE POWER SYSTEMS OIL & GAS  
NUOVO PIGNONE

TECNIMONT

INTERGRAPH - TOTAL PROJECT  
MANAGEMENT

UAMI

RACCORTUBI

WALTER TOSTO

INDICE DEGLI ABSTRACT

- 1) **Applicazione di politiche manutentive opportunistiche nell'ambito del Global Service** p. 1  
*G. Aiello, A. Barlotta, T. Lupo, A. Passannanti*
- 2) **Un programma per la valutazione degli impatti ambientali nella localizzazione degli impianti industriali** p. 1  
*M. Alberti, F. Marciano, D. Rossi, G. Tomasoni*
- 3) **Valutazione di efficacia di interventi finalizzati al miglioramento di performances qualitative ed ambientali** p. 1  
*S. Apolloni, M.M. Savino*
- 4) **Analisi del rischio incendio all'interno di un hangar per l'individuazione di una sequenza ottimale d'intervento di un impianto di spegnimento automatico** p. 2  
*S. Apolloni, R. Macchiaroli*
- 5) **Il ruolo dei sistemi informativi gestionali nella PMI manifatturiera. Un'indagine empirica** p. 3  
*S. Baccanelli, M. Perona, N. Sacconi, A. Turano*
- 6) **Sistema energetico integrato per insediamenti civili e industriali: studio di fattibilità** p. 3  
*M. Bandelloni, F. De Carlo, A. Rossi*
- 7) **Un'applicazione della tecnica "Disruption free performance" nella industria manifatturiera** p. 4  
*M. Bevilacqua, F.E. Ciarapica*
- 8) **La verifica di affidabilità di una catena di sicurezza a protezione di una attrezzatura in pressione: procedure e problematiche certificative** p. 4  
*F. Boenzi*
- 9) **Ottimizzazione della capacità produttiva in funzione delle caratteristiche di affidabilità degli impianti** p. 5  
*M. Bonfioli, L. Rinaldi*
- 10) **Modelli di Project Management di processi BPR connessi all'introduzione di sistemi informativi nelle PMI** p. 5  
*M. Brilli, P. Lunghi, M. Calamita*
- 11) **Qual è lo stato di salute della funzione approvvigionamenti nella vostra Azienda?** p. 5  
*A. Brun, S. Fiorella*
- 12) **Gli insetti e le operations: le termiti imparano la Group Technology** p. 6  
*A. Brun*
- 13) **Applicazione della tecnica FMEA: il caso PTI SpA** p. 7  
*A. Brun, G. Novakova, M. Spinelli*
- 14) **Analisi di rischio di implementazione di sistemi informativi APS-SCM** p. 7  
*A. Brun, M. Caridi, K. Fahmy Salama, I. Ravelli*
- 15) **I processi del servizio post-vendita per i beni di consumo durevole. Un'indagine sul campo** p. 8  
*A. Brun, V. Introna, R. Pinto, M. Rapaccini, N. Sacconi, L. Songini*
- 16) **Partnership tra industria ed università: un modello di gestione del miglioramento aziendale** p. 8  
*R. Burzacca, P. Lunghi*

*Nel presente documento  
sono stampati  
tutti gli abstract delle  
Memorie del  
XXX Convegno Nazionale  
Animp Oice Uami.*

*Nel CD allegato sono inserite  
le memorie complete,  
precedute dal relativo elenco.  
Per facilitare la ricerca dei lavori,  
posizionarsi sul numero di riferimento  
della memoria.*

*Gli abstract dell' Oice sono riportati  
alla pagina I-6 dell'indice*

# **SISTEMA ENERGETICO INTEGRATO PER INSEDIAMENTI CIVILI E INDUSTRIALI: STUDIO DI FATTIBILITÀ**

M. Bandelloni, F. De Carlo, A. Rossi

**Sezione Impianti e Tecnologie Industriali  
Dipartimento di Energetica "Sergio Stecco"  
Università di Firenze**

## **Sommario**

La liberalizzazione del mercato dell'energia e una sempre crescente sensibilità nei confronti dei problemi ambientali, porta i progettisti a trasferire ormai anche nel campo civile i sistemi di cogenerazione che da tempo sono in uso nelle applicazioni industriali.

Il caso di studio si riferisce ad un insediamento misto residenziale-commerciale di 33200 m<sup>2</sup> di superficie coperta, inserito in un più ampio progetto riguardante un'area di circa 500 ha.

Nell'articolo si valuta la convenienza economica a produrre energia elettrica e termica con un sistema che utilizza un motore endotermico integrato da caldaie a condensazione alimentati a gas metano, nonché pompe di calore e pannelli solari termici, con trasferimento dell'energia termica alle utenze tramite teleriscaldamento. La soluzione viene confrontata con l'alternativa impiantistica tradizionale di allacciamento alla rete elettrica e di impianti autonomi di riscaldamento con caldaie a metano.

L'analisi ha evidenziato un buon ritorno economico dell'investimento dovuto principalmente ad una riduzione dei costi di manutenzione ordinaria e straordinaria e ad una riduzione dei consumi energetici. Viene infine valutato e messo in evidenza il vantaggio ambientale di minori emissioni complessive.

## **1. Introduzione**

Nella progettazione di nuovi insediamenti urbani e industriali, sempre più risulta di fondamentale importanza uno studio preliminare circa le modalità di approvvigionamento energetico. Le forme di energia richieste in queste realizzazioni sono costituite essenzialmente da energia elettrica e termica, quest'ultima relativa ai vari utilizzi con diversi livelli entalpici.

Il progetto prende in considerazione innanzitutto la scelta delle fonti primarie e delle configurazioni impiantistiche ad esse connesse, tenendo conto che dette scelte sempre più devono rispondere al principio generale dello sviluppo sostenibile.

Un sistema di approvvigionamento energetico “sostenibile” deve soddisfare requisiti di basso impatto ambientale, utilizzo efficiente delle risorse, unitamente a requisiti di sicurezza, affidabilità e costi contenuti.

Da un punto di vista ambientale l'impiego di fonti rinnovabili come quelle eolica, fotovoltaica, solare termica e quella derivante dalle biomasse, risulta indubbiamente di grande interesse. Purtroppo l'uso di queste fonti, nonostante gli sforzi che le varie autorità governative nazionali, regionali e locali compiono a sostegno della loro introduzione, è caratterizzato da costi ancora troppo elevati, a cui si aggiunge una limitata potenzialità dell'impianto (dovuto alla bassa densità energetica delle fonti) e l'aleatorietà dell'approvvigionamento (dipendente da fattori esterni non controllabili).

Per questi motivi le fonti rinnovabili, al momento attuale, non possono costituire una valida alternativa a quelle fossili tradizionali, ma tutt'al più costituire una fonte di integrazione.

In definitiva, nell'affrontare queste problematiche, occorre tutt'ora ricorrere a sistemi energetici che prevedono l'utilizzo prevalente di fonti tradizionali, le quali devono comunque rispondere a principi di massima efficienza e di minimo impatto ambientale.

In questo studio viene analizzato un sistema di approvvigionamento energetico di un'area urbana di nuova edificazione con destinazione residenziale-commerciale ed in misura minore industriale. Il sistema prevede un impianto di cogenerazione alimentato a gas naturale, integrato con caldaie a condensazione, pannelli solari e pompa di calore, con distribuzione centralizzata del calore tramite teleriscaldamento.

Nelle note che seguono viene presentata una breve descrizione dell'impianto, con alcuni cenni alla progettazione e alle relative scelte impiantistiche, tese ad ottimizzare le prestazioni del sistema. Segue una valutazione economico-finanziaria dell'investimento, integrata da un confronto in termini di impatto ambientale, fra la soluzione proposta e la soluzione tradizionale.

Lo studio può costituire un utile contributo per future attività di pianificazione energetica relative ad insediamenti urbani ed industriali ed per impianti simili attualmente in funzione.

## **2. Progetto di massima dell'impianto**

### *Stima dei fabbisogni energetici*

Per il dimensionamento dell'impianto sono stati innanzitutto stimati i fabbisogni delle utenze. In questa fase di studio di fattibilità si è fatto ricorso a stime aggregate di tipo pratico-empirico, ottenibili mediante valori unitari detti anche “cifre indice”.

La potenza termica, necessaria al riscaldamento ambienti, è stata valutata calcolando un valore di dispersione termica massima riferita all'unità di volume, per ciascuna tipologia di edificio servito. Le potenze relative alla produzione di acqua calda sanitaria e ai fabbisogni elettrici sono invece state determinate considerando i valori unitari di riferimento dettati dalle norme UNI-CEI.

Successivamente sono state ricostruite le curve di richiesta elettrica e termica durante l'arco della giornata, nei giorni della settimana e nei vari periodi dell'anno.

I consumi sono stati stimati tenendo conto del diverso andamento delle richieste energetiche da parte delle aree di residenza, delle attività commerciali e della struttura di ricezione (hotel).

Per ogni tipologia di edificio sono stati stimati separatamente i consumi di energia elettrica, quelli di energia termica per riscaldamento, condizionamento e produzione di acqua calda sanitaria.

Per ottenere un maggior bilanciamento tra richiesta termica ed elettrica anche nel periodo invernale, la richiesta di riscaldamento (e di condizionamento estivo) della struttura ricettiva è stata coperta da una pompa di calore.

La figura 1 mostra le curve di consumo giornaliero invernale ed estivo, previste per l'intero insediamento

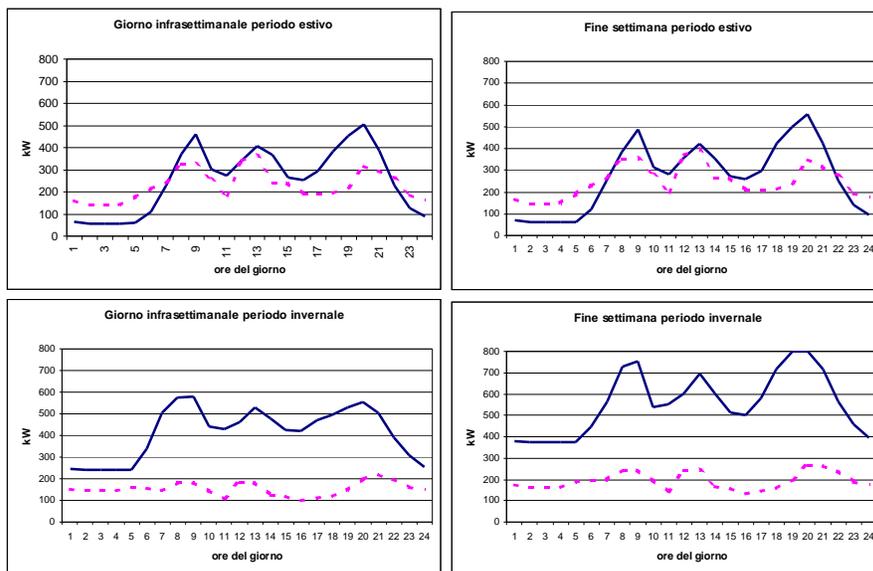


Figura 1 - Curve di richiesta giornaliera di energia elettrica (discont.) e termica (continua)

### *Scelta dell'impianto di cogenerazione e di distribuzione acqua calda*

La richiesta contemporanea di energia elettrica e termica, di limitata potenzialità, impone in genere la scelta di un sistema di cogenerazione con motore endotermico, in questo caso alimentato a gas metano.

La taglia è stata scelta basandosi sulle curve di richiesta energetica stimate: in particolare il cogeneratore impiegato ha una potenza elettrica pari a 230 kW e un potenza termica di 358 kW. Nella centrale assieme al cogeneratore sono state previste cinque caldaie di integrazione a gas metano, di cui due a condensazione, con una potenzialità massima complessiva di 1015 kW termici.

La gestione del cogeneratore viene effettuata cercando di massimizzare la convenienza nel rapporto di scambio con la rete elettrica nazionale e

tenendo conto dell'effettiva contemporaneità tra richiesta elettrica e termica. In particolare si è previsto di far lavorare a pieno carico la macchina nelle ore diurne (dalle 6:30 fino alle 21:30), riducendola del 50% nelle ore notturne. Il cogeneratore viene fermato solo nei fine settimana invernali, nei quali si prevede di riassorbire dalla rete l'energia ceduta durante i giorni infrasettimanali.

Per quanto riguarda la distribuzione dell'energia termica, è stato scelto un sistema a bassa entalpia (impianto ad acqua calda funzionante fra 60 e 90 °C) con una rete di distribuzione di tipo ramificato. Le utenze vengono servite dal circuito primario attraverso scambiatori di calore a piastre, uno per ogni singolo edificio.

La modulazione della potenza da trasferire al circuito secondario in ogni scambiatore, mantenendo costante la temperatura, viene realizzata tramite valvole motorizzate a due vie poste sulle derivazioni della rete primaria (vedi fig.2).

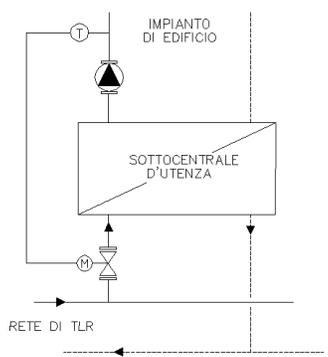


Figura 2 - Sistema di regolazione delle sottocentrali di scambio termico.

In tale modo nel circuito primario circola una portata d'acqua variabile, dipendente dall'effettiva richiesta delle utenze, con il conseguente vantaggio di un minor assorbimento elettrico delle pompe di circolazione.

Questa soluzione tuttavia, a causa del rallentamento del fluido all'interno della tubazione, conseguente ad una minore portata, determina una maggiore dispersione termica con possibilità di riduzione delle temperatura alle utenze al di sotto dei valori di progetto.

Il problema viene risolto installando una valvola motorizzata, comandata da una sonda di temperatura sull'estremità di ogni ramo del circuito primario (vedi fig. 3), in modo da non ridurre eccessivamente la portata e mantenendo la temperatura al di sopra dei valori consentiti ( 85°C).

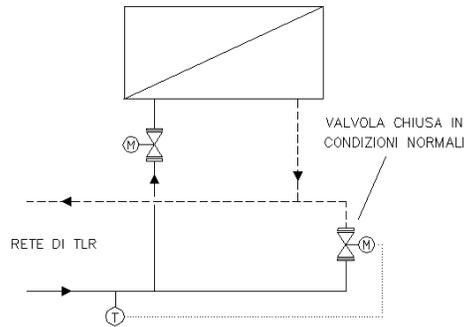


Figura 3 - Schema adottato per contrastare la caduta di temperatura della rete ai bassi carichi.

Il gruppo di pompaggio, dotata di macchine comandate da inverter, è in grado di regolare la portata mantenendo costante la prevalenza.

### 3. Valutazione economico-finanziaria

#### *Flusso di cassa*

Il flusso di cassa (*cash-flow*) è costituito essenzialmente dall'entità dell'esborso iniziale e dalle disponibilità annuali previste nel periodo di vita dell'investimento. Tali disponibilità sono rappresentate dalla differenza tra i ricavi provenienti dalla vendita dell'energia prodotta (termica ed elettrica) e i costi di gestione.

Un elemento critico dell'indagine è costituito dalla stima delle tariffe di vendita di elettricità e calore, in quanto da esse dipendono strettamente i ricavi annuali e quindi la convenienza stessa dell'investimento.

Le tariffe sono state scelte imponendo un costo di fornitura, ottenuto ipotizzando impianti di riscaldamento autonomo e allacciamento alla rete elettrica nazionale.

In tale modo si è riusciti a valutare se l'impianto proposto risulti o meno conveniente rispetto ad un sistema di approvvigionamento tradizionale.

#### *Costi di impianto*

L'investimento iniziale è essenzialmente costituito dal costo della centrale di cogenerazione, della rete di teleriscaldamento e delle sottocentrali di scambio termico, queste ultime supposte a carico del soggetto investitore.

L'ammontare dell'investimento tiene conto anche dei costi di installazione, di trasporto, di spese generali e utili di impresa della ditta installatrice.

#### *Costi di gestione*

L'energia elettrica e termica richiesta annualmente dalle utenze è stata stimata integrando i consumi giornalieri su tutto l'arco dell'anno. Dal confronto con la potenza erogata dal cogeneratore è stato possibile tracciare il bilancio energetico annuale (vedi tabella 1).

Tabella 1 - Bilancio energetico annuale dell'impianto.

Fabbisogno globale energia elettrica	kWh/anno	1.758.396
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore	kWh/anno	1.399.320
Energia elettrica autoconsumata	kWh/anno	1.222.323
Energia elettrica ceduta alla rete	kWh/anno	176.997
Energia elettrica assorbita dalla rete	kWh/anno	536.072
Fabbisogno globale energia termica	kWh/anno	3.123.086
Energia termica prodotta dal cogeneratore	kWh/anno	2.178.072
Energia termica prodotta dalle caldaie di integrazione	kWh/anno	1.185.537
Energia termica del cogeneratore sfruttata	kWh/anno	1.937.549
Energia termica del cogeneratore inutilizzata	kWh/anno	240.523
Consumo di gas metano del cogeneratore	Nm <sup>3</sup> /anno	412.845
Consumo di gas metano delle caldaie di integrazione	Nm <sup>3</sup> /anno	126.513

In base alle tariffe energetiche, acquisite in un contesto di libero mercato, e relativamente alle tipologie di utenze in esame, sono state calcolate le spese di gestione annue.

A tali spese sono state aggiunte quelle relative al personale tecnico, alla manutenzione dell'impianto e alle necessarie spese di struttura.

#### *Ricavi*

I ricavi annuali sono quelli derivanti dalla vendita dell'energia elettrica e termica prodotta.

Le tariffe di vendita dell'energia elettrica alla struttura ricettiva e al gestore dell'illuminazione pubblica stradale sono state stabilite facendo riferimento a quelle previste attualmente dall'Enel per tali tipologie di utenze.

Nel caso dell'energia termica le tariffe sono state prese pari al costo che gli utenti avrebbero dovuto sostenere con gli impianti autonomi. È stato pertanto necessario ipotizzare una situazione in cui ogni utenza provveda all'autoproduzione di calore per riscaldamento e acqua calda sanitaria.

Il costo risulta pertanto comprensivo oltre che del consumo di metano, anche dell'acquisto, manutenzione ed eventuali sostituzioni della caldaia (si è supposta una vita media della caldaia autonoma pari a 15 anni).

Il costo è stato stimato separatamente per le residenze, la struttura ricettiva e i servizi, ottenendo le tariffe di vendita indicate in tabella 2.

Tabella 2 - Tariffe di fornitura ottenute.

Tariffa di fornitura per le residenze	c€/kcal	0,010483
Tariffa di fornitura per il commerciale/servizi	c€/kcal	0,008920
Tariffa di fornitura per l'hotel	c€/kcal	0,006617

#### **4. Valutazione dell'investimento in regime di certezza**

Per la valutazione dell'investimento è stata svolta un'analisi economico-finanziaria supponendo un flusso di cassa differenziale e ammortamento contabile ai fini del calcolo delle imposte.

L'orizzonte temporale dell'investimento è stato posto pari a 30 anni, coincidente con la durata tecnologica della rete di distribuzione.

All'interno di tale periodo è stata prevista la sostituzione al quindicesimo anno dell'intero modulo di cogenerazione, delle caldaie di integrazione, delle pompe della rete e degli scambiatori di calore.

Tanto per l'investimento iniziale quanto per il rinnovo dei macchinari è stato supposto un piano di ammortamento in 10 anni.

Inoltre sono stati fissati:

- Tasso di reinvestimento (MARR, Minimum Attractive Rate of Return): 10%
- Aliquota d'imposta:  $\alpha = 36\%$ .

Il diagramma seguente indica l'andamento dei flussi di cassa nell'arco temporale in esame, mentre in tabella sono riportati i risultati ottenuti nei principali indici di valutazione dell'investimento.

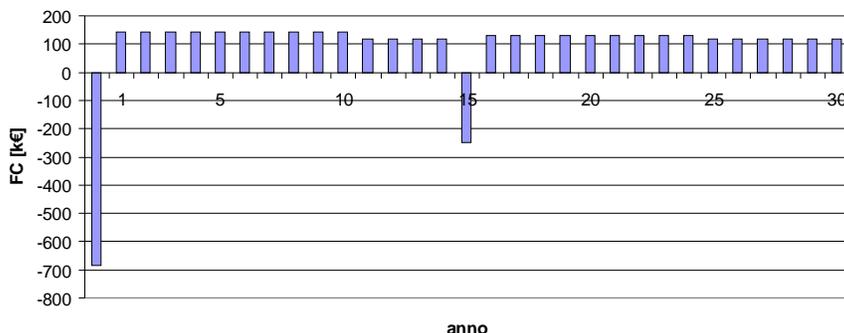


Figura 4 - Flussi di cassa annuali relativi all'investimento.

Tabella 3 - Risultati economici calcolati.

PV [€]	AE [€/a]	RR	IRR	ORR	PBP [a]
495.303	52.541	0,72	19,3%	12,0%	7

dove:

*PV = Present Value, AE = Annual Equivalent, RR = Rate of Return; IRR = Internal Rate of Return, ORR = Overall Rate of Return, PBP = Pay Back Period*

#### *Analisi dei risultati*

I risultati mostrano una buona convenienza economica dell'investimento: il capitale iniziale viene infatti recuperato nei primi sette anni di vita dell'impianto, con un tasso di rendimento effettivo (ORR) del 12% e un indice di profitto (RR) pari a 0,72.

Nella fig. 6 è messo in luce l'andamento dei costi di impianto e di gestione relativi alle due soluzioni, senza considerare le componenti comuni.

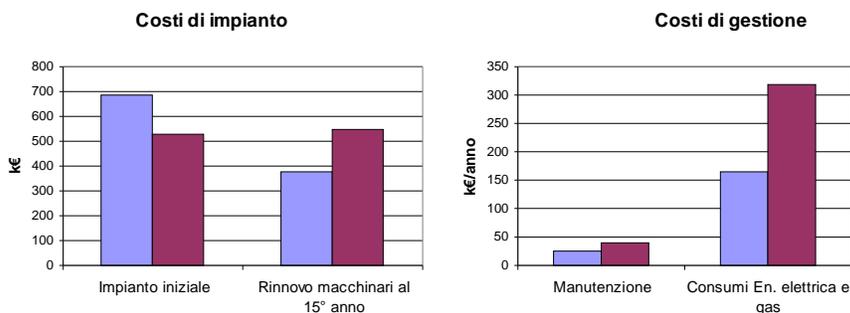


Figura 5 - Confronto tra i costi dell'impianto proposto (a sinistra) e dell'impianto tradizionale.

In particolare, come evidenziato in figura, a fronte di un maggiore costo di primo impianto, i vantaggi economici sono dovuti a:

- Riduzione dei costi per il rinnovo delle macchine: nella situazione tradizionale, infatti, è presente un notevole numero di caldaie che richiedono mediamente la sostituzione ogni 15 anni mentre nella soluzione proposta l'investimento necessario per la manutenzione straordinaria a 15 anni, risulta minore.
- Riduzione dei costi di manutenzione: i costi di manutenzione delle caldaie murali sono molto maggiori rispetto a quelli di un'unica centrale e dei relativi scambiatori di calore.
- Riduzione dei costi per consumo di metano ed energia elettrica: ciò è legato soprattutto all'elevata efficienza con cui, grazie alla cogenerazione, si riesce a convertire l'energia del combustibile in energia utile.

## 5. Analisi di rischio

### *Analisi di sensitività*

Fra tutti i dati che sono stati utilizzati per la valutazione economica, alcuni presentano un certo grado di incertezza, dovuto a molteplici ragioni, di seguito riassunte:

- in un mercato liberalizzato come è oggi quello dell'energia non esistono più tariffe ben definite, ma un prezzo che nasce dalla contrattazione tra fornitore e cliente e che dipende da un numero elevato di parametri non controllabili;
- non è possibile prevedere il comportamento futuro del mercato dell'energia;
- la imprevedibilità del manifestarsi dei guasti nell'impianto comporta una variabilità dei costi di manutenzione;
- trattandosi di un progetto di massima, il costo effettivo dell'impianto può subire delle variazioni in sede di contrattazione;

- il rendimento del cogeneratore può variare in funzione della macchina acquistata, delle condizioni ambientali di installazione e delle condizioni operative.

Per tutti questi motivi si è ritenuto opportuno eseguire un'analisi di sensitività seguita da un'analisi di scenario.

In Figura 6 è riportato l'andamento di uno dei parametri economici rappresentativi (IRR) in funzione delle variazioni delle grandezze in un intervallo compreso tra  $\pm 10\%$ , rispetto ai valori impiegati nella valutazione in regime di certezza (analisi di sensitività).

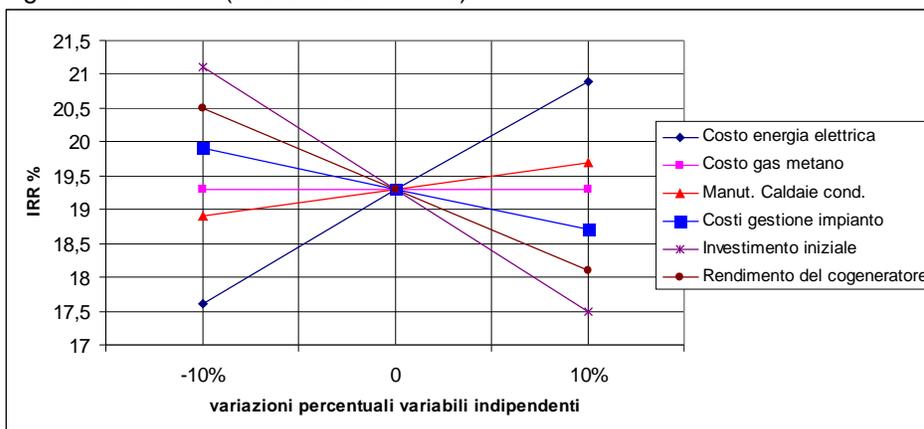


Figura 6 - Variazione dell'IRR in funzione di alcuni parametri.

L'analisi condotta mostra che il prezzo del gas non ha alcuna influenza sui risultati economici, in quanto esso va ad incidere in ugual modo sia sui costi che sui ricavi.

Tra i parametri che maggiormente influenzano il risultato economico vi sono il prezzo dell'energia elettrica ed il costo iniziale di impianto.

#### Analisi di scenario

L'analisi di sensitività non può considerarsi uno strumento di indagine completo, in quanto non considera le reciproche interazioni dei parametri sui risultati. Un passo successivo è costituito dall'analisi di scenario in cui si valutano, oltre alla situazione in regime di certezza, le due condizioni estreme, una ottimistica – in cui si assommano tutti gli accadimenti favorevoli – ed una pessimistica. Si ottiene, in questo modo, un *range* di variabilità entro cui, con elevata probabilità, si troverà la soluzione.

Nell'analisi di scenario è opportuno inserire i parametri che la precedente analisi di sensitività ha indicato essere più influenti.

Tabella 4 - Proposta di analisi di scenario

	Ottimistico	Medio	Pessimistico
Investimento iniziale (€)	684.257	684.257	821.108
Costi di gestione e manutenzione impianto (€/a)	68.807	72.832	94.177
Costi per consumo di gas metano (€/a)	146.951	148.441	152.789
Ricavo annuo vendita energia elettrica (€/a)	198.737	172.815	138.252
Ricavo annuo vendita energia termica (€/a)	246.539	230.194	220.584

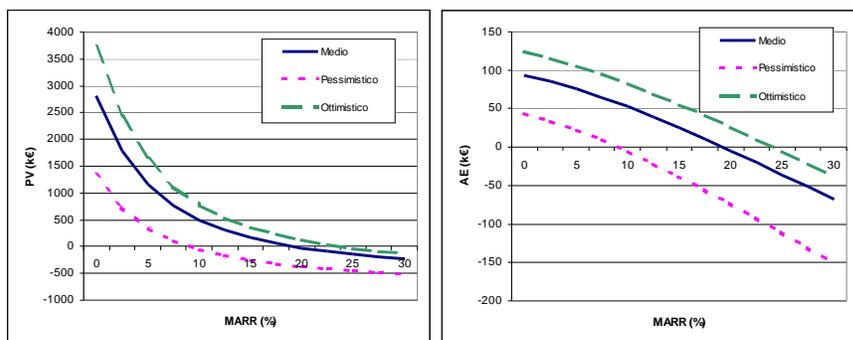


Figura 7- PV ed AE in funzione del MARR

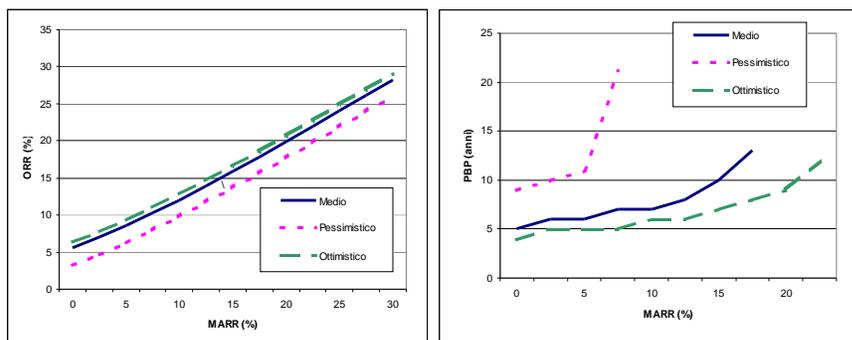


Figura 8 – ORR e PBP in funzione del MARR

## 6. Valutazione di impatto ambientale

### *Impostazione dell'analisi*

In questa ultima parte dello studio è stata condotta una valutazione ambientale di massima relativa al sistema proposto rispetto alla soluzione tradizionale.

Nel caso della cogenerazione e teleriscaldamento le fonti di consumo e di emissioni in atmosfera sono rappresentate da:

- Cogeneratore
- Caldaie di integrazione a metano
- Centrali Enel (utilizzate in parallelo al cogeneratore).

Il contributo delle centrali Enel è relativo alla quantità di energia elettrica che l'impianto assorbe complessivamente dalla rete di distribuzione nazionale.

Nella soluzione tradizionale compaiono invece le seguenti voci:

- Caldaie autonome a metano
- Centrali Enel.

In questo caso il contributo delle centrali Enel riguarda la produzione dell'energia elettrica richiesta da tutto il complesso residenziale. Nella valutazione differenziale delle emissioni deve essere anche considerata più la quota di energia elettrica che, tramite il cogeneratore, viene riversata nella rete elettrica nazionale.

Per le centrali Enel sono stati considerati un consumo specifico medio di combustibile pari a 0,24 tep/MWh, delle emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> pari a 580 g/kWh, di NO<sub>x</sub> pari a 2500 mg/kWh e di CO pari a 2800 mg/kWh.

#### *Alcuni importanti risultati*

I diagrammi di seguito riportati in Figg. 9 e 10 mostrano i contributi ai consumi e alle emissioni di CO<sub>2</sub> dei vari componenti, relativamente alle due situazioni analizzate.

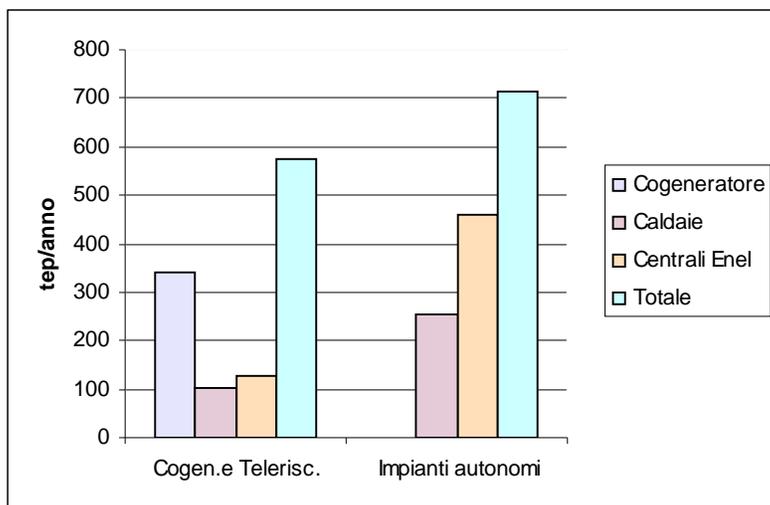


Figura 9 - Tonnellate equivalenti di petrolio consumate

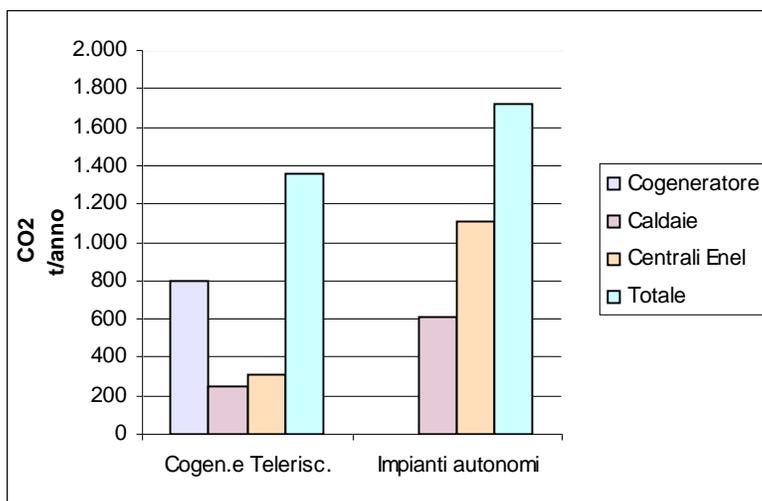


Figura 10 - Emissioni di CO2

Nella Tabella 5 sono riportati i valori di riduzione fra la soluzione proposta e quella tradizionale, per i principali fattori inquinanti.

Tabella 5 - Confronto ambientale tra le due situazioni analizzate.

Risparmio di energia primaria	tep/anno	142
Risparmio percentuale		20%
Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate	t/anno	365
Percentuale di emissioni di CO <sub>2</sub> evitate		21%
Emissioni di NOx evitate	kg/anno	1.691
Percentuale di emissioni di NOx evitate		35%
Emissioni di CO evitate	kg/anno	7.021
Percentuale di emissioni di CO evitate		65%

Il minor consumo di combustibile, così come la riduzione di emissioni di anidride carbonica, è imputabile soprattutto alla natura della cogenerazione che consente, producendo contemporaneamente energia elettrica e calore, un utilizzo più efficiente dell'energia primaria.

Le riduzioni di NOx e di CO sono invece dovute principalmente alla drastica diminuzione degli assorbimenti di energia elettrica dalla rete nazionale (le emissioni specifiche di tali gas dovute al cogeneratore sono notevolmente inferiori a quelle medie delle centrali di produzione Enel).

Vanno anche ricordati altri vantaggi che vengono offerti dal teleriscaldamento, e cioè:

- la centralizzazione permette di portare le emissioni fuori dal centro abitato;
- i generatori di calore della centrale termica risultano costantemente sotto la sorveglianza di personale specializzato;
- si riduce la presenza di gas combustibile all'interno degli edifici.

In una più ampia analisi *LCA (Life Cycle Assessment)* dovremmo infine mettere in conto anche altri aspetti come il minor impiego di materiale per la realizzazione degli impianti, nonché un minor impatto nel loro smaltimento. Si può affermare, pertanto, che il sistema di approvvigionamento energetico proposto permette, mediante la cogenerazione e il teleriscaldamento, di ottenere consistenti vantaggi ambientali, rispetto ad una soluzione con impianti autonomi.

## **7. Bibliografia**

1. A. BENONYSSON, B. BOHM, H.F. RAVN, *Operational optimization in a district heating system*, Energy Convers., Vol. 36 n. 5 pp. 297-314, Elsevier Science Ltd, G.Britain 1995
2. C. PIZZETTI, *Condizionamento dell'aria e refrigerazione*, Casa Editrice Ambrosiana, 1999
3. E. BOWITZ, M. DANG TRONG, *The social cost of district heating in a sparsely populated country*, Energy Policy, Vol. 29 pp. 1163-1173, Elsevier Science Ltd, G.Britain 2001
4. ENEA, *Incontrare Johannesburg*, Rapporto ENEA sullo stato di attuazione del Patto per l'Energia e l'Ambiente 2001, Roma 2002
5. ENEA, *Risparmio energetico con gli impianti di riscaldamento*, Collana Sviluppo Sostenibile, Roma 2001
6. M. BANDELLONI, R. RINALDI, *Studio di fattibilità degli impianti industriali: l'analisi economico finanziaria*, Pitagora editrice, Bologna 1998
7. M. G. OSSEBAARD, J. VAN WIJK, M.T. VAN WEES, *Heat supply in the Netherlands: a system analysis of costs, exergy efficiency, CO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> emissions*, Energy, Vol. 22 n. 11 pp. 1087-1098, Elsevier Science Ltd, G. Britain 1997
8. REGIONE LIGURIA, *Piano Energetico Ambientale della Regione Liguria*, Dipartimento Tutela dell'Ambiente ed Edilizia
9. W.GRASSI, G.SCATIZZI, *Moderne soluzioni impiantistiche per il risparmio energetico*, Maggioli Editore, 2001